

DCO410/2019/R/gas
Criteri per la regolazione tariffaria dei
Servizi di distribuzione e misura del gas
nel quinto periodo di regolazione

Osservazioni e proposte ANIGAS

Milano, 22 novembre 2019

Premessa

Anigas presenta le proprie osservazioni e proposte al DCO410/2019/R/gas (di seguito: DCO) con cui l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità/Arera) illustra i propri orientamenti in relazione ai criteri di regolazione tariffaria che troveranno applicazione a partire dell'anno 2020.

OSSERVAZIONI DI CARATTERE GENERALE

La regolazione tariffaria, come noto, impatta in maniera estremamente rilevante sulle imprese di distribuzione, soprattutto perché condiziona in modo sostanziale lo sviluppo degli investimenti sulle reti.

La conoscenza e prevedibilità delle relative regole è quindi essenziale per l'elaborazione dei piani di sviluppo delle imprese.

Oltre a determinare i ricavi delle imprese, la regolazione tariffaria individua peraltro importanti parametri di riferimento per la valorizzazione degli asset e quindi per la determinazione del valore delle stesse imprese.

Dall'analisi degli orientamenti prospettati nel DCO, accanto ad alcuni orientamenti che prefigurano possibili soluzioni equilibrate (come su RAB disallineate), si individuano anche altri elementi che, ove implementati *tout court*, destano sensibile preoccupazione per le imprese del settore.

Si tratta degli orientamenti relativi, oltre che ai costi operativi da applicare nel nuovo periodo regolatorio, a diversi altri aspetti tra i quali:

- la riduzione del parametro β_{asset} indice della rischiosità di settore per la distribuzione;
- l'azzeramento dello spread tra β_{asset} della misura e della distribuzione;
- la revisione al ribasso del meccanismo di profit sharing sui costi standard applicati nella misura;
- le modalità di rilascio della quota residua di contributi sospesi;
- l'azzeramento dei costi delle letture di switch;
- l'assenza di meccanismi per il recupero delle notevoli perdite gravanti sui distributori in qualità di soggetti obbligati in materia di TEE per effetto dell'introduzione del *cap* al valore del contributo riconosciuto in tariffa;
- mancanza di chiarezza del documento su alcuni punti in quanto verranno approfonditi da successivo DCO, che non permettono di avere una visione d'insieme.

Tutti aspetti, questi, che prefigurano una notevole riduzione dei ricavi (ben oltre l'immaginabile effetto di progressiva retrocessione al sistema delle efficienze conseguite dalle imprese nel corso del precedente periodo regolatorio) e una corrispondente depressione del valore delle imprese.

Inoltre, risultano poco chiare le modalità degli ipotizzati meccanismi di incentivazione alle aggregazioni tra operatori che, in base a quanto si può comprendere per come delineati, potrebbero comportare effetti distorsivi rispetto alle dinamiche concorrenziali del settore o condotte opportunistiche, così come le modalità applicative dei tetti agli investimenti nelle località di nuova metanizzazione.

In merito agli elementi di cui sopra, si riportano di seguito le risposte agli spunti di consultazione, confidando in un'adeguata revisione dei corrispondenti orientamenti, con l'adozione di opportuni correttivi, e auspicando quindi l'adozione di una manovra tariffaria che non comporti effetti depressivi per il settore.

OSSERVAZIONI PUNTUALI AI SINGOLI SPUNTI DI CONSULTAZIONE

Linee di intervento per la regolazione delle tariffe gas nel quinto periodo di regolazione

S1. Osservazioni sulle ipotesi per la fissazione dei livelli iniziali delle componenti tariffarie a copertura dei costi operativi per le gestioni comunali.

S2. Osservazioni sulle ipotesi di fissazione dell'X-factor per il primo triennio del quinto periodo di regolazione.

L'Autorità, ai fini della determinazione del costo riconosciuto utilizzato per il calcolo dei parametri tariffari a copertura dei costi operativi per il 2020, è orientata a prevedere un peso del 50% per i costi effettivi nell'anno di riferimento (COE18) e un peso del 50% per i costi riconosciuti nel medesimo anno (COR18).

Partendo dal concetto generale per cui nella definizione dei livelli iniziali degli OPEX riconosciuti l'Autorità debba considerare i dati più recenti disponibili anche in una logica di economia amministrativa (svolgimento dell'analisi su un solo anno anziché su più anni), risulterebbe ragionevole l'adozione del 2018 quale anno di riferimento per la determinazione dei livelli iniziali delle componenti tariffarie a copertura dei costi operativi per le gestioni comunali purché venga mantenuta la ripartizione tra costi effettivi e riconosciuti rispettivamente nella misura 40%-60%, in continuità con quanto attuato nel IV periodo di regolazione e in un'ottica di gradualità e come peraltro sembrava di poter intravedere dai *range* posti in consultazione nel precedente DCO 170/2019. In alternativa, anziché considerare il solo anno 2018 si potrebbe considerare la media degli ultimi 3-4 anni disponibili (2015-2018) purché venga mantenuta la ripartizione tra costi effettivi e riconosciuti rispettivamente nella misura 40%-60%.

Risulta inoltre condivisibile che nella fissazione dei nuovi livelli di OPEX riconosciuti siano premiati gli operatori più efficienti.

Ciò anche in relazione alla assenza di dati puntuali che consentano di valorizzare l'impatto dell'adozione di pesi nella misura prospettata per la ponderazione dei costi e non essendo, inoltre, mai state dettagliate le modalità di elaborazione in proposito seguite dall'Autorità. Corrispondentemente, dovranno essere individuati ragionevoli

valori del parametro *X-factor*, opportunamente modulati per contemperare gli obiettivi di graduale riassorbimento dei maggiori recuperi di produttività conseguiti dalle imprese nel precedente periodo regolatorio con quelli di progressiva convergenza dei costi operativi riconosciuti per tutti gli operatori, rammentando sempre che, dal primo periodo di regolazione, in un arco di tempo di poco meno di vent'anni, il recupero di produttività cumulato applicato alle imprese ha già superato il 50%.

In ogni caso, come già evidenziato nelle osservazioni al precedente DCO, si ritiene che l'eventuale revisione del livello iniziale dei costi operativi riconosciuti e dell'*X-factor* - nella prospettiva di loro progressiva convergenza per dimensione d'impresa - dovrebbe essere accompagnata da una contestuale revisione del riconoscimento tariffario degli *asset* centralizzati sulla base dei costi effettivamente sostenuti rispetto alle attuali modalità di riconoscimento secondo logiche parametriche. In tal modo verrebbe garantita la possibilità per gli operatori di individuare il mix più efficiente dei fattori produttivi.

In merito alla volontà dell'Autorità di mantenere costante i livelli di *X-factor* per tutta la durata del V periodo regolatorio, si rammenta - come già sottolineato nella risposta al DCO 170/2019 - che, anche secondo reiterati orientamenti giurisprudenziali, l'*X-factor* non può essere mantenuto costante nel periodo di regolazione ma deve avere un andamento decrescente (c.d. *decalage*), così come attuato in analogia nel terzo periodo di regolazione.

In conseguenza delle predette considerazioni, l'Associazione, oltre a proporre la diversa calibrazione dei pesi da attribuire a costi effettivi e riconosciuti sopra evidenziata per l'individuazione del livello iniziale dei costi riconosciuti nel nuovo periodo regolatorio, ritiene che la simmetrica ripartizione dei recuperi di produttività conseguiti dalle imprese distributrici nel corso del IV periodo regolatorio sia realizzata alla fine del V e che il completo riassorbimento di tali recuperi sia raggiunto invece nel corso di due periodi regolatori (quindi nel periodo regolatorio successivo - il VI), anziché entro la fine del V periodo, come proposto da Arera.

Per quanto riguarda i costi operativi relativi ai servizi di commercializzazione, alla luce delle crescenti attività a carico del DSO per la gestione dei rapporti con i diversi soggetti coinvolti nei processi di commercializzazione del servizio (tra cui anche quelle necessarie per i nuovi processi impostati attraverso il SII), si ritiene che il livello dell'*X-factor* debba continuare ad essere mantenuto pari a 0%, almeno per il primo triennio del V periodo di regolazione. Anche dall'analisi dei dati dei conti annuali separati delle imprese di settore in corso da parte dell'Autorità ci si attende che emerga un andamento dei costi che indirizzi il regolatore al mantenimento del livello di *X-factor* adottato nel IV periodo regolatorio.

Lo stesso approccio si ritiene debba esser seguito anche per i costi operativi relativi al servizio di misura, a fronte di un piano di installazione e messa in servizio dei nuovi *smart meter* gas ancora in via di completamento, mantenendo quindi lo stesso valore del parametro *X-factor* in essere per il IV periodo regolatorio.

Anche riguardo i possibili valori dell'*X-factor* da applicare, in ogni caso, in assenza di elementi numerici o *range*, e non conoscendo i modelli di analisi adottati dall'Autorità, non è possibile formulare ulteriori osservazioni e considerazioni specifiche.

S3. Osservazioni rispetto all'ipotesi relative al riconoscimento dei costi delle letture di switch.

Le ipotesi di riconoscimento dei costi per letture di *switch* delineate nel DCO non si ritengono condivisibili, né in merito all'entità della graduale riduzione prospettata (dimezzamento nel primo triennio e azzeramento nel secondo triennio del costo riconosciuto) né in merito all'orientamento – se lo si è correttamente interpretato – secondo cui il perimetro delle letture oggetto di applicazione dello specifico riconoscimento aggiuntivo sarebbe limitato al numero di letture di *switch* che eccedono quelle effettuate nel 2018. Ciò considerato che il piano di installazione e messa in servizio degli *smart meter* di calibro G4 e G6 è tuttora in via di completamento e lo sarà ancora per diversi anni in relazione alle diverse dimensioni delle aziende coinvolte, con obiettivi diversificati nel tempo.

Inoltre, anche una volta raggiunti gli obiettivi attualmente stabiliti dall'Autorità (tra il 2020 e il 2023, a seconda e in funzione della dimensione di impresa) rimarrà comunque una quota pari al 15% di contatori tradizionali per i quali le letture dovranno continuare ad essere rilevate in loco tramite operatore (senza considerare il perimetro delle imprese con meno di 50.000 clienti finali, per le quali non è attualmente previsto alcun obbligo di installazione per i contatori G4 e G6).

Se da un lato è ragionevole immaginare che i costi complessivi per le letture di *switch* si riducano progressivamente con lo sviluppo dei sistemi di telelettura/telegestione, dall'altro non si può pensare che tali costi si azzerino. Tanto più che:

- il costo della singola lettura di *switch* in modalità tradizionale non potrà diminuire rispetto al costo odierno (attualmente superiore ai 5 €) ma anzi è destinato ad aumentare trattandosi di rilevazioni non di ciclo effettuate in maniera sempre più dispersa sul territorio;
- il numero degli *switching* è presumibilmente destinato ad aumentare in maniera sensibile, in vista e in corrispondenza della fine del regime di tutela.

Alla luce di ciò, Anigas ritiene sia necessario valutare l'eventuale rimodulazione del costo riconosciuto per le letture di *switch* in maniera molto più graduale, per fasi successive e progressive, con un eventuale andamento decrescente nel tempo (c.d. *decalage*) tendente al valore di 2,5 €/PdR, non al termine del primo *semi-periodo* ma al termine del V periodo di regolazione.

Non si può peraltro dimenticare che, a fronte di una progressiva riduzione dei costi complessivi di rilevazione delle letture, al progredire del piano di installazione e messa in servizio dei nuovi *smart meter* gas l'acquisizione da remoto dei crescenti volumi dei dati di misura implicherà notevoli attività - con i relativi costi insorgenti - necessarie per mantenere efficiente l'intero sistema di telelettura.

S4. Come si valuta l'ipotesi di introdurre anticipazioni in acconto, anche al fine di rendere omogeneo il trattamento delle imprese che effettuano investimenti in proprio e imprese invece che preferiscono esternalizzare il servizio?

Si ritiene praticabile il sistema del riconoscimento in acconto, per ridurre il *lag* temporale tra esborso e riconoscimento tariffario, prevedendo però una chiara disciplina del metodo e una corretta valutazione del tetto ai riconoscimenti.

L'Autorità nel DCO avanza l'orientamento a voler proporzionare l'acconto in funzione dei riconoscimenti relativi all'anno 2016, nei limiti del tetto previsto. Per quanto riguarda tuttavia i riconoscimenti precedenti ai quali riferire l'acconto, si osserva che il riferimento al solo anno 2016 (l'ultimo attualmente disponibile) potrebbe risultare penalizzante, oltre che discriminatorio, per quelle imprese che per prime hanno avviato gli investimenti e le attività di sviluppo e messa in servizio di tali sistemi, questo in ragione del differente sviluppo temporale dei piani di implementazione dei sistemi di telelettura/telegestione.

Per contro, al fine di non penalizzare neppure le imprese che, in applicazione della regolazione, hanno avviato successivamente lo sviluppo dei sistemi di telelettura/telegestione, potrebbero essere previste diverse percentuali su cui calcolare l'acconto in funzione dell'anno in cui è stata avviata l'implementazione di tali sistemi.

Tale modalità di riconoscimento si ritiene debba essere adottata anche per i costi effettivamente sostenuti per il triennio 2017-2019 per il quale non è ancora stata effettuata alcuna raccolta dati.

S5. Come si valuta l'ipotesi di introdurre anticipazioni in acconto?

In linea concettuale si concorda con l'introduzione di anticipazioni in acconto, in relazione alla necessità di ridurre il *lag* temporale tra esborso e riconoscimento tariffario e all'esigenza di contenere gli oneri amministrativi connessi allo svolgimento di raccolte dati.

Si osserva tuttavia che nella propria proposta l'Autorità sembra considerare solamente le verifiche sui dispositivi di correzione dei volumi (in relazione alle quali era stata istituita la componente $\Delta CVER$, posta poi pari a zero per gli anni tariffari 2018 e 2019) e non anche le verifiche obbligatorie sui contatori introdotte dal D.M. 93/17 e la cui incidenza dovrebbe iniziare a divenire rilevante dal 2020, in relazione al termine triennale (che scade proprio nel 2020) di prima applicazione delle verifiche per i contatori in precedenza non soggetti a verifiche periodiche (cfr. art. 18), in attesa di eventuali deroghe disposte dall'Autorità secondo quanto previsto dal comma 7 dell'art. 18 dello stesso decreto.

In assenza di simili deroghe, quanto indicato al punto 7.29 del DCO (che definisce l'impostazione delineata per l'entità dell'acconto "considerato il peso limitato di tali costi") non sembra tener conto anche dei nuovi carichi di verifiche.

Conseguentemente l'importo di 30 € (per verifica) e le modalità di determinazione dell'acconto (1/3 dei PdR equipaggiati con *smart meter* di classe >G6) non si ritengono adeguate.

Riguardo le verifiche metrologiche da effettuare in base al DM 93/2017 si osserva inoltre che il DCO non presenta alcun orientamento circa le modalità di trattamento tariffario dei contatori sottoposti a verifica che ci si attendeva fossero trattate nell'ambito della presente consultazione e che invece Arera ritiene forse di affrontare nel preannunciato successivo documento di consultazione riguardante specificatamente il servizio di misura.

Al riguardo, vista la numerosità di verifiche che si profilano per il 2020 e la conseguente urgenza, in assenza di deroghe o posticipi disposti dall'Autorità, di definire una soluzione in proposito, Anigas reputa importante riproporre anche in questa sede quanto evidenziato nella lettera interassociativa del 26 luglio scorso, redatta in vista del successivo incontro del 31 luglio.

La normativa di settore (D.M. 93/2017) ha imposto le verifiche metrologiche a tutti i contatori > G6 comportando però taluni inconvenienti:

- i. verifica metrologica dei contatori prima della scadenza della loro vita utile;
- ii. verifica metrologica non realizzabile in loco ma solo in laboratorio, con il conseguente rimpiazzo immediato con nuovi contatori e l'impossibilità di riposizionare i contatori "verificati" nello stesso luogo.

Gli inconvenienti di cui sopra sono conseguenza: per il punto i) dei dettami normativi e per il punto ii) di problemi tecnico-tariffari, che impediscono la successiva contabilizzazione tariffaria del bene soggetto a verifica.

Per il punto i), esercitando il potere di deroga di cui l'Arera dispone e più sopra richiamato, la stessa Autorità potrebbe prevedere un'estensione del periodo di verifica o l'esecuzione di un piano più flessibile al fine di avvicinare le scadenze imposte dalla legge a quelle di scadenza della vita utile dei contatori stessi.

Per il punto ii) si tratterebbe, invece, di permettere la rendicontazione tariffaria di beni "verificati" sulla base di un valore medio dei contatori della stessa categoria, per poi ammortizzarli sulla base di una vita utile indicata dall'Autorità (dimezzata rispetto agli analoghi nuovi contatori installati), sia per i contatori tradizionali che per i contatori elettronici.

Per maggiori dettagli in merito si richiama la citata lettera del 26 luglio scorso.

Chiaramente, al fine di consentire alle imprese di organizzarsi di conseguenza, disponendo le necessarie azioni gestionali del caso, le relative disposizioni dovrebbero essere emanate quanto prima, in modo che le stesse imprese possano disporre almeno dei tempi minimi necessari (qualche mese) per l'introduzione delle corrispondenti modifiche di sistemi e procedure.

S6. Osservazioni rispetto alle ipotesi di riconoscimento dei costi per le gestioni d'ambito.

Per la copertura dei costi operativi relativi alle gestioni d'ambito, il Regolatore confermerebbe quanto previsto nel IV periodo regolatorio per le componenti:

- specifiche della tariffa di riferimento a copertura sia dell'una tantum da corrispondere alla stazione appaltante (DM 226/11, art. 8, c.1), sia del corrispettivo annuale (DM 226/11, art. 8, c.2);

- tariffarie a copertura dei costi operativi relativi alla gestione delle infrastrutture. In particolare, la componente tariffaria a copertura dei costi operativi di distribuzione sarebbe differenziata in base alla densità e alla dimensione dell'ambito di concessione (fino a 300.000 PdR e oltre 300.000 PdR).

Non si formulano in proposito particolari osservazioni, dato che gli orientamenti prospettati confermano quanto già previsto per il IV periodo regolatorio, seppur rimasto inapplicato per effetto del ritardo nell'avvio delle procedure di gara per i nuovi affidamenti del servizio. Si evidenzia tuttavia l'opportunità di recepire in maniera più chiara, nel testo della prossima RTDG, le disposizioni in merito alla gradualità di evoluzione degli OPEX riconosciuti per gli ambiti fino a 300milaPdR, solo in parte implicitamente presenti nella RTDG anche se esplicitati nei "ritenuto opportuno" della deliberazione 367/2014/R/gas e, in parte, nei "Chiarimenti: Applicazione della RTDG" pubblicati il 13 marzo 2015 sul sito dell'Autorità. Potrebbe altresì essere recepito nel testo della prossima RTDG anche quanto in parte esplicitato solamente nei chiarimenti pubblicati il 16 giugno 2016 in merito ai parametri (densità d e dimensione di utenza r) in base ai quali viene determinata la componente $t(\text{dis})^{\text{ope}_{t,d,r}}$ per le località gestite sulla base delle "vecchie" concessioni comunali.

S7. Osservazioni sulle ipotesi di introdurre incentivi alle aggregazioni tra operatori.

Arera, in ottica di promozione della concorrenza per il mercato, valuta di introdurre incentivi alle aggregazioni tra operatori. In particolare, favorire le aggregazioni tra DSO di piccole dimensioni (meno di 50.000 PdR) e tra DSO di dimensioni medie (meno di 300.000 PdR) e piccole tramite maggiorazioni sul riconoscimento dei costi operativi e l'anticipazione del momento di rivalutazione delle RAB depresse.

Anigas, preliminarmente, ritiene di ribadire che una concreta razionalizzazione del settore della distribuzione del gas naturale sia da ricercare solamente attraverso lo svolgimento delle gare per l'affidamento del servizio. Di conseguenza, in via prioritaria, si dovrebbero adottare misure volte alla semplificazione dei processi di gara in modo da semplificarne lo svolgimento. Ad esempio, con riferimento ai processi di analisi e verifica compiuti dall'Autorità in relazione ai valori di rimborso e ai bandi di gara, si ritiene auspicabile un intervento di semplificazione che riveda al rialzo le attuali soglie di verifica degli scostamenti VIR-RAB sia per Comune che per Ambito.

Ad ogni modo, in merito alle misure prospettate nel DCO, ove correttamente intese, tenuto conto di una non del tutto chiara loro prospettazione, si formulano le seguenti osservazioni.

Sebbene l'orientamento generale di valutare l'introduzione di specifici incentivi alle aggregazioni nel corso del V periodo regolatorio sia di per sé condivisibile, le modalità attuative proposte in consultazione presentano molteplici criticità.

In base a quanto previsto dal D.Lgs. 93/11 (art. 23, comma 4) l'Autorità ha la facoltà di introdurre misure tariffarie per promuovere l'aggregazione dei distributori gas con meno di 50.000 clienti finali serviti. La valenza e l'efficacia di questa possibile linea di intervento deve tuttavia essere verificata alla luce di un contesto di settore in cui risulta molto difficile che imprese di piccole o piccolissime dimensioni intraprendano autonome iniziative di aggregazione reciproca in considerazione anche della dislocazione geografica frammentata. È avvenuto/avviene più frequentemente che realtà di piccole o piccolissime dimensioni si siano aggregate/si aggregino con realtà di dimensioni maggiori.

Anche quando le aggregazioni sono state promosse da soggetti di grandi dimensioni, le stesse hanno comunque comportato costi iniziali non indifferenti, a fronte di efficienze non immediatamente conseguibili; non risulta pertanto condivisibile l'affermazione secondo cui alcune tipologie di aggregazione non necessiterebbero di incentivi.

Si ritiene pertanto che eventuali misure di incentivo non debbano riguardare solamente alcune tipologie di operazioni, come prefigurato nel DCO.

Diversamente, ove l'accesso ad eventuali misure di incentivo alle aggregazioni discriminasse, a seconda della loro dimensione, gli operatori che realizzano l'aggregazione stessa, si introdurrebbero elementi distorsivi del mercato.

Se la finalità dei meccanismi prospettati è quella di favorire i processi di aggregazione, sin qui sviluppati - in base a quanto osserva l'Autorità - solo dagli operatori più grandi, introdurre degli incentivi limitati ad operazioni che coinvolgano soltanto i piccoli e medi operatori rischia, contrariamente alle aspettative, di frenare questi processi, perché è facilmente prevedibile che i piccoli e medi sarebbero, a questo punto, meno disponibili ad aggregarsi con i grandi.

L'introduzione di tali meccanismi, come più sopra indicato, andrebbe altresì ad alterare gli equilibri concorrenziali del settore introducendo di fatto una penalizzazione distorsiva per alcune categorie di operatori. Aspetto questo che pone interrogativi circa la legittimità di un intervento come quello delineato.

Alcuni aspetti delle ipotesi prospettate nel DCO, se correttamente interpretate, non appaiono inoltre coerenti con la *ratio* alla base della regolazione vigente, dal momento che:

- la sproporzione nella potenza dell'incentivo sul livello del capitale investito riconosciuto di località (riconoscimento sulla base del VIR per tutte le località appartenenti all'intero perimetro delle imprese che si sono aggregate) potrebbe indurre possibili condotte opportunistiche;

- le ricadute tariffarie potrebbero risultare superiori a quelle in esito delle gare d'ATEM, in assenza dei meccanismi di bilanciamento dalle stesse previsti (ad es. sconto sulla differenza VIR/RAB).

Si ritiene pertanto che eventuali misure di incentivo, rispetto a quelle delineate nel DCO, vadano opportunamente riviste in coerenza a quanto previsto dall'art. 23, comma 4 del D. lgs. 93/2011, prevedendone l'applicazione a tutte le imprese.

S8. Osservazioni sulle ipotesi di riconoscimento dei costi di capitale centralizzato.

In considerazione dell'approccio promosso dall'Autorità che prevede continuità con i criteri adottati nel IV periodo regolatorio nonché in attesa di conoscere gli specifici incentivi che saranno presentati nella consultazione di fine anno, si auspica che sia previsto – come peraltro a metà del corrente periodo – un nuovo esame dei costi relativi alla misura a metà periodo regolatorio, al fine di intercettare opportunamente i costi, sia di capitale sia di esercizio, effettivamente sostenuti, atteso che già l'attuale livello di riconoscimento appare del tutto insufficiente al recupero dei costi efficienti.

Non si formulano ulteriori particolari osservazioni, fermo restando che, come già rilevato in risposta allo spunto per la consultazione S1, il DCO non riporta alcun elemento, dettaglio numerico e/o *range* in merito alla quantificazione prospettica della componente tariffaria a copertura dei costi di capitale centralizzato. Per le imprese non è pertanto possibile formulare osservazioni e considerazioni specifiche in merito ai risultati delle elaborazioni compiute dall'Autorità sui dati desunti dai rendiconti annuali separati delle imprese, da cui discenderà il livello riconosciuto a partire dal 2020.

La proposta dell'Autorità di mantenere una logica di riconoscimento dei costi di capitale centralizzato sulla base di valori medi unitari dovrebbe essere tale da non penalizzare le imprese che hanno investito in innovazione per efficientare i processi. È auspicabile che tale penalizzazione venga meno mediante i prospettati interventi dell'Autorità finalizzati al riconoscimento di specifiche forme di incentivo per la digitalizzazione e per il rinnovo dei sistemi informativi. È quindi necessario che vengano quanto prima definite le forme di incentivazione per gli investimenti centralizzati finalizzati alla digitalizzazione del servizio, all'innovazione tecnologica in generale, alla tutela dell'ambiente e all'efficienza energetica. Per questi investimenti potrebbe essere previsto il riconoscimento dei costi effettivamente sostenuti a cui potrebbe essere applicata una remunerazione incentivante rispetto al WACC base riconosciuto per il servizio di distribuzione gas.

S9. Osservazioni sui criteri di riconoscimento dei costi di capitale di località, in relazione allo stock di cespiti già in esercizio.

Con riferimento agli orientamenti sui criteri di riconoscimento dei costi di capitale di località, in relazione allo stock di cespiti già in esercizio, che prevedono continuità con i criteri adottati nel IV periodo regolatorio, non si formulano particolari osservazioni.

In merito alla determinazione della stratificazione standard del valore di rimborso, basata sugli stati di consistenza obbligatoriamente forniti in occasione delle gare d'ambito (procedura proposta e dettagliata in Appendice 1), in termini generali si ritiene che l'operatore disponga di tutte le informazioni per determinare il valore di ricostruzione a nuovo (VRN); infatti, la metodologia per la determinazione del VRN, in applicazione delle linee guida del DM 226/11, prevede che:

- con gli obblighi informativi, debbano essere trasmessi i dati di consistenza;
- per la valutazione puntuale del VRN, debbano essere utilizzati i criteri di valorizzazione dei singoli cespiti indicati nel DM 226/11, utilizzando i dati presenti nel sopra citato DM, con i rimandi ai prezzi regionali.

La metodologia proposta dall'Autorità appare pertanto un'alternativa alle sopra citate linee guida nella quale, per alcuni cespiti, i criteri di valorizzazione sono coincidenti mentre, per altri, vengono introdotti costi standard in sostituzione dei costi desunti dai prezzi regionali. Inoltre, mentre nel DCO 410/2019, ai fini della messa a punto della regolazione incentivante per i nuovi investimenti nelle reti di distribuzione, è prevista la definizione di un set di costi standard e di una metodologia per applicarli solo in esito alle evidenze che emergeranno dal tavolo tecnico tra Autorità e Associazioni di imprese distributrici e da una specifica consultazione, per la determinazione del VRN verrebbero invece adottati dei costi standard, determinati secondo una metodologia non definita e che, da una prima analisi, risulterebbero essere inferiori ai prezzi di riferimento. Infine, la proposta dell'Autorità tenderebbe a normalizzare il valore di ricostruzione a nuovo, non permettendo di cogliere le peculiarità tipiche delle singole località oggetto di valutazione, rendendo il valore delle reti sempre più distante dal dato VRN determinato con la nuova metodologia proposta.

Si evidenzia comunque la necessità, per le future rendicontazioni, di implementare a livello di piattaforma informatica dell'Autorità, controlli automatici a garanzia della corretta applicazione della procedura, a partire dal valore di rimborso per giungere alla stratificazione utile per la determinazione delle tariffe.

Con l'occasione dell'avvio del nuovo periodo di regolazione, si ricorda infine un aspetto relativo alle modalità di trattamento dei contributi in caso di dismissione anticipata dei cespiti realizzati grazie ai contributi stessi. In tale caso è infatti prevista la sola dismissione del corrispondente valore residuo lordo del bene e non anche la dismissione dell'eventuale contributo a suo tempo utilizzato per la realizzazione del bene stesso. In proposito, si chiede all'Autorità di rivalutare l'impostazione sin qui seguita, prevedendo che a fronte della dismissione anticipata di un cespite

possa essere effettuata anche la dismissione dell'eventuale contributo riferito al cespite dismesso, ad oggi consentita solo nei casi di dismissione per cessione del cespite ad altro soggetto.

S10. Osservazioni rispetto allo schema di regolazione incentivante relativa ai nuovi investimenti.

L'Autorità propone di introdurre schemi incentivanti per la valutazione dei nuovi investimenti di località entro il 2023, effettuando ulteriori approfondimenti sulla forma dell'incentivo (maggiorazione del WACC o valutazione degli investimenti a valori medi ponderati tra costi effettivi e costi standard).

In linea generale, si ribadisce, come già indicato nella risposta al DCO 170/2019, la condivisione riguardo l'introduzione di meccanismi premianti l'efficienza sui nuovi investimenti relativamente alle reti di distribuzione.

Si prende atto dell'intendimento di Arera di effettuare ulteriori valutazioni in ottica di semplificazione e, a tal fine, si ritiene utile riproporre quanto evidenziato nella consultazione dello scorso maggio. Pertanto, si suggerisce di prendere in considerazione l'applicazione del meccanismo di riconoscimento degli investimenti di località del servizio di misura, vale a dire una disciplina incentivante data dalla ponderazione tra costi effettivi e costi *standard* (costi *standard* con *profit/loss sharing*), premiando gli operatori più efficienti.

Si esprime infine una valutazione negativa riguardo l'introduzione di tassi di capitalizzazione prefissati rispetto alla spesa totale, come indicato al punto 15.3 del DCO, in quanto tale approccio potrebbe generare scostamenti tra logiche contabili, verificate in sede di revisione di bilancio e quelle tariffarie.

Alla luce delle osservazioni sopra formulate, si auspica quindi che vengano ripresi e completati quanto prima gli approfondimenti finalizzati alla definizione della metodologia per la sua applicazione.

S11. Osservazioni rispetto agli orientamenti per la definizione di linee guida sulle analisi costi-benefici riportate nell'Appendice 2

Si osserva, in via preliminare, che l'Appendice 2 riporta un'ipotesi di schema metodologico per la predisposizione delle analisi-costi benefici ma nessun esempio numerico concreto che, riteniamo, avrebbe permesso una più accurata e consapevole disamina della proposta.

L'analisi costi-benefici degli investimenti rappresenta un elemento cruciale da cui dipende lo sviluppo della rete e la valorizzazione del servizio. Il piano ha un valore rilevante ai fini delle gare d'Atem (45/100 punti) e per formulare l'offerta i concorrenti devono sapere quali investimenti verranno riconosciuti in tariffa. E' quindi importante che eventuali linee guida per la predisposizione delle analisi costi-benefici che dovessero essere adottate, rappresentino uno strumento di facile implementazione per le Stazioni Appaltanti e per i Concorrenti e non penalizzi lo

sviluppo di infrastrutture di distribuzione del gas naturale. Peraltro tale strumento dovrebbe essere utilizzato per indirizzare l'analisi solamente per gli interventi più rilevanti/significativi (definendo preventivamente al riguardo un'opportuna soglia di rilevanza/significatività in relazione all'onere connesso alla predisposizione dell'analisi).

Ciò detto, in relazione alla metodologia prospettata, si ritiene che, pur apprezzando l'analisi effettuata e l'intenzione di predisporre uno strumento efficace, sia caratterizzata da un significativo ed oggettivo grado di complessità che potrebbe renderla di difficile applicazione soprattutto per le Stazioni Appaltanti.

Posto che l'obiettivo - condivisibile - di identificare nei bandi di gara un livello di investimento compatibile con lo sviluppo economico del servizio deve temperarsi con quello di procedere speditamente alla razionalizzazione del settore attraverso lo svolgimento delle gare d'Ambito, si ritiene indispensabile fornire alle Stazioni Appaltanti ed agli Operatori strumenti semplificati per la definizione degli interventi di sviluppo.

Al fine di semplificare i processi di gara, con l'obiettivo di procedere speditamente con il processo di razionalizzazione del settore attraverso lo svolgimento delle gare d'ambito, è quindi fondamentale che siano definiti opportuni valori parametrici di riferimento, differenziati in relazione a peculiarità territoriali ed alla tipologia di utenza (solo quale primo esempio si potrebbe ipotizzare la definizione di Condizioni Minime di Sviluppo – in termini di metri di rete o RAB per utenza – variabili in proporzione ai consumi energetici dell'area geografica e della tipologia di utenza), che, anche in assenza di specifiche analisi costi benefici, (i) agevolino le stazioni appaltanti nella redazione dei piani di sviluppo d'ATEM e (ii) consentano all'operatore di partecipare alla gara avendo chiarezza e certezza del riconoscimento di determinati investimenti inseriti nel piano di sviluppo offerto della rete, anche nella prospettiva dell'adozione di una valorizzazione degli investimenti a costi standard. In particolare si ritiene opportuno prevedere uno schema semplificato che contempli:

1. la definizione di nuove soglie per le CMS che garantiscano la certezza del riconoscimento tariffario degli investimenti anche in assenza di specifiche ACB;
2. la definizione di uno strumento semplificato rispetto a quanto ipotizzato nell'Allegato 2 per la predisposizione delle ACB per quegli interventi che non rientrano nel punto precedente.

Uno schema siffatto che dovrebbe considerare CMS differenziate in relazione alle specificità territoriali confermando tra le altre cose l'attuale distinzione tra località disagiate e non, ed alla tipologia di utenza, sarebbe in grado di rispondere contemporaneamente alle esigenze di semplificazione degli iter di gara e di individuazione di investimenti compatibili con lo sviluppo economico del servizio.

In questo modo lo strumento di ACB verrebbe correttamente utilizzato in prevalenza per indirizzare gli investimenti più rilevanti/significativi, definendo preventivamente al riguardo una opportuna soglia di rilevanza/significatività in relazione all'onere connesso alla predisposizione dell'analisi.

In relazione alla definizione di nuove soglie per la CMS, si ritiene opportuno confermare l'impostazione parametrica (ad es. m o RAB/PdR, come più sopra ipotizzato) introducendo modalità di calcolo "modulabili", che potrebbero essere connesse ai consumi energetici delle utenze (diversi per localizzazione geografica e/o tipologia) ai fini della determinazione del numero di PdR utilizzato per il calcolo. Tale numero, infatti, al fine di essere meglio rappresentativo degli effettivi benefici collegati alla realizzazione dell'intervento, dovrebbe variare in proporzione diretta ai consumi energetici delle utenze interessate dall'intervento di sviluppo della rete, introducendo il concetto di "PdR equivalente" (maggiore il consumo del singolo PdR, maggiore il numero dei "PdR equivalenti" finalizzati al calcolo del rispetto delle CMS).

Tale impostazione risulta peraltro perfettamente coerente con i razionali esposti nella metodologia di cui all'Appendice 2 laddove si lega – in modo direttamente proporzionale - il beneficio economico per il consumatore, piuttosto che l'incidenza in termini di esternalità ambientali (beneficio *switch* combustibile), al consumo energetico dello stesso.

S12. Osservazioni rispetto alle ipotesi di trattamento dei tetti ai riconoscimenti degli investimenti nelle località di nuova metanizzazione

L'Autorità intende confermare anche per il V periodo di regolazione l'adozione di tetti ai riconoscimenti tariffari nella misura fissata con la deliberazione 704/2016/R/gas (5.250 €/PdR).

Anigas, ribadisce che gli impegni di concessione, nella generalità dei casi, sono stati assunti prima dell'entrata in vigore della citata delibera, quindi in assenza di "cap" al riconoscimento degli investimenti. Per simili impegni concessionari pregressi non si ritiene quindi condivisibile l'applicazione del tetto di cui alla delibera 704/2016/R/gas. Pertanto, per le località di nuova metanizzazione, realizzate sulla base di impegni di concessione antecedenti l'entrata in vigore della deliberazione 704/2016/R/Gas, si ritiene che debba essere mantenuto il riconoscimento degli investimenti sulla base dei costi effettivamente sostenuti, senza l'applicazione di alcun "cap".

Solo per le nuove reti realizzate sulla base di impegni di concessione successivi alla sopra citata deliberazione, si ritiene possa essere al più valutato un tetto agli investimenti, utilizzando come riferimento i PdR allacciati alla rete di distribuzione: non quelli effettivamente allacciati che, nelle fasi iniziali di nuova metanizzazione, sono soggetti ad una fisiologica curva lenta di acquisizione che non riesce a coprire adeguatamente la remunerazione parametrica dell'investimento sostenuto, bensì quelli prospettici.

Si ritiene corretto utilizzare il numero di PdR prospettico, inteso come numero finale di PdR che si prevede di raggiungere, introducendo eventualmente un meccanismo di controllo ex-post che confronti il totale degli investimenti realizzati con il valore parametrico (VP) inteso come prodotto tra il "cap" ed il numero di PdR risultanti al termine dell'orizzonte temporale (10-12 anni).

Alla luce di questo, si ritiene possa essere approfondita l'apertura dell'Autorità ad individuare una possibile soluzione che, anche alla luce delle osservazioni formulate dalle associazioni delle imprese di categoria in occasione dell'incontro tecnico di approfondimento del 31 luglio scorso, preveda un regime in più fasi, e in particolare un periodo iniziale con provvisorio riconoscimento integrale degli investimenti e a seguire un controllo ex-post con definitiva verifica dopo un certo numero di anni dall'avvio del servizio, al termine dell'orizzonte temporale considerato (10-12 anni).

In merito alle modalità applicative delineate nel DCO, non risultano tuttavia chiare le modalità di valutazione prospettica dei PdR che "potenzialmente potrebbero essere connessi alla rete, basata sulle curve di penetrazione dell'utenza tipiche di ciascun ambito tariffario" (per "connessi alla rete" si intende che l'Autorità consideri "attivati sulla rete") e non si comprende quale numero di PdR verrebbe considerato per la verifica definitiva rispetto al valore VP applicato a tutti gli anni a partire dal primo (si intende il numero di PdR attivati a tale ultimo anno dell'orizzonte temporale di riferimento).

Al di là degli aspetti sopra evidenziati, si ritiene che il meccanismo di controllo "intermedio" non sia di così semplice applicazione e, anche in logica di economia amministrativa, si propone di prevedere un unico momento di controllo, sino al quale assicurare provvisoriamente il pieno riconoscimento degli investimenti realizzati. Con riferimento a tale controllo finale, tenuto conto che dai tassi di penetrazione al VI anno relativi alle metanizzazioni degli ultimi decenni emerge ancora una situazione di non saturazione della clientela, il momento della verifica ex-post (anche se successiva ad un'eventuale verifica intermedia purché effettuata con modalità semplificate come di seguito proposto) dovrebbe essere individuato non prima del 10°/12° anno, ai fini della verifica del raggiungimento del cap.

Nell'ipotesi in cui l'Autorità intendesse comunque mantenere uno *step* intermedio di verifica (ad esempio al 6° anno, in caso di verifica ex post al 12°), a partire dal quale cambiare il criterio di riconoscimento provvisorio ove a tale anno non sia raggiunto il tetto, considerando i PdR prospettici per questa seconda fase, le modalità per la loro determinazione dovrebbero essere semplici e riferibili alla realtà considerata.

In ogni caso, le modalità applicative del tetto dovrebbero essere applicate anche alle località per le quali, in sede di sua prima applicazione per gli anni 2018 e 2019, il riferimento in quel momento assunto è stato semplicemente il numero di PdR attivati alla fine dell'anno considerato.

S13. Osservazioni rispetto alle ipotesi relative al trattamento degli investimenti in turboespansori

L'Autorità intenderebbe escludere il valore dei turboespansori, posizionati nelle cabine di riduzione e misura, dall'ambito della RAB del servizio di distribuzione.

La proposta dell'Autorità di escludere dal calcolo della RAB gli investimenti in turboespansori, applicando a queste cabine una valorizzazione a costo *standard*, non deve risultare penalizzante per la promozione di interventi di efficientamento

energetico delle reti. Inoltre, la normativa sulla promozione dell'energia rinnovabile e sugli obblighi di risparmio energetico delle imprese di distribuzione del gas e dell'energia elettrica (rif. D. Lgs n.28 del 3 marzo 2011 e Decreto MISE 11 gennaio 2017) prevede che tali interventi concorrano agli obblighi ma che per essi non siano rilasciati certificati bianchi; è implicito che tale previsione si basi sul fatto che gli investimenti di efficientamento energetico delle reti siano comunque riconosciuti se non nelle tariffe, in altra forma di contributo ad esempio rappresentato dai certificati bianchi.

S14. Osservazioni rispetto alle ipotesi di regolazione degli investimenti relativi al servizio di misura

Sebbene non sia specificamente richiamato al par. 16, sembrerebbe che l'orientamento dell'Autorità di mantenere per gli investimenti degli anni 2020 e 2021 i costi standard già applicati per gli investimenti del 2019, si accompagni a un possibile intervento di revisione dei pesi da attribuire a costi effettivi e costi standard per la valorizzazione di nuovi investimenti in *smart meter* (rimodulazione delle attuali percentuali del meccanismo di *profit/loss sharing*).

Ove l'orientamento a rivedere tali pesi sia nella direzione di un'eventuale ulteriore riduzione della percentuale di *profit sharing* per le imprese più efficienti (già ridotta dal precedente 50%), si ritiene che ciò non risponda ad obiettivi di promozione dell'efficienza. Si ritiene invece che le percentuali di *sharing* andrebbero riviste al fine di premiare maggiormente le imprese efficienti, incrementando quindi sensibilmente il peso del costo standard rispetto a quello del costo effettivo.

Ove l'Autorità intendesse evitare o limitare possibili effetti indesiderati del meccanismo, disponendo annualmente dei dati di tutti gli operatori, potrebbe comunque sempre provvedere ad aggiornare nel modo più opportuno il livello standard di costo efficiente.

Riteniamo infine che anche su questo tema, in considerazione della volontà dell'Arera di mettere in consultazione alcuni importanti argomenti, possa essere interessante valutare una consultazione completa di tutti gli aspetti inerenti la misura.

S15. Osservazioni sulle ipotesi di revisione dei criteri di rivalutazione delle c.d. RAB depresse

Pur ritenendo che tutti gli investimenti in distribuzione e misura successivi al 2011 dovrebbero essere fatti salvi dal meccanismo di rivalutazione delle c.d. RAB depresse, si valuta positivamente l'orientamento di Arera di modificare la RTDG al fine di tenere conto, oltre che del riconoscimento a consuntivo degli investimenti effettuati a partire dal 2018, anche del riconoscimento degli investimenti effettuati dal 2012 al 2017 relativamente all'attività di misura, incrementando il valore parametrico

con quello dei suddetti investimenti.

In merito alla procedura proposta, in Appendice 3, per l'applicazione dei nuovi criteri di rivalutazione delle RAB disallineate rispetto alla media di settore, si ritiene condivisibile l'impostazione adottata. Si evidenzia tuttavia la necessità che per le future rendicontazioni siano implementati controlli automatici a livello di sistema per garantire che la determinazione dell'immobilizzato lordo parametrico e la verifica della condizione di applicabilità siano state correttamente elaborate dall'impresa di distribuzione e che la stratificazione del valore lordo parametrico sia stata correttamente calcolata.

S16. Osservazioni sulle ipotesi relative al trattamento del capitale circolante netto e delle poste rettificative

Si ritiene accettabile il mantenimento del calcolo del valore del capitale circolante netto riferito alle immobilizzazioni nella misura dello 0,8% del valore delle immobilizzazioni materiali lorde.

In merito alle poste rettificative, si ritiene condivisibile la analisi avviata da Arera per verificare la adeguatezza per il prossimo periodo regolatorio della percentuale dello 0,7% applicata attualmente. A tal riguardo, ricordando che tali poste risultano in prevalenza riconducibili al fondo TFR, si evidenzia che nel corso degli anni si è progressivamente ridotta la quota di TFR rimasta nella disponibilità delle aziende per effetto delle crescenti quote indirizzate verso la previdenza complementare. Di conseguenza, un'eventuale revisione della percentuale relativa alle poste rettificative, dovrebbe tener conto di quanto sopra con effetto riduttivo della percentuale stessa.

S17. Osservazioni sulle ipotesi relative al trattamento dei contributi

In relazione ai c.d. contributi "congelati" (ovvero quella parte di contributi soggetta a rilascio ritardato), si coglie positivamente l'apertura dell'Autorità nella direzione di valutare, anche alla luce delle osservazioni ricevute e in una logica di maggiore gradualità, un orizzonte temporale più ampio per il pieno "scongelo" dei contributi ancora sospesi.

Tuttavia, la nuova ipotesi prospettata nel DCO di prevedere lo scongelamento in non più di 10 anni, non risulta condivisibile in quanto non ancora sufficiente a limitare l'impatto che diversamente si produrrebbe sulle imprese.

Si ritiene quindi che il rilascio debba essere modulato su un periodo più ampio, prevedendo un meccanismo di rilascio della quota congelata (20%) con quei necessari criteri di gradualità richiamati tanto nella delibera 573/2013/R/gas quanto nel recente DCO 170/2019/R/gas. Pertanto tale rilascio dovrebbe raccordarsi con quanto già previsto per la quota di contributi rilasciata nel corrente periodo regolatorio (80%) – su vita utile di 40 anni – e con il relativo residuo periodo di ammortamento della stessa. Pertanto, per singola località, i contributi "congelati"

(20%) andrebbero quindi ad abbinarsi a quelli già considerati in tariffa a rilascio “immediato” (80%). In questo modo, infatti, prevedendo un rilascio in 40 anni (modulando opportunamente il coefficiente kg1), si arriverebbe alla fine ad aver coerentemente e univocamente ammortizzato e rilasciato l'intero 100% dei contributi percepiti al 31/12/2011.

S18. Osservazioni rispetto alle ipotesi di intervento volte a gestire la problematica della mancata restituzione del capitale investito nel caso di sostituzione di misuratori tradizionali con smart meter in attuazione delle disposizioni delle Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas

La proposta dell'Autorità di prevedere l'introduzione di un importo a recupero dei mancati ammortamenti (*IRMA*), pari alla differenza tra il valore residuo non ammortizzato (sulla base delle vite utili definite nei diversi periodi di regolazione) e il valore residuo calcolato applicando una vita utile di 15 anni, così come il recupero degli ammortamenti per i contatori sostituiti nell'intervallo 2012-2014, si ritiene condivisibile. Considerato che una tempistica diluita nell'erogazione dei rimborsi genera un impatto finanziario rilevante per gli operatori, dovrebbe essere prevista l'erogazione dei valori residui dei contatori sostituiti in un'unica soluzione all'atto della dismissione, oppure l'indicizzazione delle rate al tasso di remunerazione del capitale investito (*WACC*). Si ritiene infine che la disciplina proposta dall'Autorità per il recupero dei mancati ammortamenti registrati sui contatori G4-G6, basata sul passaggio dalla dismissione a *FIFO* a quella contabile, debba essere estesa, per omogeneità di trattamento, anche ai contatori >G6. In tal modo, si avrebbe assoluta coincidenza tra le dismissioni effettuate nel bilancio della Società e quelle dichiarate ai fini delle raccolte dati RAB GAS.

Si evidenzia che in questa sede l'Arera non fornisce indicazioni in merito alla sostituzione anticipata, rispetto alla loro vita utile, degli *smart meter* di prima generazione (installati sino al 2016/prima parte del 2017) per problematiche riconducibili alla ancora incompleta maturità delle tecnologie allora disponibili ed in merito alla possibilità di riconoscimento tariffario del loro valore residuo non ancora ammortizzato, prospettata in occasione dell'incontro tecnico di approfondimento con le associazioni di categoria del 31 luglio scorso. Al riguardo si auspica che tale tematica sia affrontata nell'ambito dello specifico documento per la consultazione dedicato al servizio di misura annunciato per l'ultimo bimestre dell'anno.

S19. Osservazioni in relazione alle ipotesi relative all'impostazione del sistema tariffario

In un'ottica di stabilità del quadro regolatorio, Anigas ritiene sia da confermare l'attuale impostazione del sistema tariffario per distribuzione e misura. Quindi, determinazione di una tariffa di riferimento che definisce il ricavo ammesso per

ciascuna impresa distributrice a copertura del costo riconosciuto e tariffa obbligatoria, applicata agli utenti della rete, con bilanciamento dei ricavi tra operatori della distribuzione mediante specifici meccanismi perequativi.

In relazione al vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi di località del servizio di distribuzione, si segnala un refuso nella formula di calcolo descritta al paragrafo 25.5 di pagina 59 del DCO 410/2019: la componente $t(dis)_{ope}$, sembrerebbe essere moltiplicata per NUA_{att} , ovvero il numero di PdR dell'anno $t-2$ (numero di punti di riconsegna atteso per l'anno t assunto pari al dato relativo all'anno $t-2$) anziché per NUA_{eff} , ovvero il numero dei PdR medi dell'anno t (numero di punti di riconsegna attivi effettivamente serviti nell'anno t , calcolato come rapporto tra il ricavo rinveniente di competenza del medesimo anno t dall'applicazione della componente $t(cot)$ e il valore unitario della componente $t(cot)$ nel medesimo anno t): ciò in discontinuità con i criteri adottati nei precedenti periodi di regolazione nei quali la componente $t(dis)_{ope}$ veniva correttamente moltiplicata per NUA_{eff} in analogia a quanto attuato per le altre componenti a copertura dei costi operativi per il servizio di misura e commercializzazione $t(ins)_{ope}$, $t(rac)_{ope}$ e $t(cot)$ e per la componente $t(cen)_{cap}$ a copertura dei costi centralizzati. Si chiede pertanto, al fine di garantire continuità di criteri con il IV periodo di regolazione, di ripristinare la modalità di riconoscimento dei costi operativi di distribuzione riallineandola con quella prevista per i costi operativi di misura e commercializzazione e per i costi centralizzati.

Al fine di favorire l'utilizzo più ampio possibile delle infrastrutture di rete anche dai clienti finali basso-consumanti, dovrebbe essere valutata la possibilità di ampliare il primo scaglione della tariffa variabile (a zero), elevando l'attuale limite di 120 Sm3 e valutando anche un eventuale riproporzionamento in riduzione della quota fissa per gli scaglioni a minor consumo (con redistribuzione della differenza su quelli a consumi più elevati).

S20. Osservazioni rispetto alla definizione degli ambiti tariffari

Per quanto riguarda i criteri di allocazione dei costi, si ritiene che possano essere prese in considerazione valutazioni riguardo l'attuale suddivisione del territorio in 6 ambiti tariffari. A tal fine, una possibile proposta sarebbe di prevedere un unico ambito tariffario nazionale, in linea con il settore elettrico e stante la maturità del settore gas.

Per il processo di metanizzazione della Sardegna, in riferimento ai principi previsti dal D.Lgs. 257/2016 (Allegato 3) e dal Patto per lo sviluppo della Regione sottoscritto nel 2016, si ritiene che debbano essere effettuate nuove valutazioni per individuare meccanismi regolatori finalizzati a sostenere il processo di metanizzazione in atto e porre così fine allo svantaggio competitivo che grava su imprese e cittadini sardi per via del maggior costo dell'energia. Pertanto non si ritiene corretta la soluzione prospettata dall'Autorità di realizzare un ambito tariffario relativo alla sola Regione Sardegna, in quanto si creerebbe una discriminazione per i cittadini sardi. Essendola Sardegna una Regione ad oggi non metanizzata in cui l'infrastruttura deve essere realizzata in larga parte *ex-novo*, tale scelta addosserebbe il costo

dell'intero investimento ai soli cittadini sardi, in contraddizione rispetto alle disposizioni regolatorie vigenti per le altre regioni. Nell'ambito dei meccanismi perequativi, per altro già in vigore nel Paese, debbono essere stabilite tariffe obbligatorie in linea con quelle di tutto il territorio nazionale, traguardando l'uniformità dei costi del servizio ed evitando forme di "discriminazione tariffaria" o aggravii di costi che si riflettano su specifiche aree del Paese.

S21. Osservazioni rispetto alle ipotesi di regolazione tariffaria delle reti canalizzate di distribuzione di gas diversi

Si ribadisce la condivisione della proposta Arera di confermare l'ambito di applicazione della regolazione tariffaria alle sole reti canalizzate che siano gestite in concessione. Ai fini della raccolta dati annuale RAB-Gas, si ritiene opportuno prevedere l'invio delle informazioni rilevanti ai fini tariffari anche per le reti con meno di 300 PdR serviti.

Il criterio proposto dall'Autorità per il riconoscimento dei costi operativi, in sostanziale continuità con quanto previsto nel quarto periodo di regolazione, si ritiene condivisibile.

L'Autorità ha adottato tariffe regionali d'impresa (ambito gas diversi) nel corso del quarto periodo di regolazione, che garantiscono la rispondenza dei costi riconosciuti alle caratteristiche economico-tecniche delle singole località. La conferma di tale impostazione anche nel corso del nuovo periodo regolatorio è condivisibile in quanto consente all'impresa distributrice di mantenere la struttura tariffaria consolidata ed attualmente in uso.

In linea generale, in un'ottica di stabilità regolatoria, la proposta dell'Autorità di convalidare, per il nuovo periodo di regolazione, la struttura delle opzioni tariffarie gas diverse in continuità con il quarto periodo regolatorio, si ritiene condivisibile.

S22. Osservazioni in relazione alle ipotesi di regolazione per le reti di distribuzione isolate alimentate con GNL

Anigas sottolinea anche in questa sede, come già ampiamente evidenziato nelle risposte al DCO 216/2018/R/gas e 170/2019/gas in tema di reti isolate GNL, che non è condivisibile l'approccio dell'Autorità di assimilare, dal punto di vista tariffario, le reti isolate alimentate a GNL al servizio di distribuzione di gas diversi dal gas naturale a mezzo di reti canalizzate. Essendo difatti il gas naturale liquefatto comunque gas naturale, posta l'uguaglianza della molecola vettoriata, si ritiene che le reti alimentate a GNL debbano essere inserite negli ambiti tariffari della distribuzione gas e quindi assoggettati all'attuale disciplina tariffaria prevista per le reti di distribuzione del gas naturale (RTDG). A tale proposito si richiamano integralmente le considerazioni rappresentate nelle osservazioni ai DCO 216/2018 e 170/2019 sopra ricordati.

S23. Osservazioni in relazione alle ipotesi di regolazione per le reti di distribuzione alimentate con carro bombolaio

Per le reti alimentate con gas naturale a mezzo di carro bombolaio, si ritiene che debba mantenersi l'analogo trattamento regolatorio in vigore per le reti di distribuzione di gas naturale. Ciò risulta quantomeno importante in considerazione dell'impegno del distributore nell'alimentare zone particolarmente disagiate per le quali l'interconnessione con la rete di trasporto non risulti possibile. Pertanto, appare d'uopo che lo sforzo del distributore, a favore dei clienti finali, venga supportato e ancor più non ostacolato dalla regolazione.

Eventuali disposizioni volte a prevedere, solo transitoriamente e a termine, l'assimilazione delle reti alimentate con carro bombolaio alle reti di distribuzione interconnesse, quale forma di stimolo per le imprese di distribuzione ad adoperarsi per interconnettere, in un ragionevole lasso di tempo le reti alimentate a carro bombolaio, si ritiene debbano essere in ogni caso adottate tenendo conto dell'esistenza di possibili e specifiche situazioni particolari.

Ad esempio, possono esistere reti che, realizzate e attivate in attesa di interconnessione alla rete di trasporto negli anni successivi, si sono poi trovate senza più possibilità di interconnettersi ad essa (a meno di sostenere costi sproporzionati), a seguito della revisione dei piani di sviluppo dei gestori del trasporto con eliminazione di taluni nuovi metanodotti o tratti di metanodotti.

In simili circostanze, la valutazione di possibili alternative di interconnessione della rete di distribuzione e l'acquisizione delle relative autorizzazioni potrebbero richiedere anni. In tali situazioni il distributore non ha quindi leve per poter definire i tempi di interconnessione.

Pertanto la sola previsione di un orizzonte temporale, trascorso il quale avviene la "retrocessione" del regime tariffario, potrebbe risultare eccessivamente penalizzante. Almeno in tali casi, ove l'impresa non sia comunque riuscita a realizzare l'interconnessione per motivi – documentabili - indipendenti dalla propria volontà, dovrebbe essere prevista, su specifica istanza, la possibilità di proseguire con il regime assimilato alle reti di distribuzione interconnesse alla rete di trasporto nazionale o regionale.

ULTERIORI OSSERVAZIONI

Ipotesi relative alla fissazione delle vite utili a fini regolatorie

Le considerazioni alla base dell'orientamento volto, al momento, alla conferma delle vite utili regolatorie fissate per il IV periodo di regolazione, si ritiene riconducibile alla ristrettezza dei tempi residui, prima dell'avvio del prossimo periodo regolatorio, per sviluppare gli approfondimenti che l'Autorità ha annunciato in proposito (cfr. punto 20.3 del DCO) in merito all'opportunità di valutare ipotesi/prevedere periodi di ammortamento più brevi (come prospettato ad esempio nel rapporto FROG, ricordato anche dall'Autorità in occasione della precedente consultazione) in relazione alla futura possibilità di emersione di *stranded asset*.

Al riguardo si ritiene necessario sottolineare l'importanza che l'ARERA completi quanto prima tali approfondimenti.

Si ritiene inoltre che, quantomeno, in occasione dell'avvio del nuovo periodo regolatorio, l'Autorità non dovrebbe più prevederne l'allungamento con le gestioni d'ATEM, come invece attualmente stabilito dalla RTDG 2014-2019 per condotte, allacciamenti, impianti principali/secondari e fabbricati industriali. Per tale aspetto ci si attenderebbe infatti una prima correzione già con l'avvio del prossimo periodo regolatorio.

Ipotesi relative ai parametri specifici di settore per il calcolo del tasso di remunerazione del capitale investito (β asset e gearing)

Con riferimento al parametro β *unlevered*, a partire dal V periodo regolatorio, l'Autorità conferma l'orientamento a superare l'attuale differenziazione tra β distribuzione (0,439) e β misura (0,502).

Si ribadisce, anche in questa sede, la contrarietà di Anigas a tale proposta in quanto l'attività di misura, in particolare per effetto dell'implementazione dello *smart metering gas*, è ancora caratterizzata da condizioni di mercato e da tecnologia in via di consolidamento e per questo motivo si ritiene debba essere mantenuta una valutazione del rischio (e quindi un β) più alta rispetto a quanto previsto per la distribuzione. Infatti, sebbene una parte delle problematiche riscontrate nella prima fase di installazione e messa in servizio dei nuovi contatori elettronici si stiano progressivamente risolvendo, non si può ancora considerare l'assetto consolidato (lo potrà essere solo fra qualche anno) e le misure di mitigazione dei rischi connessi allo sviluppo di una nuova tecnologia, pur prefigurate, non sono ancora state implementate dall'Autorità. Pertanto, in attesa di questa piena stabilizzazione e almeno per il primo semiperiodo, si ritiene che il valore del β misura debba essere mantenuto ancora in linea con il livello attuale. Un suo eventuale allineamento al β distribuzione dovrebbe comunque essere modulato nel tempo con gradualità e/o attuato solo una volta realmente completato il processo di digitalizzazione della misura e raggiunta una condizione di regime. Peraltro, in relazione all'ulteriore orientamento di riduzione del β distribuzione (di cui si dirà nel seguito), il β misura verrebbe ad essere ancor più ridotto, in maniera assai poco rispondente alle condizioni sopra descritte.

Inoltre, Arera propone di analizzare l'ipotesi di un eventuale revisione in riduzione del livello di tale parametro per la distribuzione. Al riguardo si osserva che, come riconosciuto dalla stessa Autorità, vi sono ancora condizioni che pongono il settore della distribuzione gas in una situazione di maggiore incertezza rispetto agli altri segmenti infrastrutturali della filiera (come il trasporto gas) o altri settori (come quello elettrico per trasmissione e distribuzione), anche per i ritardi nello svolgimento delle gare d'ambito e la rischiosità insita nelle gare stesse (rischio di riduzione del perimetro o addirittura di uscita dal mercato), oltre che per possibili evoluzioni degli usi finali di energia in relazione alla futura configurazione del sistema energetico

italiano ed europeo.

La distribuzione gas è inoltre caratterizzata da una frammentazione sicuramente maggiore (con un numero di imprese rimasto pressoché invariato da quando è stato in precedenza fissato l'attuale valore del parametro β) che comporta una dimensione media delle imprese inferiore rispetto agli altri segmenti regolati delle infrastrutture energetiche e una minor durata delle concessioni che, rispetto ad affidamenti di più lungo periodo o senza scadenza, determina una più limitata visibilità dei flussi di cassa.

Visto quindi che per i nuovi periodi regolatori del trasporto gas (deliberazione 114/2019/R/gas) e dello stoccaggio (deliberazione 419/2019/R/gas), non riscontrando mutamenti nelle condizioni di rischio in capo alle imprese, l'Arera ha confermato il valore del parametro β del precedente periodo e lo stesso orientamento è stato delineato per la rigassificazione (DCO 391/2019/R/gas), non si ravvisano le ragioni per cui l'Autorità debba considerare ridotta la rischiosità della distribuzione gas rispetto a quella degli altri segmenti infrastrutturali ed esprima quindi un orientamento, in controtendenza discordante rispetto alle altre attività, volto alla riduzione del β distribuzione.

Atteso quanto sopra un livello di β compreso nell'intervallo 0,40-0,43 risulterebbe penalizzante e si ritiene quindi che, anche per la distribuzione gas, debba essere confermato il valore del parametro β del precedente periodo (0,44).

Ciò anche considerato il livello di incertezza sullo sviluppo della regolazione riferita al *gearing* che sarà oggetto di analisi nel secondo semiperiodo (2023-2025).

Si osserva, peraltro, che per la distribuzione gas, ove non si dia seguito a quanto più oltre evidenziato in merito al riconoscimento tariffario del sovra-costi, ad oggi non recuperabile, che i soggetti obbligati si trovano a dover inevitabilmente sostenere in tema di obiettivi di efficienza energetica, la rischiosità dovrebbe piuttosto essere rivista al rialzo (ove svolta da soggetti che servono più di 50.000 clienti finali e sono quindi obbligati al raggiungimento degli obiettivi di efficienza energetica).

Costi derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo o dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale

In merito ai costi operativi riconosciuti oggetto degli spunti per la consultazione da S1 a S6, si evidenzia la necessità di trattare – pur se non affrontata all'interno del DCO né oggetto di specifici spunti di consultazione – la problematica relativa al sovra-costi, ad oggi non recuperabile, che i soggetti obbligati in tema di obiettivi di efficienza energetica si trovano a dover sopportare a seguito dell'introduzione delle nuove norme di cui al D.M. 10.05.2018.

A partire dal 2017, il mercato dei Titoli di Efficienza Energetica è stato caratterizzato da una notevole riduzione dell'offerta a fronte di obblighi progressivamente crescenti. Una serie di fattori concomitanti ha infatti determinato un forte rallentamento del numero di progetti approvati dal GSE e del conseguente numero di certificati emessi

e disponibili sul mercato. Ciò ha progressivamente determinato un significativo incremento dei prezzi di contrattazione dei titoli, fino ad un valore massimo storico di 489,90 €/TEE raggiunto nel febbraio 2018.

Il DM del 10/05/2018 ha introdotto importanti aggiornamenti al meccanismo dei Certificati bianchi inserendo, tra le altre novità, un cap al contributo tariffario destinato alla copertura dei costi sostenuti dai distributori, fissato *ex-ante* pari al massimo a 250 €/titolo e inferiore ai prezzi osservati sul mercato. Tale meccanismo è tale da determinare perdite economiche certe per i distributori.

A seguito delle ultime modifiche normative intervenute in materia di contributo riconosciuto ai soggetti obbligati per il conseguimento dei propri obiettivi di efficienza energetica, in relazione all'andamento verificatosi per i prezzi di mercato nell'anno d'obbligo 2018 (conclusosi lo scorso 31 maggio 2019) e pur con l'introdotta nuova possibilità di ricorrere all'acquisto di Titoli emessi dal GSE e non correlati a progetti di efficienza energetica (cosiddetti "virtuali"), le imprese di distribuzione obbligate, per adempiere agli obiettivi ad esse assegnati, hanno dovuto subire una perdita quantificabile in oltre 11€/TEE (come differenza tra i prezzi medi di acquisto verificatisi nelle sessioni di mercato di gran parte dell'anno - circa 260 €/TEE - e il valore del contributo riconosciuto, pari a 248,89 €/TEE).

Come già evidenziato nella lettera interassociativa del 26 luglio e in occasione dell'incontro tecnico di approfondimento del 31 luglio scorso, in considerazione del fatto che si tratta di costi emergenti, derivanti da mutamenti del quadro normativo e diversamente non recuperabili, dovrebbe essere attivato, per tali sovracosti subiti dalle imprese dall'anno 2018, il meccanismo stabilito sia dall'RTDG sia dal TIT che prevede il tasso di variazione collegato a modifiche dei costi riconosciuti derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale.