



U-2013-0022091 del 30-04-2013

Enel Rete Gas

Gruppo F2i Reti Italia

Via San Giovanni Sul Muro 9 - 20121 Milano
Tel. +39 02 2320 2111 - Fax. +39 02 2320 8655

Milano, 30.04.2013

ERG/CO/RA

Via telematica/e-mail

Spett.le

Autorità per l'energia elettrica e il gas
Direzione Infrastrutture Elettricità e Gas
Piazza Cavour, 5
20121 MILANO

Oggetto: risposta al documento di consultazione 56/2013/R/gas "*Criteri di determinazione del costo riconosciuto dei servizi di distribuzione e misura del gas per il quarto periodo di regolazione*".

Si trasmette in allegato la risposta di Enel Rete Gas S.p.A. e delle società controllate al documento di consultazione in oggetto.

Cordiali saluti.

Enel Rete Gas S.p.A.
Regolazione e Antitrust

Gianni Rossetto


Allegati: c.s.i.

**RISPOSTA DI ENEL RETE GAS S.p.A. AL
DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE 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 GENERALI

Enel Rete Gas, anche a nome di G6 Rete Gas (controllata al 100%), formula le proprie osservazioni agli orientamenti delineati nel documento di consultazione 56/2013/R/gas (di seguito anche DCO) in materia di criteri di determinazione del costo riconosciuto dei servizi di distribuzione e misura del gas per il quarto periodo di regolazione, che si avvierà dal 1° gennaio 2014.

Come già osservato in risposta al documento di consultazione 341/2012/R/gas, si tratta di un periodo regolatorio particolarmente importante perché durante tale periodo prenderà avvio una notevole trasformazione del sistema della distribuzione gas attraverso i nuovi affidamenti per ambito territoriale. La regolazione del nuovo periodo, che sarà definita anche sulla base di quanto emerso nelle consultazioni, dovrà quindi favorire la transizione della distribuzione gas al nuovo assetto delle gestioni per ambito che verranno progressivamente assegnate e dovrà quindi tener conto di questa nuova prospettiva, assicurando ancor più meccanismi di stabilità, prevedibilità e certezza dei ricavi, indispensabili per rendere possibile l'attuazione degli ingenti investimenti che dovranno essere affrontati dalle imprese.

Tenuto conto dell'ampiezza del periodo temporale entro cui si svolgeranno le gare, la regolazione del prossimo periodo regolatorio dovrà tuttavia mantenere anche gran parte degli elementi caratteristici della regolazione sino ad oggi attuata in riferimento alle gestioni e concessioni per singolo Comune.

Enel Rete Gas, che aspira a consolidare la propria presenza nel settore della distribuzione gas anche attraverso la partecipazione alle gare di affidamento del servizio per ambito territoriale, intende quindi partecipare alla consultazione in spirito propositivo e costruttivo, ritenendo la regolazione tariffaria del 4° periodo di regolazione molto importante per il futuro del settore.

Le considerazioni che di seguito verranno sviluppate sono state formulate tenendo conto che il DCO illustra ancora – come indicato nella sua Premessa – *“primi orientamenti per la determinazione del costo riconosciuto ai fini della fissazione delle tariffe del servizio di distribuzione e misura del gas nel quarto periodo di regolazione”*.

In linea generale si condivide, anche per le considerazioni più sopra evidenziate, l'approccio delineato nel DCO per la fissazione dei criteri di riconoscimento dei costi per il quarto periodo regolatorio, basato essenzialmente sullo schema già adottato con la deliberazione ARG/gas 159/08, ma con l'introduzione di modifiche sia per correggere alcuni aspetti della regolazione ritenuti o rivelatisi non adeguati, tra cui quelli inerenti il trattamento dei contributi, sia per tener conto della nuova prospettiva degli affidamenti per ambito territoriale e delle relative conseguenze, tra cui, in particolare, quelle inerenti la cessione di asset da un soggetto ad un altro ad un valore di rimborso (VIR) diverso da quello sino ad oggi riconosciuto dal sistema tariffario (RAB).

Molte delle proposte delineate nel DCO hanno tuttavia ancora carattere generale e preliminare e non presentano aspetti di dettaglio, pur delineando alcune ipotesi allo studio degli uffici dell'Autorità. Pertanto vengono formulate osservazioni agli aspetti generali presentati, rimanendo in attesa di poter analizzare aspetti di maggior dettaglio nelle successive consultazioni, che si auspica vengano effettuate a breve, al fine di poter giungere all'adozione del provvedimento almeno con qualche mese di anticipo rispetto all'inizio del nuovo periodo di regolazione.

Si riportano di seguito le risposte ai singoli spunti per la consultazione.

RISPOSTE AGLI SPUNTI PER LA CONSULTAZIONE

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

Il DCO ipotizza l'estensione di due anni della durata del periodo regolatorio rispetto alla durata attuale (da quattro a sei anni), introducendo appositi meccanismi infra-periodo, nell'ottica di contenere il c.d. rischio regolatorio.

Si considera condivisibile l'ipotesi di un'estensione temporale del periodo regolatorio come quella proposta, da quattro a sei anni, purché vengano predefiniti in modo puntuale adeguati meccanismi di revisione infra-periodo. Il DCO, come precisato in risposta al successivo spunto per la consultazione S2, si limita infatti ad indicare la cadenza delle revisioni infra-periodo ipotizzate, senza specificare le modalità secondo cui verrà calcolato l'aggiornamento, sulle quali, quindi, non si ha la possibilità di formulare osservazioni. Ovviamente le modalità secondo cui l'Autorità intenderebbe effettuare l'aggiornamento potrebbero influenzare anche il giudizio circa l'estensione della durata del periodo regolatorio.

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

Si considera in generale opportuna e necessaria l'introduzione di appositi aggiornamenti infra-periodo, in aggiunta ai consueti aggiornamenti annuali delle tariffe per inflazione, recepimento dei nuovi investimenti, ammortamenti e applicazione dell'*X-factor*, oltre che per riconoscimento di variazioni dei costi derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali (es.: mutamento del quadro

normativo e regolatorio).

Ciò sia in considerazione delle possibili evoluzioni delle dinamiche dei mercati finanziari, sia in considerazione del fatto che nel quarto periodo regolatorio si assisterà ai primi effetti della riforma della disciplina degli affidamenti del settore, con nuovi affidamenti assegnati non più per singolo Comune ma per ambito territoriale.

Il DCO, tuttavia, si limita ad indicare l'ipotesi – ritenuta condivisibile – dei parametri che dovrebbero essere oggetto di aggiornamento (*X-factor* e tasso di remunerazione del capitale investito WACC) e la cadenza delle specifiche revisioni infra-periodo (triennale per l'*X-factor* e biennale per alcuni dei parametri alla base della determinazione del WACC), senza specificare le modalità secondo cui verrà calcolato l'aggiornamento, sulle quali, quindi, non si ha la possibilità di formulare osservazioni.

In generale si ritiene che per l'*X-factor* l'aggiornamento dovrebbe essere effettuato tenendo sempre comunque conto che:

- per le gestioni in essere, i margini di efficienza per i costi unitari d'impresa sono ormai molto ridotti, con *X-factor* prossimo a "0" (dopo 13 anni di regolazione è già stato applicato un recupero di produttività complessivo pari a oltre il 40 %);
- per le nuove gestioni d'ambito, le ipotizzate efficienze saranno eventualmente conseguibili solo dopo alcuni anni di gestione, per maggiori costi iniziali e permanenza di *enclave* nell'ambito (*X-factor* applicabile solo dopo 3÷4 anni).

Per i parametri utilizzati per la determinazione del WACC (tasso di rendimento delle attività prive di rischio - RF, tasso d'inflazione utilizzato nella formula del WACC - rpi, aliquota teorica di incidenza delle imposte - T e scudo fiscale - tc), l'aggiornamento del tasso di rendimento delle attività prive di rischio RF dovrebbe essere effettuato assumendo, in continuità con quanto sin qui adottato (e contrariamente a quanto avvenuto per il solo aggiornamento dell'anno 2013), la media dei rendimenti lordi del BTP decennale benchmark rilevato dalla Banca d'Italia nei 12 mesi immediatamente precedenti, su un periodo predefinito e valido anche per i successivi aggiornamenti (ad esempio il periodo da novembre ad ottobre).

Inoltre, dato che il solo aggiornamento periodico del tasso Risk Free, evidenziando unicamente la situazione del sistema-paese nel suo complesso, potrebbe non cogliere situazioni particolari del settore, dovrebbe essere prevista, magari con una diversa periodicità, la verifica e l'eventuale aggiornamento anche del Market Risk Premium.

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

Per la ripartizione dei maggiori recuperi di produttività conseguiti nel terzo periodo di regolazione, come indicato nel DCO, è preannunciata l'intenzione di confrontare il livello del costo riconosciuto

a copertura dei costi operativi (COR) nell'anno di riferimento (2011) con il livello dei costi effettivi (COE) relativi al medesimo anno per *cluster* omogenei di impresa per la gestione delle infrastrutture di rete del servizio di distribuzione e a livello aggregato nazionale per i servizi di misura e di commercializzazione del servizio di distribuzione. Per tutti i servizi, qualora il COE sia maggiore al COR, ai fini della fissazione dei livelli iniziali del costo riconosciuto nel periodo di regolazione successivo si assumerebbe il valore del medesimo COR.

Come anche evidenziato in risposta al successivo spunto per la consultazione S5, si ritiene che per la differenziazione dei costi operativi del servizio di distribuzione (effettivi e riconosciuti) debba essere considerata solo la densità della clientela servita, dato che i costi operativi e la manutenzione di località sono correlabili quasi esclusivamente alla densità dei clienti e assai poco alla dimensione di impresa. Una simile impostazione dovrebbe pertanto essere adottata anche per l'analisi del costo effettivo (COE).

Ferma restando la considerazione di cui sopra, si rileva che, nel caso in cui il COE sia maggiore al COR, l'approccio di assumere, ai fini della fissazione dei livelli iniziali del costo riconosciuto, il valore dello stesso COR, potrebbe risultare penalizzante laddove il COR derivante dalla regolazione del periodo precedente non avesse tenuto conto di costi operativi nel frattempo intervenuti. Si ritiene pertanto che, nel caso in cui il COE sia maggiore al COR, il valore del COR precedentemente applicato debba essere opportunamente aggiornato, magari dopo aver eseguito eventuali approfondimenti per verificare a quali motivazioni sia riconducibile l'incremento del COE.

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

Si ritiene condivisibile che il riconoscimento dei costi operativi si basi sui costi effettivi di gestione degli operatori desumibili dall'unbundling contabile. Si condivide al riguardo, quale riferimento, l'utilizzo dei dati relativi all'anno 2011 (come da rendiconti annuali separati trasmessi ad all'Autorità con bilancio unbundling), dato che l'impiego dei dati 2012 non è compatibile con i tempi di elaborazione per le determinazioni tariffarie.

In particolare, in una fase di assestamento del settore, in attesa dei futuri nuovi ambiti (ATeM), è preferibile partire da un livello di costo operativo medio nazionale, eventualmente differenziato solo per densità di clientela, come meglio esplicitato in risposta al successivo spunto per la consultazione S5.

Per quanto riguarda gli opex della misura, si ritiene che per i gruppi di misura di calibro maggiore a G6 conformi ai requisiti di cui alla deliberazione ARG/gas 155/08 occorrerebbe adeguare:

- il valore della componente t_{ins} (installazione/manutenzione misuratori), per tener conto di tutti i costi correlati alla manutenzione dei nuovi apparati di cui risultano equipaggiati i contatori (es. interventi manutenzione su apparati di comunicazione, aggiornamenti software, sostituzione batteria, sostituzione contatori di nuova tipologia per guasti, ecc.);

- il valore della componente t_{rac} (raccolta misura), per tener conto di tutti i costi correlati alla gestione dei nuovi apparati (traffico telefonico, raccolta dati, verifiche a campione sui contatori in sito¹, maggiori costi delle eventuali letture tradizionali “puntuali” necessarie per raccogliere la misura a seguito di malfunzionamenti del sistema di comunicazione, ecc.).

Per quanto concerne infine la componente t_{cot} (commercializzazione) si ritiene necessario tener conto dei costi sostenuti per nuove attività (es. gestione del bonus gas) e pertanto si ritiene che debbano essere svolti quanto prima gli approfondimenti prefigurati nel DCO per una valutazione dei corrispondenti effetti a livello di settore.

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

Si ritiene che, in vista dei prossimi affidamenti per ATeM, con modalità di riconoscimento dei costi operativi che, associati all'ambito territoriale di concessione, considereranno solo la densità di clientela servita, sia opportuno privilegiare la classe di densità di clientela anziché la dimensione per operatore, rilevando di conseguenza il livello medio dei costi operativi nei bilanci unbundling delle imprese.

Come evidenziato in risposta allo spunto per la consultazione S3, i costi operativi di località sono infatti funzione quasi esclusivamente della densità.

Si ritiene pertanto che, tra le diverse opzioni presentate, debba essere adottata l'opzione T1.B (riconoscimento costi operativi in base alla sola densità di clientela servita per le “vecchie” gestioni preesistenti e per ambito territoriale e densità di clientela per le nuove gestioni d'ambito) per cominciare a tener conto, nella prospettiva degli affidamenti per ambito territoriale, di costi operativi differenziati solo per densità, allineando le logiche di riconoscimento dei costi operativi a quelle che saranno adottate con le gestioni per ATeM.

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

In tema di fissazione degli obiettivi di recupero di produttività (*X-factor*) per il nuovo periodo regolatorio si ritiene si debba tener conto dei recuperi di produttività cumulati già totalizzati in passato e dei margini via via decrescenti, inevitabilmente sempre più ristretti, per eventuali ulteriori “efficientamenti”. Si considera quindi condivisibile definire gli obiettivi di recupero di produttività su base triennale e prevedere che alla fine del triennio siano effettuate analisi volte ad accertare la necessità di eventuali rimodulazioni degli obiettivi di recupero di produttività per il triennio successivo, rimarcando tuttavia che:

- per le gestioni in essere, i margini di efficienza per i costi unitari d'impresa, dopo 13 anni di recuperi di produttività, sono ormai molto ridotti; infatti la curva di “efficientamento” è di tipo asintotico, con

¹ Ovviamente più frequenti nella fase di *start-up*.

possibilità di miglioramento comunque sempre decrescente nel tempo e con *X-factor* ormai prossimo a "0", tenuto conto che dal 2001 ad oggi è già stato applicato un tasso di recupero di produttività complessivo pari ad oltre il 40%;

- per le nuove concessioni d'ambito, eventuali efficienze derivanti dall'accorpamento delle precedenti gestioni per Comune saranno conseguibili solo dopo alcuni anni dall'avvio dei nuovi affidamenti (*X-factor* applicabile solo dopo 3+4 anni); ciò sia per maggiori costi iniziali legati alla presa in carico delle molteplici gestioni in precedenza in capo a terzi, sia in relazione alla permanenza di *enclave* nell'ambito, fenomeno, questo, che nello stesso DCO (punto 20.1) viene considerato non marginale, stimando che possa interessare circa il 20% delle località servite.

Per quanto riguarda il servizio di misura, si condivide che l'Autorità tenga conto della discontinuità gestionale derivante dalla migrazione verso sistemi di telegestione che comporterà inizialmente maggiori costi operativi di cui si dovrà tener conto. In relazione a ciò si ritiene che l'*X-factor* possa essere applicato solo dopo 3+4 anni dal *roll-out*.

Ferme restando le osservazioni di cui sopra, le modalità di aggiornamento infra-periodo dovrebbero comunque essere definite all'inizio del periodo regolatorio in ottica di certezza e stabilità della regolazione.

Per formulare ulteriori osservazioni occorrerebbero, quindi, maggiori dettagli in merito a come l'Autorità intenda applicare, sui costi operativi riconosciuti dal 2014, l'aggiustamento degli ormai ridotti recuperi di produttività e in merito a come intenda effettuare l'aggiornamento infra-periodo.

Come già osservato in risposta al DCO 341/12, si condivide infine di rinviare a valutazioni future la definizione dei criteri da adottare per la fissazione degli obiettivi di recupero di produttività per il 5° periodo di regolazione, tenuto conto che, vista la proroga del corrente periodo regolatorio al 2013 e la prefigurata estensione a 6 anni del prossimo, si tratta di criteri riferiti ad un orizzonte temporale troppo distante nel tempo (a partire dal 2020) e peraltro successivo alle gare di affidamento del servizio di distribuzione gas per ATeM.

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

Fermo restando quanto già evidenziato in risposta agli spunti per la consultazione precedenti, la proposta di prevedere alla fine del quarto periodo regolatorio la simmetrica ripartizione dei maggiori recuperi di produttività tra imprese e clienti finali, valutati per aggregati nazionali può essere condivisibile a condizione che vengano chiariti con adeguata anticipazione i meccanismi sottostanti.

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

Nel terzo periodo regolatorio, con riferimento alle località in avviamento, il vincolo dei ricavi ammessi era determinato nei primi anni prendendo a riferimento il tasso presunto di diffusione

della distribuzione del gas sul numero delle famiglie residenti del Comune, considerato sulla base del *“Bilancio demografico e popolazione residente al 31 dicembre”* pubblicato dall'Istat.

Eventuali modifiche di questa impostazione, prevedendo regole specifiche per la definizione dei costi operativi unitari riconosciuti per le località in avviamento, si ritengono in linea generale accettabili purché venga mantenuto il giusto riconoscimento dei costi operativi relativamente a realtà che richiedono, nella fase di avvio del servizio, un maggior livello di costi unitari riconosciuti, fino all'assestamento del numero di punti di riconsegna (pdr) serviti.

In altri termini, l'ipotesi di introdurre un costo *ad hoc* pari al costo operativo unitario massimo a livello di singola impresa incrementato per garantire la copertura dei costi nella fase di avviamento si ritiene condivisibile solo definendo in via preliminare il numero di pdr cui applicare il costo operativo unitario assunto (magari semplificando, in modo convenzionale, l'attuale impostazione del numero di clienti potenziali sul numero famiglie residenti del Comune). Non risulta peraltro possibile formulare ulteriori osservazioni in quanto il dettaglio delle modalità di calcolo del relativo vincolo in questi casi è rinviata a successiva consultazione.

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

Non si condivide la proposta di riconoscere, per il quarto periodo regolatorio, un costo operativo specifico per il servizio di distribuzione di gas diversi dal naturale a mezzo di reti canalizzate a livello di impresa. In ragione della marginalità di questo tipo di servizio, al fine di poter impostare la regolazione su una base dati significativa, si ritiene più opportuna la definizione di un costo operativo medio riconosciuto specifico di settore.

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

Enel Rete Gas ritiene che, ancora per il prossimo periodo regolatorio, debbono essere fissati livelli dei valori unitari delle immobilizzazioni centralizzate (relative alle tipologie di cespiti *immobili e fabbricati industriali e altre immobilizzazioni materiali e immobilizzazioni immateriali*) unici su tutto il territorio nazionale, sia per le vecchie gestioni di dimensione comunale o sovra-comunale, sia per le nuove gestione per ambito che inizieranno ad essere assegnate.

I valori unitari delle immobilizzazioni centralizzate, a differenza di quanto avviene per i costi operativi corrispondenti alle diverse realtà impiantistiche (cfr. risposte agli spunti per la consultazione S3 e S5), non sono influenzati dalla densità di clientela servita.

Non si ritengono quindi condivisibili le opzioni di modifica dell'attuale regolazione, ritenendo preferibile l'opzione T2.0 (valori medi nazionali unici), rimandando l'eventuale differenziazione per classe dimensionale d'ambito al prossimo periodo regolatorio quando almeno una buona parte dei

nuovi affidamenti dovrebbe essere stata assegnata.

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

Per quanto riguarda le immobilizzazioni centralizzate relative al servizio di misura, si condivide l'adozione di valori medi nazionali per la componente $t_{(tel)t}$.

Per quanto riguarda, invece, costi riconosciuti di cui alla componente tariffaria $t_{(con)t,d}$, una sua differenziazione, secondo quanto prefigurato con la deliberazione 28/2012/R/gas, in funzione della densità in concomitanza del *roll out* dei misuratori per il *mass market*, è condivisibile, anche se, come già evidenziato in risposta al DCO 17/11, non si ritiene corretto aver escluso i concentratori dal perimetro degli investimenti di località e occorre ancora una volta sottolineare la necessità di ricomprendere i concentratori tra i cespiti di località, anziché tra i cespiti centralizzati.

Il ridotto raggio di comunicazione, in termini di distanza, tra misuratori e concentratori richiede infatti che i concentratori siano posizionati capillarmente in ogni Comune e che il sistema formato da concentratori e misuratori debba essere considerato integrante della rete di distribuzione cittadina e quindi degli investimenti effettivamente realizzati dalle imprese sulle località.

I concentratori sono quindi parte integrante del sistema periferico di telemisura/telegestione al pari dei contatori telegestiti e nel caso in cui non vengano considerati come facenti parte dell'impianto di misura della località, si introdurrebbe, per effetto della dinamica di cambio dei gestori conseguente alle gare, una notevole inefficienza per il sistema legata alla possibile duplicazione della rete di concentratori rispetto a quella già installata e funzionante, con il rischio di duplicazione dei relativi investimenti e conseguenti ricadute sulle tariffe.

Per contro, considerando i concentratori come parte integrante del sistema di misura di località, non si rilevano particolari rischi di condizionamento delle scelte del gestore subentrante rispetto alla tecnologia da adottare o alla scelta *make or buy* del sistema di telelettura/telegestione, dato che la tipologia di comunicazione tra concentratore e contatori è ormai consolidata nella frequenza/tecnologia WMBus 169MHz, che costituisce il riferimento generale.

Pertanto, in caso di cambio gestore in conseguenza della gara, anche la rete dei concentratori potrebbe essere acquisita dal nuovo gestore e arruolata, al pari delle altre già gestite, secondo la specifica modalità di comunicazione adottata tra concentratori e centrale di telemisura/telegestione (SAC), indipendentemente dal fatto che il nuovo gestore abbia intrapreso una scelta "*make*" o una scelta "*buy*".

D'altra parte anche con la deliberazione 532/2012/R/gas, riguardante i formati di redazione degli stati di consistenza delle reti di distribuzione del gas naturale, si è riconosciuto che i concentratori fanno parte dello stato di consistenza dell'impianto e quindi dei cespiti di località compresi nella

Scheda - Componenti del sistema di telegestione/telelettura dei Gruppi di Misura installati presso i punti di riconsegna, e pertanto anche la regolazione tariffaria dovrebbe coerentemente recepire tale impostazione.

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 comprende l'intento di semplificazione dei meccanismi di regolazione perseguito dall'Autorità, ma visti i tanti aspetti in corso di evoluzione e cambiamento, si ritiene che la franchigia pari a +/- 10% ai fini dell'aggiornamento annuale delle componenti tariffarie a copertura dei costi di capitale centralizzato, con riferimento alla quota parte destinata alla copertura dei costi di capitale di *immobili e fabbricati non industriali*, debba essere per il momento mantenuta, rinviando eventualmente una sua rimodulazione o rimozione solo allorché si disponga di dati relativi a gestioni d'ambito per un numero sufficientemente rappresentativo di AteM.

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

Si ritiene condivisibile l'utilizzo delle stesse logiche del terzo periodo di regolazione per la determinazione degli ammortamenti relativi alle immobilizzazioni centralizzato, con approccio di tipo parametrico volto a determinare il livello unitario degli ammortamenti (in euro/pdr) relativo alle tipologie di cespiti *immobili e fabbricati industriali e altre immobilizzazioni materiali e immobilizzazioni immateriali*.

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

Per la definizione del capitale investito di località si ritiene che, pur mantenendo l'impostazione generale dei precedenti periodi regolatori, debbano essere introdotte alcune novità/modifiche relative in particolare al riconoscimento della differenza tra VIR e RAB e al trattamento dei contributi, come verrà meglio precisato nel seguito in risposta allo specifico spunto per la consultazione S20.

In merito al perimetro del capitale investito di località, si ribadisce quanto già evidenziato in risposta allo spunto di consultazione S11 circa la necessità di ricomprendere i concentratori tra i cespiti di località, anziché tra i cespiti centralizzati.

Per quanto riguarda il possibile rischio, prefigurato dall'Autorità, di distorsioni sulle scelte di tipo *make or buy* da parte delle imprese, oltre a ribadire quanto già indicato in risposta allo spunto per la consultazione S11, si osserva che l'orientamento generale dell'Autorità a riconoscere in tariffa il

valore di un servizio anziché il mero costo di realizzazione delle infrastrutture (per garantire la neutralità rispetto alle scelte operative delle imprese) si basa comunque, secondo quanto previsto dalla deliberazione 28/2012/R/gas, sul riconoscimento, anche alle imprese che optano per la scelta “buy”, di costi medi registrati dalle imprese con scelta di tipo “make”.

Pertanto la considerazione che *“l'applicazione di logiche di riconoscimento a consuntivo di investimenti specifici potrebbe favorire soluzioni di tipo make (...) anche nei casi in cui queste non siano economicamente efficienti”*, indicata nel DCO (punto 14.1) come motivazione alla base della scelta di non considerare i concentratori come parte integrante della rete di distribuzione locale al pari dei misuratori, non sembra corretta né in generale (visto che comunque il riferimento tariffario sarà quello dei costi medi – più o meno efficienti – dalle imprese con scelta di tipo “make”), né, a maggior ragione, per i concentratori.

Seguendo, in via del tutto ipotetica e senza dividerla, la motivazione indicata nel DCO verrebbe allora il dubbio che anche i misuratori, e non solo i concentratori, debbano essere considerati parte del sistema centrale di telemisura/telegestione.

Sembra chiaro, invece, che i concentratori dovrebbero più ragionevolmente essere considerati tra i cespiti di località, come peraltro già previsto dalla deliberazione 532/2012/R/gas, riguardante lo stato di consistenza degli impianti e a cui si ritiene necessario si allinei anche la regolazione tariffaria.

Per quanto riguarda la determinazione del livello iniziale delle immobilizzazioni nette di località, si ritiene condivisibile l'ipotesi di confermare il criterio generale di valutazione del capitale investito netto di località ai fini regolatori basato sul costo storico rivalutato, qualora la società distributrice disponga della stratificazione completata dei costi storici degli asset, adottando nei casi diversi (es. operazioni di aggregazione aziendale o costituzione di aziende speciali avvenuti in data anteriore al 31 dicembre 2003) quanto previsto dalla Regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas (RTDG) di cui alla deliberazione ARG/gas 159/08 circa l'utilizzo, con modalità definite, dei valori contabili iscritti per i cespiti.

Sempre per quanto riguarda la determinazione del livello iniziale delle immobilizzazioni nette di località, Enel Rete Gas ricorda preliminarmente che il 3° periodo regolatorio è stato caratterizzato da un'applicazione singolare delle modalità di trattamento dei contributi (pubblici e privati) e di conseguente determinazione della RAB:

- nel primo biennio è stata seguita la “strada” tracciata nei periodi tariffari precedenti (con “degrado” dei contributi, tranne che per quelli riferiti ad alcune limitate “finestre” temporali);
- nel secondo biennio (a seguito di un'interpretazione applicativa adottata dall'Autorità e non condivisa da Enel Rete Gas e da altri distributori) è stata introdotta una forte discontinuità (blocco del “degrado” dei contributi), che ha generato un'ingiusta e ingiustificata perdita secca di RAB.

Pertanto, come verrà evidenziato anche in risposta allo spunto per la consultazione S20, si ritiene necessario, in avvio del nuovo periodo di regolazione ed in relazione alle modalità di trattamento

dei contributi che saranno adottate, consentire il recupero della "RAB "erosa" per effetto del mancato degrado dei contributi applicato al loro "stock", oltre che della corrispondente mancata remunerazione subita nel corrente periodo regolatorio, o individuare in alternativa forme di compensazione equivalenti.

In merito alla differenza tra VIR e RAB e alla metodologia che l'Autorità intende sviluppare per l'analisi dei valori di rimborso al gestore uscente, in modo da verificare e monitorare i costi posti a carico del sistema (e quindi dei clienti finali), si ritiene ragionevole oltre che coerente con il suo mandato istituzionale che l'Autorità svolga un'attività come quella delineata, anche se tale attività non potrà determinare discriminazioni di trattamento e incidere sulla riconoscibilità della differenza tra VIR e RAB stabilita dall'art. 24 del D.Lgs. 93/11.

Per quanto riguarda poi il riconoscimento in tariffa della differenza tra VIR e RAB, si ritiene condivisibile l'ipotesi di adozione del VIR quale nuova RAB dopo l'affidamento della gara d'ambito. In tal caso, ai fini dello svolgimento della gara, la percentuale da offrire come sconto sulle tariffe di distribuzione (che consente di aggiudicarsi un punteggio massimo di 13 punti) potrebbe essere applicata alla differenza tra VIR e precedente RAB (la RAB attuale).

In ogni caso, si ritiene che il riconoscimento del VIR come nuova RAB o della differenza tra VIR e RAB debba essere garantito senza distinzione tra casi di cambio gestore e di sua riconferma, per evitare discriminazioni e il rischio che gran parte delle gare vada deserta.

Con l'occasione della presente consultazione si evidenzia che, per effetto delle nuove gare di ATeM per gli impianti che verranno ceduti ad altri gestori con incasso del relativo VIR, le imprese potrebbero trovarsi a dover sostenere rilevanti imposte sull'eventuale plusvalenza realizzata rispetto ai valori patrimoniali. Tale plusvalenza dovrebbe invece essere lasciata a disposizione delle imprese per finanziare - almeno in parte - gli ingenti investimenti che dovranno essere affrontati per acquisire gli impianti degli ambiti in cui le stesse imprese, aggiudicandosi la gara, diverranno concessionarie del servizio.

In assenza di specifico trattamento fiscale (es. sospensione d'imposta su eventuali plusvalenze da incasso VIR che entro 3+4 anni vengano reinvestite nel settore), sarebbe quindi necessario introdurre misure per compensare o attenuare i rilevanti effetti fiscali sopra indicati, al fine di incentivare – e non scoraggiare - la partecipazione alle gare.

In merito, infine, ai costi standard dei gruppi di misura di classe superiore a G40 e alla conferma per l'anno 2013 degli stessi valori previsti per l'anno 2012, si osserva che tali valori, come previsto dalla deliberazione 28/2012/R/gas, andrebbero aggiornati sulla base del tasso di variazione medio del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat.

S15. Osservazioni sulle ipotesi di valutazione dei nuovi investimenti.

In merito all'adozione di costi standard (MEAV) per i nuovi investimenti, occorre evidenziare che a

livello nazionale la maggior parte delle reti di distribuzione del gas naturale sono mature e quindi i nuovi investimenti su di esse (prevalentemente in manutenzione straordinaria o sostituzione) risultano assai poco “standardizzabili”.

Rispetto alle diverse opzioni delineate nel DCO, si riterrebbe, quindi, opportuna l'adozione di costi standard (MEAV) per nuovi investimenti solo ove questi siano riferiti a nuove estensioni oppure nuove realizzazioni su aree non metanizzate e solo ove vengano fissati costi standard adeguati, ad esempio congruenti con quelli risultanti dalla metodologia del costo di ricostruzione a nuovo degli impianti di distribuzione gas in corso di definizione da parte del Ministero dello Sviluppo Economico, basati sui prezzi desumibili dai prezzari delle CCIAA provinciali o sugli analoghi prezzari regionali, che tengono conto delle diverse realtà geografiche italiane.

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

In merito all'orientamento di uniformare le modalità di determinazione WACC del settore gas a quelle del settore elettrico, pur comprendendo l'esigenza di semplificazione da parte dell'Autorità, si ritiene che sia invece necessario mantenere le peculiarità del settore gas applicando un delta WACC rispetto al settore elettrico.

Esistono infatti forti differenze strutturali tra i due settori in Italia, cui corrispondono ad esempio, con riferimento al settore gas, una maggiore rischioosità dovuta alle gare (non presenti nel settore elettrico, ove la concessione è di tipo ministeriale), una minor durata delle concessioni (limitata a 12 anni, quindi ben inferiore a quelle del settore elettrico) e la presenza di canoni di concessione (non presenti nel settore elettrico).

Si condivide invece l'introduzione meccanismo di revisione infra-periodo per tener conto delle condizioni dei mercati finanziari, alla luce della particolare congiuntura economica attuale, purché vengano predefiniti in modo adeguato i meccanismi di revisione infra-periodo che saranno applicati.

Per quanto riguarda l'uniformazione dei parametri utilizzati per la determinazione del WAAC per i servizi di distribuzione e misura, si rimanda alla risposta allo specifico spunto per la consultazione S17.

Anche in merito all'introduzione di misure a compensazione del cosiddetto “lag” regolatorio, si rimanda a quanto evidenziato in risposta allo specifico successivo spunto per la consultazione S18.

Richiamando quanto già osservato circa il tasso di remunerazione del servizio di distribuzione gas, per quanto riguarda l'uniformazione dei parametri utilizzati per la determinazione del WAAC per i servizi di distribuzione e misura, pur comprendendo – anche in questo caso – l'esigenza di semplificazione della regolazione, non si condivide l'unificazione dei coefficienti β (grado di rischio sistematico dell'attività) di distribuzione e misura, utilizzati per il calcolo del WACC.

Si ritiene infatti che la distinzione vada mantenuta in misura almeno analoga all'attuale, alla luce delle caratteristiche di innovatività degli investimenti cui saranno chiamate le imprese di

distribuzione gas nei prossimi anni e dei maggiori rischi/incertezze correlati.

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

Enel Rete Gas, come già evidenziato, condivide l'orientamento di introdurre appositi aggiornamenti infra-periodo, in ragione della potenziale variabilità dei mercati finanziari e della possibile estensione della durata del periodo regolatorio da quattro a sei anni, purché vengano predefiniti in modo adeguato i meccanismi di revisione infra-periodo che saranno applicati.

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

In merito all'introduzione di misure a compensazione del cosiddetto "lag" regolatorio, si evidenzia che l'effetto positivo di cui, come indicato nel DCO, possono aver beneficiato le imprese, sia destinato ad assottigliarsi fino ad azzerarsi, oltre che in relazione alla particolare congiuntura economica negativa anche e comunque in relazione alla maturità delle reti di distribuzione (con tassi di crescita dei pdr serviti ormai più che dimezzati rispetto solo a qualche anno fa). Si ritiene, pertanto, che debbano essere adottate misure compensative del "lag temporale", analoghe a quelle assunte per il settore elettrico (maggiorazione del WACC di +1% per i nuovi investimenti), ma con una maggiorazione del WACC per i nuovi investimenti superiore di un ulteriore +1%, in considerazione che i nuovi investimenti riguarderanno prevalentemente interventi che non generano aumento dei pdr serviti (es. manutenzione straordinaria/sostituzione o telegestione), per i quali, quindi, non si potrà neppure beneficiare di particolari effetti positivi determinati dalla crescita del numero di pdr.

S19. Osservazioni sulle ipotesi di revisione delle vite utili.

Non si condivide l'ipotesi di adeguamento delle vite utili dei cespiti a quelle previste dal decreto "criteri" n. 226/11, perché ciò rappresenterebbe una discontinuità troppo forte rispetto al passato.

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

In merito alle ipotesi di revisione del trattamento dei contributi e come già rilevato in risposta allo spunto per la consultazione S14 sulla determinazione del livello del capitale investito iniziale di località, si evidenzia preliminarmente la necessità di consentire il recupero, fin dall'avvio del prossimo periodo tariffario, della "RAB "erosa" per effetto del mancato degrado dei contributi, oltre che della mancata remunerazione subita, o individuare in alternativa forme di compensazione equivalenti.

In merito al trattamento dei contributi, richiamando quanto già evidenziato in risposta allo spunto per la consultazione S14, non si condivide nessuna delle ipotesi proposte, ritenendo che invece

debbano essere adottate le modalità applicative impiegate sino al primo biennio del 3° periodo regolatorio (con degrado dei contributi e ammortamento tariffario sul CIL), prevedendo, anche per il passato, la dismissione dei contributi percepiti per la realizzazione di cespiti, in concomitanza della dismissione di questi ultimi. Tenendo presente che il blocco del “degrado” dei contributi, già solo per le finestre individuate dalla RTDG di cui alla deliberazione ARG/gas 159/08, ha comportato RAB negative, queste andrebbero considerate effettivamente “a zero” una volta divenute minori di “0” (quindi negative), in modo che i nuovi investimenti vengano computati effettivamente su una RAB pari a zero e non vadano invece a coprire la RAB negativa.

Non si condividono, infatti, le ipotesi proposte che prevedono il mancato degrado dei contributi (T4.0) o l’ammortamento sul capitale investito netto (T4.A), dato che tali soluzioni comporterebbero una “restituzione” non dovuta al sistema, trattandosi di contributi a fondo perduto (sia pubblici che privati), di ammontare peraltro superiore allo stesso contributo percepito (per effetto della rivalutazione), determinando così l’“erosione” della RAB o l’azzeramento della remunerazione degli investimenti effettivamente realizzati e anche di quelli successivamente effettuati.

Non si condividono, peraltro, neppure le ipotesi (T4.B e T4.C) che in analogia a quanto attuato nel settore elettrico, prevedono una riduzione, anche solo parziale, dei costi operativi, in quanto simili soluzioni:

- avrebbero un impatto molto diversificato – quindi discriminatorio – a seconda dell’entità dei contributi incassati da ciascuna impresa (che come noto, a differenza del settore elettrico, non sono univoci su base nazionale, ma diversificati per singola concessione);
- potrebbero comportare un’eccessiva erosione dei costi operativi riconosciuti, in caso di caduta delle richieste di prestazioni con contributo a forfait (tipicamente richieste di allacciamento) e conseguente notevole riduzione del relativo gettito (circostanza che può verificarsi ad esempio in periodi di crisi come quello attuale).

L’opzione di adottare un’impostazione che nel calcolo delle tariffe preveda i contributi in detrazione dai costi operativi riconosciuti risulterebbe inoltre contraria al principio di aderenza delle tariffe ai costi, determinerebbe una riduzione dei ricavi non giustificata da alcun principio economico e regolatorio e potrebbe minacciare l’equilibrio economico-finanziario degli operatori, con un impatto negativo sulla loro propensione ad investire.

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

Si ritiene condivisibile l’ipotesi di non sviluppare specifiche misure per l’aggregazione dei distributori con meno di 50.000 clienti finali, in quanto si reputa che le finalità indicate all’art. 23, comma 4, del D.Lgs. 93/11 (sulle quali è impostata una mera facoltà conferita all’Autorità dalla stessa disposizione di legge) possano essere perseguite mediante lo svolgimento delle nuove gare, oltre che, eventualmente, anche tramite incentivi per l’uscita anticipata dalle concessioni in

essere con scadenza posteriore a quella delle gare.

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.

L'ipotesi di vincolare eventuali incentivi all'uscita anticipata dai contratti di concessione in essere con scadenza posteriore a quella delle gare d'ambito ad un'analisi da effettuare caso per caso, su istanza del gestore entrante interessato corredata da *business plan*, con evidenza di costi e benefici, valutati dall'Autorità sulla base di una griglia predefinita di elementi, oltre a risultare ancora troppo generica, sembra comunque troppo complicata.

Non si condivide inoltre che debba essere fatta una valutazione caso per caso, ma che debbano essere predefiniti gli eventuali meccanismi di incentivo.

Si ritiene condivisibile che vi sia un tetto massimo al riconoscimento, ma non si condivide che l'incentivo venga limitato ai casi di completa eliminazione di tutte le *enclave* presenti nell'ambito.

Potrebbero, al riguardo, essere studiati incentivi analoghi a quelli in essere nel settore elettrico in caso di operazioni di aggregazione che determinano la cessazione dall'attività di distribuzione di una o più imprese di distribuzione (art. 36 del TIT di cui alla deliberazione ARG/elt 199/11), in relazione alle quali viene riconosciuto un incentivo economico sia all'impresa che cessa l'attività di distribuzione sia a quella in favore della quale l'attività viene ceduta. In questo caso potrebbero essere introdotti incentivi per le operazioni di uscita anticipata dalle concessioni in *enclave* che determinano la completa cessazione dell'attività di distribuzione di una o più delle imprese di distribuzione "residue" all'interno dell'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.

In merito all'ipotesi di estensione parziale agli ambiti con più di 100.000 pdr di quanto già previsto dalla delibera 407/2012/R/gas in caso di accorpamento di ambiti con meno di 100.000 pdr (possibilità di calcolare l'*una tantum* di gara con riferimento agli ambiti considerati separatamente, di importo cumulato maggiore), si rileva che un simile intervento, pur eccedendo il mandato assegnato all'Autorità dall'art. 3, comma 2, del D.M. 19 gennaio 2011, c.d. "Decreto Ambiti", si rende probabilmente necessario considerando gli effetti prodotti su alcuni ambiti dall'art. 18 del decreto legge 6 luglio 2012, n. 95 (convertito in legge 7 agosto 2012, n. 135), che dispone l'istituzione delle Città metropolitane e la soppressione delle province del relativo territorio, e ci sembra rientri, peraltro, nelle prerogative dell'Autorità.

Il riconoscimento, anche in questo caso e per tutti gli ambiti con più di 100.000 pdr, del 50% della differenza rispetto alla somma delle *una tantum* riferite agli ambiti considerati separatamente, si ritiene condivisibile, fermo restando il principio del recupero tariffario delle *una tantum* di gara da

parte del gestore entrante che le corrisponde, già stabilito con la deliberazione 407/2012/R/gas secondo modalità da definire nell'ambito del procedimento in corso per la definizione della regolazione tariffaria del prossimo periodo regolatorio.