

HERA S.p.A.

Holding Energia Risorse Ambiente

Viale C. Berti Pichat 2/4 40127 Bologna

tel. 051.287111 fax 051.287525

www.gruppohera.it

Osservazioni del Gruppo Hera al

DCO 410/2019/R/GAS

**“CRITERI PER LA REGOLAZIONE TARIFFARIA DEI SERVIZI DI DISTRIBUZIONE E
MISURA DEL GAS NEL QUINTO PERIODO DI REGOLAZIONE”**

Il nostro Gruppo ha analizzato il documento di consultazione 410 di cui apprezza gli obiettivi complessivi, peraltro in linea con il Quadro Strategico del Regolatore.

Si manifesta tuttavia una certa preoccupazione per alcuni interventi previsti dal 2020 che, visti nel loro insieme, potrebbero comportare significative e concomitanti contrazioni dei ricavi tariffari: ci si riferisce, in primo luogo, alla proposta di revisione dei coefficienti Beta per la determinazione del Wacc dell'attività di distribuzione e della misura, a fronte di un non diminuito livello di rischiosità settoriale e di livelli di rischio dell'attività di misura ancora superiori a quelli relativi alla distribuzione. A tale riguardo si rinvia ai contenuti tecnici e di contesto dello studio di “Valutazione del β asset” commissionato da Utilitalia alla società Oxera. Gli elementi di preoccupazione aumentano considerando anche una previsione dell'aggiornamento dei costi operativi riconosciuti che – dai valori pubblicati con riferimento ai dati 2015 (non essendo noti i valori dei successivi anni) – fa ritenere prefigurabili percorsi di efficienza ulteriori e particolarmente sfidanti per le imprese del nostro Gruppo e in particolare per quelle appartenenti al *cluster* tariffario degli operatori di grande dimensione, per cui peraltro è anche prospettata un'esclusione dai meccanismi di incentivazione delle aggregazioni. A ciò si aggiungono le problematiche sviluppatesi a seguito dell'adozione del c.d. “Decreto correttivo titoli” che dal 2018 sta comportando per i distributori gas, in qualità di soggetti obbligati al meccanismo dei titoli di efficienza energetica, penalizzazioni economiche non comprimibili, che si auspica possano trovare adeguato ristoro mediante l'attivazione del

meccanismo di riconoscimento dei “Costi derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo o dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale”, contemplato nel documento di consultazione in applicazione della Legge 481/95.

E’ valutato in modo particolarmente positivo l’orientamento degli Uffici dell’Autorità volto al completamento e alla finalizzazione di molti “dossier” particolarmente complessi sotto il profilo tecnico, la cui definitiva risoluzione porterà, sugli specifici temi, alla riduzione di spazi di incertezza che impattano non solo sulle attività dei gestori ma anche, in taluni casi, sullo svolgimento ordinato dalle procedure di gara. Ci si riferisce in particolare all’affinamento della metodologia di rivalutazione delle RAB c.d. “deprese”, all’attenzione dedicata al trattamento degli apparati di turboespansione, alla definizione delle modalità di dismissione ai fini tariffari dei misuratori tradizionali per la sostituzione con gli *smart meter*, su cui intendiamo fornire alcuni spunti di completamento nei presupposti della metodologia prospettata. Si giudica inoltre meritoria l’iniziativa di porre in consultazione le linee guida sulle analisi costi-benefici e condivisibile l’obiettivo alla base, anche se si ritiene che il testo pubblicato non sia ancora sufficientemente esaustivo per garantire un congruo grado di certezza in sede di offerta di gara rispetto allo spettro delle iniziative-tipo di investimento e si auspica quindi che esso possa essere integrato anche attraverso un tavolo di confronto che coinvolga le società di distribuzione.

Spunti per la consultazione

Criteri generali di riconoscimento dei costi operativi per le gestioni comunali

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

Fissazione del tasso di recupero di produttività (X-factor) per le gestioni comunali

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

R1-R2. Si condivide l'orientamento di Arera di fissare i nuovi importi relativi alle componenti tariffarie a copertura dei costi operativi utilizzando la metodologia generale consolidata nei precedenti periodi regolatori, in ottica di garantire continuità alla regolazione. Si condivide quindi la proposta dell'Autorità di confermare il criterio del *price cap* per l'aggiornamento delle componenti tariffarie a copertura dei costi operativi. Si concorda inoltre nell'utilizzare come riferimento per i costi effettivi i dati derivanti dai conti annuali separati 2018.

Fatta salva la condivisione dei principi "metodologici" sopra indicati, il nostro Gruppo esprime preoccupazione per il mantenimento del vigente sistema a *cluster* per la definizione dei costi operativi, che considera indistintamente tutti gli operatori di dimensione maggiore di 300.000 PDR, sia in termini di ribasamento dei livelli di partenza per il nuovo periodo, sia in termini di applicazione del fattore di efficienza.

[omissis]

Per quanto riguarda i costi operativi per gli operatori di piccola e media dimensione, si condivide la prospettazione di Arera di non portare a compimento nel quinto periodo regolatorio il processo di convergenza dei costi operativi riconosciuti e quindi soltanto di dimezzare, al termine dei sei anni il gap oggi esistente tra i riconoscimenti dei costi operativi relativi alle gestioni delle infrastrutture di rete tra imprese grandi e medie e tra medie e piccole.

Anche se con riferimento ad un argomento non posto in consultazione, si intende offrire uno spunto in merito al tempo di riferimento per la valutazione del costo riconosciuto che darebbe omogeneità a quanto ipotizzato da Arera con riferimento ai costi operativi in caso di passaggio da gestione comunale a gestione di ATEM (paragrafo 8.3 del documento) che prevede, in ottica pro-die, il riconoscimento secondo le nuove modalità già in corso d'anno. In tal senso, sarebbe opportuno valutare all'anno tariffario *t*, diversamente da quanto la regolazione prevede attualmente, il *cluster* dimensione/densità cui ogni gestore appartiene, al fine di riconoscere i costi operativi sulla base dell'effettivo anno di competenza. La valorizzazione dei costi operativi, a differenza dei costi di capitale, non dovrebbe presentare infatti un *lag* di un anno nel riconoscimento: tale concetto è già stato declinato in termini di numero di punti sottostati da applicare al costo riconosciuto unitario (essendo quelli medi dell'anno) e, allo stesso modo, a nostro avviso, il medesimo approccio dovrebbe essere seguito anche per la valorizzazione della componente tariffaria unitaria. Senza voler necessariamente applicare un criterio pro-die, tale modifica potrebbe essere implementata prendendo a

riferimento, per l'anno tariffario t , la configurazione in essere alla data dell'apertura della raccolta RAB Gas aperta nell'anno t stesso.

Costi relativi alle letture di switch

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

R3. Non si condivide appieno la proposta di Arera circa il dimezzamento del costo riconosciuto per le letture di switch per il primo semi-periodo e il completo azzeramento per il triennio successivo. Si ritiene infatti che nel caso un distributore non raggiunga completamente gli obblighi di *roll out* vigenti in un determinato anno, sia già penalizzato tramite l'applicazione del sistema di penali istituito dalla RTDG. I gestori, ai quali viene applicata la penale per non rispetto degli obblighi di *roll out*, con il dimezzamento del costo riconosciuto per switch vedrebbero quindi una ulteriore penalizzazione.

Gli obblighi di *roll out* per i piccoli calibri (che rappresentano oltre il 90% del parco) sono differenziati per i quattro cluster di imprese individuati: all'avvio del quinto periodo regolatorio soltanto le imprese con più di 200 mila PDR presenteranno un obbligo pari al 50%; per quelle più piccole l'obbligo è di gran lunga inferiore e assente per quelle con meno di 50 mila PDR. Il dimezzamento proposto dell'importo pare sottendere l'ipotesi che all'avvio del quinto periodo regolatorio la metà dei PDR interessati da uno *switch* saranno dotati di uno *smart meter*: si ritiene che tale ipotesi sarebbe penalizzante e poco realistica, soprattutto per le aziende più piccole. Una forma di efficientamento per i gestori verrebbe inoltre già intercettata nell'applicazione del riconoscimento della componente unitaria per le letture di *switch* in eccedenza rispetto al 2018.

In considerazione di quanto sopra riportato e considerati gli efficientamenti sui costi riconosciuti prefigurati in generale nel documento di consultazione, si ritiene che per il quinto periodo di regolazione, o quanto meno per il suo primo triennio, il riconoscimento dei costi relativi alle letture di switch possa avvenire in continuità con quanto previsto nel quarto periodo regolatorio, rimandando eventualmente la decisione nel merito all'aggiornamento infra-periodo e quindi a valere dal 2023.

Riconoscimento di costi relativi a sistemi di telelettura/telegestione e concentratori

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?*

R4. Si condivide e si apprezza la proposta di introdurre anticipazioni in acconto. Si richiede inoltre che tali acconti possano essere riconosciuti non solo per le competenze dall'anno tariffario 2020, ma anche per quanto di competenza degli anni tariffari 2017, 2018 e 2019, annualità per cui il processo rendicontativo deve essere ancora avviato.

Riconoscimento di costi relativi alle verifiche metrologiche

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

R5. Si apprezza la proposta di introdurre anticipazioni in acconto. Analogamente allo spunto precedente, si richiede che la valorizzazione in acconto possa essere riconosciuta anche per gli anni tariffari 2018 e 2019, per i quali, attualmente il riconoscimento è posticipato, in attesa delle raccolte dati volte alla rendicontazione dei costi sostenuti dalle imprese per le verifiche metrologiche.

Copertura dei costi operativi nelle gestioni d'ambito

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

R6. La scrivente concorda con la proposta di Arera, di cui al punto 8.3, secondo cui i corrispettivi riconosciuti per i costi operativi nell'anno "a cavallo" tra una gestione comunale o sovra-comunale e la gestione di ATEM si applicano con il criterio del *pro-die*.

Con riferimento all'impostazione generale, preme segnalare che:

- al punto 8.13 emerge che nel quarto anno di gestione di ATEM viene richiesto di assorbire l'intera efficienza che per i due anni precedenti era stata sospesa. Si propone invece che il valore riconosciuto nel quarto anno di gestione sia aggiornato a partire dal valore del terzo anno mediante il recupero di efficienza corrispondente ad un solo anno;

- la modalità di riconoscimento dei costi operativi per le gestioni di ATEM richiede una notevole efficienza ai gestori: i costi riconosciuti attualmente previsti per le imprese grandi saranno attribuiti dal quarto anno di gestione agli ATEM grandi, e al più tardi, a partire dal sesto anno, per gli ATEM con meno di 300 mila PDR: ciò, senza tenere conto della dimensione effettiva dell'aggiudicatario della gara;
- in sostanza, quindi, si ritiene necessario tenere in considerazione, anche nella regolazione delle future gestioni di ATEM, l'asse della dimensione di impresa effettiva, con particolare attenzione alle dovute distinzioni dimensionali in seno all'attuale cluster delle imprese di "grande dimensione", riprendendo quanto espresso agli spunti S1-S2;
- la valutazione della densità del singolo ATEM, può inoltre in certi casi essere penalizzante in caso di aree densamente abitate, poiché potrebbero facilmente essere censite ad "alta densità", mentre valutazioni basate sull'intero territorio gestito dall'operatore potrebbero livellare eventuali picchi di densità.

Incentivi alle aggregazioni tra operatori

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

R7. Si concorda con l'obiettivo generale e l'introduzione di forme di incentivi alle aggregazioni tra operatori che possano contribuire alla razionalizzazione del settore, processo che è sostanzialmente in uno stato di "stallo" alla luce del ritardo nell'avvio delle gestioni di ATEM.

Non si ritiene invece condivisibile la posizione espressa nel documento di consultazione secondo cui ARERA - di fatto - propone di escludere dagli incentivi quelle aggregazioni in cui il "soggetto aggregante" sia una impresa di grande dimensione, per diverse motivazioni.

Anzitutto in tal modo, non si creerebbero condizioni omogenee per la razionalizzazione del settore in attesa delle procedure di gara, in quanto verrebbero maggiormente favorite le aggregazioni verso imprese di media dimensione rispetto a quelle di grande dimensione, mentre è noto che le estrazioni di efficienza maggiori (e quindi maggiormente meritevoli di essere premiate) sono conseguibili quanto più rilevante è la dimensione del soggetto aggregante.

Anche per tale ragione, come riconosciuto nello stesso documento di consultazione, i processi aggregativi degli ultimi anni hanno visto protagonisti principalmente gli operatori di grande dimensione che hanno acquisito imprese di piccole dimensioni, favorendo il miglioramento dell'efficienza. Il fatto che tali importanti processi siano stati avviati pur in assenza temporanea (nel quarto periodo regolatorio) di specifiche incentivazioni non si ritiene possa costituire motivazione per escludere anche in futuro tali processi dai meccanismi incentivanti, anche in virtù dell'apporto che gli operatori di grande dimensione hanno dato e possono continuare a dare all'efficientamento del sistema.

Inoltre, una eventuale esclusione degli operatori di grande dimensione dal meccanismo incentivante appare appesantire ulteriormente il quadro per tali operatori, anche in relazione allo scenario di riconoscimento dei costi operativi (si veda risposta agli spunti S1 e S2). Tale considerazione è ancora più rafforzata (e prefigura una sorta di doppia penalizzazione) per le imprese del nostro Gruppo con più di 300.000 PDR, che pur risultando di "grande dimensione" non sono caratterizzate da una scala dimensionale tale da poter competere in termini di efficienze conseguibili con gli operatori di maggiore dimensione, subendo di conseguenza (secondo le proposte del presente dco) compressioni nel riconoscimento dei costi operativi difficilmente sostenibili. In sostanza alle imprese di grande dimensione ma non "grandissime" verrebbero richieste efficienze importantissime, senza però al tempo stesso incentivarne la possibilità di crescita per avvicinare quei maggiori livelli di scala e conseguentemente tendere (nel medio termine) a costi operativi progressivamente minori per effetto delle aggregazioni.

Si sottolinea inoltre che, con il vigente sistema tariffario, a seguito di aggregazione tra un soggetto di grande dimensione e un soggetto di piccola dimensione, il gestore "aggregante" fa necessariamente confluire il perimetro della piccola azienda nella classe dimensionale "grandi operatori", generando quindi un beneficio immediato per i clienti finali in termini di riduzione tariffaria, pari allo *spread* tra il livello attribuito alle aziende di piccola dimensione e quello attribuito alle aziende di grande dimensione. Tale beneficio per il cliente finale assume il rilevante valore di 10 euro/PDR, ossia circa il doppio di quello che viene originato in caso di aggregazione tra operatore medio e operatore piccolo.

Al tempo stesso, la riduzione immediata nel riconoscimento dei costi non corrisponde ad una altrettanto immediata riduzione dei costi sostenuti, che invece (nel breve termine) segue una dinamica tipicamente più lenta per poter portare a compimento l'integrazione dei processi operativi, dei sistemi informativi, di eventuali riallocazioni del personale coinvolto, comportando anche, nella fase iniziale dell'integrazione, costi *una tantum* sorgenti quali per esempio quelli legati alle attività di *migration* informatiche.

Per tali motivi si ritiene congrua una forma di incentivo agli operatori di grande dimensione, configurabile in una redistribuzione tra clienti finali e operatori della riduzione tariffaria conseguente al passaggio di classe dimensionale. In tal senso si richiede che sia ripristinato, anche per gli operatori di grande dimensione, il meccanismo già in vigore nel terzo periodo regolatorio (art. 58 della RTDG 3PR). Il conseguente incentivo, peraltro, vista la logica prefigurata del dimezzamento a fine periodo della differenza tra i diversi livelli tariffari, avrebbe carattere decrescente nell'arco del periodo regolatorio.

Da ultimo, nel concordare con l'ipotesi prefigurata di far decorrere il meccanismo incentivante per le aggregazioni intercorse dal 2019, si suggerisce uno spunto di affinamento al meccanismo prospettato in chiave della sua futura applicazione. E' certamente condivisibile la ratio sottesa alla previsione per cui ARERA intende non incentivare le aggregazioni che derivino da realtà appartenenti allo stesso Gruppo societario. E' tuttavia da rilevare come molto spesso i processi di aggregazione si sviluppino tipicamente su due fasi ove la prima si configura come un'integrazione di carattere "proprietario", la seconda come un'integrazione di carattere "societario" nel senso che è caratterizzata dalla vera e propria fusione societaria tra le due imprese di distribuzione, con la conseguente diminuzione del numero degli operatori concessionari. Pertanto:

- se il "trigger" del meccanismo prefigurato nel documento di consultazione è il secondo dei due passaggi indicati, non si ritiene corretto escludere a priori una aggregazione tra soggetti dello stesso Gruppo societario, se questa aggregazione è conseguente a un primo passaggio di integrazione "proprietaria" effettuato dal 2019; in caso contrario verrebbero paradossalmente inibite tutte le operazioni di aggregazione che si sviluppano temporalmente nei due passaggi indicati; in questo senso quindi il meccanismo incentivante dovrebbe – a nostro giudizio – essere attivato anche in presenza di integrazione societaria tra due realtà all'interno dello stesso Gruppo, purché il primo dei due passaggi sia stato realizzato dal 2019;

- se - invece - il “trigger” del meccanismo è il primo dei due passaggi, vale la condizione espressa nel documento di consultazione legata al concetto di Gruppo societario ma dovrebbero essere in tal caso meglio qualificate le diverse fattispecie di “aggregazione” incentivate in quanto, da approfondimenti interni, il “termine aggregazione” non pare trovare precisi riferimenti in ambito civilistico. A titolo esemplificativo ma non esaustivo si citano certamente (oltre alla fusione che faccia coincidere temporalmente il primo e il secondo passaggio): scissione per incorporazione, acquisto quota azionaria di maggioranza assoluta, acquisto quota azionaria di maggioranza relativa, acquisizione del controllo di un’impresa per influenza dominante, acquisto quota azionaria di collegamento, acquisto di cespiti di rami d’azienda strumentali all’attività di distribuzione.

Criteri di riconoscimento dei costi di capitale centralizzato

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

R8. Si condivide l’approccio di Arera volto a dare continuità ai criteri adottati nel quarto periodo regolatorio. Si è favorevoli d’altro canto ad individuare modalità volte a premiare le imprese che si sono distinte per tematiche legate all’innovazione quali il rinnovo dei propri sistemi informativi, la digitalizzazione delle reti o il rinnovo della flotta aziendale garantendo la tutela ambientale. A tal riguardo si ritiene che le proposte di regolazione che saranno formulate in sede del prossimo documento siano tali da incentivare le iniziative richiamate anche se effettuate precedentemente al 2020.

Criteri di riconoscimento dei costi di capitale di località

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

R9. Si condivide la scelta di Arera volta a garantire continuità alle modalità di riconoscimento degli asset già realizzati dal gestore. Si ritiene corretto che la metodologia di riconoscimento già adottata per il quarto periodo di regolazione sia confermata per tutti gli investimenti realizzati prima dell’avvio del nuovo metodo di incentivazione all’efficienza della spesa per investimenti.

Nuovi investimenti nelle reti di distribuzione

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

R10. Si concorda, in merito al riconoscimento dei nuovi investimenti, con la prospettiva di introdurre “schemi di regolazione incentivante”. Così come espresso da Arera, la soluzione che sarà implementata è opportuno contemperare l’obiettivo di una effettiva semplificazione della regolazione ed eviti soluzioni sub-ottimali.

Difficilmente al momento è possibile esprimere una preferenza in merito alla “forma dell’incentivo”. Si ritiene invece in questa fase prioritaria e necessaria la prosecuzione del tavolo di lavoro ARERA-Associazioni per la definizione di un set di *costi standard*, che dovranno essere individuati con analisi in grado di recepire (per quanto possibile e in ottica di compromesso tra semplicità ed efficacia) alcune peculiarità quali, a titolo di esempio quelle legate alla conformazione territoriale, alla tipologia di intervento, alla maturità impiantistica e al grado di metanizzazione, che - se non correttamente considerate - non consentirebbero al metodo di disporre della necessaria robustezza, e potrebbero generare, in taluni casi, penalizzazioni ingiustificate per il distributore.

Come già fatto presente nella risposta al dco 170/2019, tali punti di attenzione suggeriscono, da un lato la necessità di apprendere ulteriori dettagli sulla modalità di definizione dei costi standard per poter formulare un giudizio compiuto, dall’altro il perimetro di interventi cui gli stessi saranno applicati. Una volta identificati i dati oggetto di rendicontazione, è opportuno che i gestori dispongano di tempi congrui per l’adeguamento dei propri processi e sistemi informativi. Si propone quindi che l’introduzione del nuovo metodo preveda un periodo rendicontativo sperimentale di durata biennale prima dell’applicazione effettiva. Tale periodo potrebbe consentire agli operatori la corretta gradualità nelle attività di implementazione del nuovo modello in termini di processi e sistemi informativi e, al tempo stesso, all’Autorità la possibilità di approfondire le proposte attuative delineate nel presente documento di consultazione, ri-esponendole o ri-formulandole anche grazie ad un *set* di dati sufficientemente robusto. Conseguentemente, in quella fase, gli operatori avranno maggiori elementi per esprimere la propria preferenza in merito alla “forma dell’incentivo” (incentivazione da sostanzarsi in maggiorazioni/riduzioni del tasso di remunerazione del capitale investito da applicare per periodi di tempo predefinito vs ponderazione tra costi effettivi e costi *standard* nella formazione della RAB).

Si fa notare che la definizione di un sistema di incentivazione dell'efficienza della spesa di capitale basato sui costi standard renderà inevitabilmente più complesso il processo di predisposizione dei dati e della loro rendicontazione ad Arera, proprio per la necessità di ricomprendere le peculiarità territoriali e degli interventi oggetto di investimento. Le valutazioni di complessità del nuovo sistema tariffario, quindi, dipendono solo in parte dalla selezione del metodo per esprimere l'incentivo in tariffa (premi/penalità WACC vs *profit&loss sharing*).

Inoltre, si ritiene che le considerazioni esposte al paragrafo 15.13 in merito ai potenziali impatti dei due metodi prospettati rispetto alle dinamiche di subentro nella gestione del servizio per effetto delle gare possano trovare alcuni elementi di soluzione tramite opportuni accorgimenti che potranno essere successivamente valutati (esempio: differenziazione della potenza dell'incentivo nel sistema premi/penalità in ragione dell'anno in arco di concessione d'ATEM).

Si coglie l'occasione per segnalare come l'aggiornamento di tali sistemi richiederà ai gestori un onere non trascurabile che dovrà pertanto trovare un ristoro adeguato dalla tariffa.

Gare gas e nuovi investimenti

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

Perimetro di applicabilità dell'approccio semplificato per la ACB descritto nell'Appendice 2

Le linee guida riportate nell'Appendice 2 risultano uno strumento rivolto alle SS.AA. con la finalità di guidare le stesse nella predisposizione delle ACB necessarie all'individuazione delle condizioni minime di sviluppo (CMS) e dell'insieme di interventi di sviluppo ed estensione delle reti da inserire nelle Linee guida programmatiche d'ambito alla base dei bandi di gara. Allo stesso tempo – come correttamente indicato nel documento di consultazione e dalla normativa di riferimento – anche i distributori sono chiamati a svolgere analisi costi-benefici in relazione agli investimenti offerti nei Piani di Sviluppo. In assenza di linee-guida chiare, il grado di incertezza sul futuro riconoscimento tariffario comporterebbe un aumento considerevole del rischio regolatorio e una situazione di aleatorietà sia nello sviluppo delle offerte di gara sia nelle relative valutazioni da parte delle commissioni giudicatrici. Si apprezza in tal senso il meritevole

contributo di ARERA nella formulazione di Linee Guida atte a ridurre in maniera importante gli spazi di incertezza per il sistema e per i distributori.

Si fa tuttavia notare che le Linee Guida in Appendice 2 si riferiscono - di fatto - agli interventi di estensione delle reti e non contemplano gli interventi su reti e impianti aventi natura di mantenimento in efficienza e di sostituzione, di potenziamento e magliatura, nonché di innovazione tecnologica che, come chiarito nello stesso documento di consultazione e dalla normativa di riferimento, devono anch'essi essere sottoposti ad ACB. Tali interventi sono tipicamente oggetto di offerta integrativa da parte dei distributori.

Ciò premesso, nel merito degli spunti dell'Appendice 2, emergono dubbi circa la possibilità delle SS.AA. di sostenere la fattibilità tecnica di un intervento senza avere a disposizione tutti gli strumenti necessari per un'analisi fluidodinamica della rete e stabilire la necessità o meno di interventi di potenziamento/magliatura.

Si fa presente inoltre che a parere della scrivente la metodologia proposta sconta eccessivi margini di discrezionalità non quantificando in maniera adeguata alcuni parametri e aspetti essenziali al fine di rendere omogenee e confrontabili le valutazioni di diversi soggetti, quali ad esempio:

- i parametri necessari a descrivere il contesto energetico di riferimento e prospettico, tra cui il mix energetico e tecnologico, i fattori di emissione, i rendimenti, i prezzi di mercato e il contributo degli agenti inquinanti;
- la mancata quantificazione dei benefici apportati dall'elevata continuità del servizio della distribuzione gas rispetto ad altri vettori energetici;
- la mancata indicazione puntuale della quantificazione degli effetti (monetizzabili) indotti dalla variazione di valore immobiliare e i benefici legati al diverso livello di fruibilità dell'approvvigionamento energetico a seconda che esso avvenga per il tramite di una rete piuttosto che con combustibili "sfusi";
- le ricadute positive sul PIL quale beneficio derivante da una maggiore occupazione.

Riconoscimento tariffario degli investimenti e rimborsabilità a fine gestione

Al momento della valutazione della redditività di gara, è necessario avere certezza dell'ammontare dei costi di capitale che possono venire remunerati dalla tariffa (sottesi sia agli interventi inseriti all'interno delle linee programmatiche di sviluppo sia alle proposte integrative dei distributori). Nel caso specifico in cui l'offerta di un partecipante abbia alla base una ACB in grado di giustificare un maggior numero di interventi rispetto a quelli giustificabili dalla ACB della SA, e quindi si discosti dalle richieste della documentazione di gara, è opportuno che siano chiarite le regole per quantificare

l'ammontare riconoscibile dalla tariffa non solo in relazione alle regole sottostanti la redazione del Piano di gara.

Si ritiene altresì opportuno chiarire, anche a seguito di sentenze amministrative, se gli investimenti non “tariffabili” e quindi non riconoscibili in RAB siano esclusi anche dal valore di rimborso a fine concessione o in taluni casi possano concorrere alla sua valorizzazione.

Aspetti procedurali

La necessità da parte dei distributori di sviluppare delle ACB e la possibilità che queste stesse permettano di giustificare interventi ritenuti non sostenibili nei bandi di gara crea un legame tra offerta tecnica dei criteri C (Piano di Sviluppo) e offerta economica dei sub-criteri A3 e A4 (Metri di rete per cliente per cui la concessionaria si impegna a realizzare estensioni successive non previste nel piano di sviluppo). In particolare, nel caso l'ACB di un partecipante renda sostenibile e giustificabile anche gli interventi che non soddisfano le CMS, questi stessi interventi potrebbero essere inseriti nel Piano di Sviluppo di offerta; in questo modo il criterio economico A3 perderebbe di significato, in quanto la quantificazione del valore economico sotteso all'offerta A3 sarebbe già ricompresa nel Piano di Sviluppo. Viene inoltre riportato che gli interventi minimi devono essere obbligatoriamente sviluppati dai competitor, ma ciò pare in contrasto con la normativa di riferimento che stabilisce che il concorrente è libero di scegliere gli interventi da offrire.

Sul tema dei nuovi investimenti, si ritiene opportuno, anche se non inerente agli specifici spunti di consultazione offerti, segnalare quanto segue. La recente delibera 467/2019/R/eel, con riferimento al settore elettrico, stabilisce l'introduzione di una sperimentazione triennale, obbligatoria per tutti i distributori, atta a facilitare l'accordo tra gli amministratori di condominio e i distributori per rinnovare le colonne montanti più vecchie, sulla base di accordi che lo stesso distributore deve predisporre, con l'obiettivo - tra gli altri - del mantenimento in sicurezza degli edifici. La delibera prevede contributi erogabili al condominio dal distributore, che a sua volta accede a un meccanismo tariffario “ad ammortamento accelerato” per il recupero dei costi, con l'obbligatorietà di un censimento di tutte le colonne montanti vetuste. Tale innovativa regolazione suggerisce alcune considerazioni preliminari anche nell'ambito del settore della distribuzione gas. In molte città italiane - sia pur limitatamente ai centri storici - il medesimo problema di vetustà si manifesta anche per le colonne montanti gas che necessitano di ammodernamento, con costi che i privati ed i Condomini non intendono o

non sono in grado di affrontare, optando per interventi parziali o transitori. Le motivazioni alla base delle esigenze di ammodernamento, peraltro, non sono imputabili ai distributori bensì alla mancanza di adeguate norme tecniche al momento della metanizzazione dei centri storici, che sono state definite solo successivamente.

E' questo il caso - ad esempio - della realtà di Trieste (ove opera la società del Gruppo AcegasApsAmga S.p.A.) che già da anni ha attivato numerose iniziative finalizzate ad incentivare l'ammodernamento delle colonne montanti gas (anche quelle di proprietà privata), superando importanti peculiarità come la mancanza del titolo ad intervenire o dell'accesso alla derivazione privata d'utenza. La società ha anche avviato un'attività di censimento delle derivazioni d'utenza cui ha associato una Campagna di ammodernamento delle colonne montanti (c.d. Messa a Norma Contatori MNC) consistente nell'erogazione di un contributo economico spontaneo (inerente il tratto dalla condotta stradale alla batteria dei contatori) ai Condomini che aderiscono, incentivando la centralizzazione dei contatori ed il rifacimento dei fasci tubieri di collegamento alle singole unità immobiliari. Nonostante l'importante impegno profuso negli anni i risultati sono modesti: nella maggioranza dei casi gli interventi non vengono deliberati dalle assemblee Condominiali per gli ingenti costi da sostenere, pur in presenza del contributo della Società.

L'estensione di una sperimentazione analoga a quella introdotta dalla delibera 467/2019/R/eel anche al settore della distribuzione del gas, consentirebbe di accelerare notevolmente gli interventi e, nel caso - frequente - di necessità di rinnovo di entrambe le colonne (elettrica e gas), di valorizzare gli accordi con gli amministratori su entrambi i servizi conseguendo un beneficio superiore in termini di sicurezza e, fatto non secondario, contenendo i costi socializzati in tariffa per le possibili sinergie ottenibili, soprattutto nella realizzazione delle opere edili e di accantieramento, nonché mitigando i disagi per i clienti interessati.

Si richiede pertanto di valutare la possibilità di avviare un procedimento che, anche per le colonne montanti del gas, possa sfociare in un intervento analogo a quanto previsto dalla delibera 467/2019/R/eel per le colonne montanti elettriche.

Investimenti in turboespansori

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

R13. Si apprezza l'interessamento di Arera sulla tematica in merito al profilo del riconoscimento tariffario, auspicando anche un successivo approfondimento per quanto attiene il profilo funzionale. In merito, sebbene a giudizio della scrivente (anche secondo quanto rappresentato per tramite dell'associazione di riferimento) la fattispecie del turboespansore non presenti particolari criticità in relazione alla ratio sottesa alla regolazione del TIUF, si ritiene auspicabile un chiarimento in tal senso da parte del Regolatore, anche alla luce della significatività di tali iniziative per il conseguimento degli obiettivi di efficienza energetica.

La soluzione individuata, ossia quella basata su un costo *standard* riferito a soluzioni impiantistiche analoghe a quelle in cui è installato il turboespansore ma prive della funzionalità di produzione di energia elettrica, è ritenuta valida, anche sotto il profilo della semplicità amministrativa, e rispondente all'obiettivo di non far gravare sulla tariffa di distribuzione oneri relativi alla produzione di energia elettrica. In tal senso si fa presente che sussistono dei casi in cui i distributori, nelle diverse raccolte RAB (non ultima quella in corso e riferita agli investimenti 2018), in assenza e in attesa di regole definite per il trattamento tariffario dei cespiti in oggetto, hanno ritenuto di escludere temporaneamente dalle dichiarazioni tariffarie il cespite "integrato" del turboespansore, come rinvenibile dalla contabilità aziendale. Si ritiene quindi opportuno che, a seguito della definizione del costo *standard* da parte dell'Autorità, venga data la possibilità a tali distributori, anche per favorire una omogeneità di trattamento, di poter dichiarare i relativi cespiti secondo il criterio in via di definizione anche per gli investimenti effettuati in annualità precedenti alla fissazione di detto criterio e di potere inoltre recuperare le conseguenti (pregresse) quote ammortamento e di remunerazione.

Si suggerisce inoltre uno spunto di integrazione rispetto alla metodologia di costo standard proposta, che altrimenti potrebbe precludere il riconoscimento di alcune fattispecie di investimento. La soluzione proposta risulta infatti percorribile solo nei casi di nuova realizzazione di una cabina di riduzione e misura dotata di turbo-espansore, poiché autorizza ad inserire in RAB il costo standard di una cabina (nella sua interezza) con caratteristiche analoghe a quella presso cui è installato il turbo-espansore. Pare invece trascurato il caso in cui la realizzazione del turbo-espansore (a sostituzione del mero "espansore") è successiva alla realizzazione della cabina, comportando ciò cespitazioni della cabina (escluso il turboespansore) e dell'apparato di turbo-espansione stesso distinte, anche a livello di anno di stratificazione. Si propone quindi di risolvere

tale problematica individuando, oltre che un costo *standard* di cabina “equivalente” da utilizzare per le nuove cabine, anche il “di cui” di tale costo *standard* riferito all’apparato di espansione “equivalente”, in modo da poter valorizzare correttamente anche la casistica indicata.

Investimenti relativi al servizio di misura

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

R14. Si condivide quanto proposto per gli investimenti fino al 2021 ossia il confermare i costi *standard* attualmente previsti fino all’anno investimenti 2019.

Trattamento delle RAB disallineate rispetto alle medie di settore

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

R15. Si apprezzano le modifiche della modalità di definizione del valore parametrico lordo proposta da Arera che permettono di risolvere le diverse criticità emerse sia rispetto alla valorizzazione delle singole porzioni proprietarie, sia in relazione alla ricomprensione degli investimenti della misura pregressi non intercettati dalla formulazione originaria.

Ciò premesso intendiamo solo segnalare una osservazione rispetto alle modalità applicative proposte circa il VRN “semplificato”. A parere della scrivente, la procedura di determinazione del VRN “semplificato”, di cui all’Appendice 1, dovrebbe essere utilizzata solo per la porzione proprietaria che effettivamente non dispone di un VIR “asseverato” (tipicamente quella relativa agli Enti): in tal senso si chiede di rivalutare quanto riportato a pag. 3 dell’appendice 3 in merito al calcolo del VRN, ossia, “in assenza della perizia asseverata di VRN per la parte non soggetta a trasferimento oneroso, il valore di μ_p viene determinato, per ciascuna delle due porzioni, ...”. Il ricalcolo del VRN della porzione proprietaria del Gestore (tipicamente predominante) comporta una certa onerosità di calcolo e maggiori risorse, anche nell’interlocuzione con le Stazioni Appaltanti, oltre a generare ulteriore complessità amministrativa per la presenza di due VRN per la stessa

porzione proprietaria seppure utilizzati per finalità diverse, in assenza per contro di particolari benefici. Infatti il prospettato metodo "VRN semplificato" viene ritenuto, a seguito di prime valutazioni interne sui perimetri proprietari di competenza, adeguatamente robusto e in grado di approssimare correttamente i valori di VRN "asseverato".

Trattamento dei contributi

S17. Osservazioni sulle ipotesi relative al trattamento dei contributi.

R17. Si condivide la proposta Arera, di iniziare a rilasciare in tariffa il 20% dello stock di contributi al 2011 a partire dal primo anno del quinto periodo regolatorio. Si suggerisce di prevedere, in merito alla durata dello "scongelo", rispetto ai 10 anni ipotizzati nel dco, un arco temporale di 12 anni, in modo da dispiegare il processo di "scongelo" in coerenza con la durata di due periodi regolatori.

Dismissioni di misuratori tradizionali per la sostituzione con smart meter

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.

R18. Si condivide la proposta di Arera, volta a risolvere la problematica della mancata restituzione del capitale investito nel caso di sostituzione di misuratori tradizionali con smart meter in attuazione delle disposizioni delle Direttive, tramite l'introduzione di una componente (denominata IRMA) volta a riconoscere in 5 anni il valore residuo non ammortizzato. Si condivide inoltre l'estensione di tale trattamento a tutti i contatori tradizionali installati al 31.12.2014. Infine, si condivide la scelta di non prendere in considerazione la metodologia di "Fifo sui valori netti" (così come esplicitata nel Chiarimento di agosto 2018).

La prospettata nuova modalità di dismissione puntuale in corrispondenza dell'anno di dismissione contabile risulta di più semplice gestione rispetto al metodo "Fifo" e la corrispondente abrogazione dell'articolo 57.1 della RTDG sono quindi da ritenersi

preferibili dal punto di vista operativo rispetto al metodo vigente. La soluzione individuata ha inoltre il pregio di mantenere la coerenza tra la dismissione effettuata ai fini regolatori con le modalità di dismissione effettuata nella contabilità bilancistica e come tale è stata ritenuta valida già a seguito della presentazione effettuata in occasione del focus group tra Uffici dell'Autorità e le associazioni dei distributori del 31 luglio 2019.

A seguito della pubblicazione del documento di consultazione sono state effettuate delle simulazioni interne per verificare l'applicabilità del metodo, che hanno fatto emergere alcune criticità a livello operativo che derivano essenzialmente dalle differenze che sussistono tra la stratificazione degli investimenti della RAB e la stratificazione del libro cespiti in cui vengono rilevate le dismissioni. Le principali cause di "scollamento" tra le due stratificazioni vanno dalla dichiarazione in RAB dei cespiti al valore storico a fronte della presenza di valori peritali a bilancio (anche concentrati in un unico anno), ad eventuali rivalutazioni effettuate a bilancio successivamente alle rendicontazioni in RAB, alla casistica di località in tariffa d'ufficio (che genera sostanzialmente incapacienze del capitale stratificato in caso di dismissioni), alla non completezza di informazioni presenti in contabilità in merito ai calibri dei contatori oggetto di dismissione, alle modalità di ripartizione parametrica nella vista RAB degli investimenti tra raggruppamenti di calibri (minore/uguale a G6 vs over G6).

In detti casi non risulta possibile applicare in maniera diretta il metodo proposto, senza adottare adeguati correttivi volti a garantire la confrontabilità delle due viste di stratificazione. Riteniamo in tal senso di avere individuato una soluzione tecnica di "perfezionamento", che risolva le criticità evidenziate pur senza modificare gli assunti alla base del metodo prospettato da ARERA e in particolare la abrogazione del criterio del "cespite di più antica installazione".

Di seguito la metodologia proposta, che si prefigge dapprima di creare una relazione univoca tra le due stratificazioni (link) e successivamente, in sede di effettiva gestione delle dismissioni, di condurre a dismissioni dalla RAB coerenti con quelle di bilancio sia in relazione alla quota di valore dismesso sul totale stratificato sia in termini di posizionamento all'interno della stratificazione e quindi di vetustà del cespite dismesso:

Si considera la stratificazione dei misuratori tradizionali dichiarata in RAB fino al perimetro 31.12.2014. Si affianca poi a questa la stratificazione presente in contabilità. Per le varie motivazioni sopra esposte, necessariamente le due viste, in molti casi, non coincidono. Per entrambe le stratificazioni, si costruiscono i vettori che rappresentano i pesi dei singoli incrementi patrimoniali lordi di ogni anno sul valore complessivo (lordo) della stratificazione ed i corrispondenti pesi cumulati a partire dal primo anno disponibile. In questo modo, ad ogni dismissione effettuata a

libro cespite sarà possibile associare il peso che rappresenta sul valore complessivo della stratificazione di bilancio e il relativo "posizionamento" temporale nella stessa. A questo punto è possibile trasporre tale dismissione sulla stratificazione della RAB, dismettendo da quest'ultima la medesima % di valore lordo, rispetto al valore complessivo (lordo) della RAB e, soprattutto, in corrispondenza del medesimo posizionamento in termini di vetustà.

*Si riporta di seguito un **esempio numerico** volto a semplificare la comprensione del metodo.*

Si consideri, per una determinata località tariffaria, le stratificazioni a libro cespite e in RAB dei misuratori tradizionali, con le conseguenti matrici dei pesi di valore e dei corrispondenti valori cumulati progressivi, riportati in tabella. Si supponga inoltre all'anno t , di rilevare due dismissioni a libro cespiti: la prima di valore lordo pari a 20€ e relativa a un cespite del 1998 e la seconda di valore lordo pari a 10€ e relativa a un cespite del 2001.

In RAB verranno quindi rilevate:

- Per la dismissione del cespite del 1998, una dismissione di valore lordo pari al 7,7% ($20€/260€$) del totale e rilevato all'interno del primo percentile della serie contabile (che va da 0 a 19,2%). Questo corrisponde a un valore lordo di 17,3€ ($225€*7,7\%$) da dismettere dalla RAB così distribuito: 5€ sul 1993, 5€ sul 1994, 5€ sul 1995 e 2,3€ sul 1996.*
- Per la dismissione del cespite del 2001, una dismissione di valore lordo pari al 3,8% ($10€/260€$) del totale e rilevato tra il 30,8% e il 34,6% della distribuzione cumulata dei costi storici, ovvero un valore di 8,7€ ($225€*3,8\%$) sull'anno 2003.*

Nell'esempio riportato, non si è fatto volutamente riferimento all'utilizzo dei deflatori per riportare il valore in termini monetari costanti in quanto si ritiene che, trattandosi di un criterio che mantiene la coerenza temporale tra le due serie e non riconduce al "cespite di più antica installazione", l'effetto eventualmente distorsivo dell'inflazione possa essere considerato trascurabile.

VISTA LIBRO CESPITI				VISTA RAB							
	stratificazione misuratori tradizionali <=G6	peso %	peso % cumulo	dismissione anno t	peso % dismissione		stratificazione misuratori tradizionali <=G6			Valore da dismettere in RAB	Dismissione in RAB
1993	0	0,0%	0,0%				5	2,2%	2,2%		5
1994	0	0,0%	0,0%				5	2,2%	4,4%		5
1995	0	0,0%	0,0%				5	2,2%	6,7%		5
1996	0	0,0%	0,0%				5	2,2%	8,9%		2,3
1997	50	19,2%	19,2%	20	7,7%		5	2,2%	11,1%	17,3	
1998	10	3,8%	23,1%				5	2,2%	13,3%		
1999	10	3,8%	26,9%				5	2,2%	15,6%		
2000	10	3,8%	30,8%				10	4,4%	20,0%		
2001	10	3,8%	34,6%	10	3,8%		10	4,4%	24,4%	8,7	
2002	10	3,8%	38,5%				10	4,4%	28,9%		
2003	10	3,8%	42,3%				10	4,4%	33,3%		8,7
2004	10	3,8%	46,2%				10	4,4%	37,8%		
2005	10	3,8%	50,0%				10	4,4%	42,2%		
2006	10	3,8%	53,8%				10	4,4%	46,7%		
2007	10	3,8%	57,7%				10	4,4%	51,1%		
2008	10	3,8%	61,5%				10	4,4%	55,6%		
2009	10	3,8%	65,4%				10	4,4%	60,0%		
2010	10	3,8%	69,2%				10	4,4%	64,4%		
2011	10	3,8%	73,1%				10	4,4%	68,9%		
2012	10	3,8%	76,9%				10	4,4%	73,3%		
2013	10	3,8%	80,8%				10	4,4%	77,8%		
2014	10	3,8%	84,6%				10	4,4%	82,2%		
2015	10	3,8%	88,5%				10	4,4%	86,7%		
2016	10	3,8%	92,3%				10	4,4%	91,1%		
2017	10	3,8%	96,2%				10	4,4%	95,6%		
2018	10	3,8%	100,0%				10	4,4%	100,0%		
	260	100%					225	100%			

Il metodo proposto da Arera arricchito con gli aggiustamenti suggeriti, in definitiva:

- necessita di informazioni dal solo bilancio, con cui mantiene coerenza;
- non utilizza dal punto di vista regolatorio criteri “Fifo” in quanto le dismissioni saranno effettuate in coerenza con l’anno presente in contabilità;
- garantisce che, per ciascuna località, una volta dismesso l’intero valore a libro cespiti sarà dismesso anche l’intero valore a fini regolatori;
- può essere applicato anche solo dalle dismissioni future senza necessità di rettificare il dato passato, indipendentemente dalla metodologia finora seguita da ciascun distributore, potendo evitare in tal senso la riapertura delle annualità pregresse.

L’ultima osservazione può essere presa a riferimento nel caso in cui ARERA valutasse non necessario riaprire le annualità pregresse. A questo riguardo, segnaliamo che le società del Gruppo, che contabilmente utilizzano la metodologia “Fifo”, continuerebbero anche con il nuovo metodo ad effettuare le dismissioni in RAB in sostanziale continuità di effetti rispetto a quanto operato in passato. Si richiede quindi di valutare la possibilità, per lo meno per tali casistiche, di non procedere a richieste di rettifica dei dati pregressi in quanto i potenziali scostamenti che ne deriverebbero sono ritenuti trascurabili, a fronte di una rilevante onerosità amministrativa.

Il sistema tariffario per il primo triennio del quinto periodo regolatorio

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

R19. Si condivide la proposta di Arera volta a garantire continuità con l'impostazione generale del sistema tariffario del IV periodo regolatorio.

Solo riguardo alle componenti TEL/CON (paragrafo 24.4), anche in vista dei successivi procedimenti che Arera intende avviare a riguardo, si vogliono segnalare alcuni elementi:

- il *decalage* ipotizzato per il cap di tale componente pari a 0,50€/anno previsto nel quarto periodo regolatorio, dovrebbe prevedere, a nostro giudizio, il raggiungimento del livello di 2,74€ all'anno tariffario 2023 e non al 2022 come riportato nel documento; poiché tuttavia, dalla tabella 2 riportata a pagina 10 del documento emerge che dall'anno 2023 (inizio del secondo semi-periodo) è prevista l'applicazione di una modalità di riconoscimento parametrica per la copertura dei costi di sistemi di telelettura/telegestione e dei concentratori fondati su analisi di efficienza, si ritiene che il livello tariffario riportato al paragrafo 24.4 con riferimento all'anno 2022 debba intendersi pari a 3,24 euro a/pdr (a prezzi 2017);
- in attesa del provvedimento di regolazione "a regime" dal 2023, si richiede di valutare la congruità e la sostenibilità del *decalage* in oggetto. Tale meccanismo rappresenta infatti il risultato di analisi compiute a seguito delle raccolte dati risalenti ai primi mesi del 2016, aventi come sottostanti i dati consuntivi fino al 2015. In quell'anno, il processo di sostituzione dei contatori di piccolo calibro era pressoché agli inizi e quindi non in grado di intercettare i costi a regime del sistema; a fronte di una deliberazione dei valori del cap già intercorsa con riferimento agli anni tariffari fino al 2019, si propone di valutare l'opportunità di rivalutare i valori del cap, se non dall'anno 2020 per ragioni di tempo, dall'anno tariffario 2021, a partire dai dati di costo che saranno disponibili all'Autorità per gli anni 2018 e 2019;
- si osserva che dalla formulazione del paragrafo 25.7 atta a quantificare la componente di costo per la successiva verifica di superamento del cap parametrico, emerge come in tale componente rientri, per quanto riguarda i costi di capitale, anche la remunerazione e l'ammortamento riferita allo stock di

capitale investito fino al 31.12.2015 e quindi precedentemente all'attivazione del meccanismo di efficientamento basato sull'adozione dello stesso cap e del suo andamento temporale decrescente; a nostro giudizio, nei casi di modifica alle modalità di riconoscimento come quella prefigurata, dovrebbe valere un principio generale secondo cui i meccanismi di efficientamento o di valutazione della spesa totale non debbano avere effetto sugli investimenti effettuati dal gestore in periodi in cui vigeva un sistema tariffario basato sul riconoscimento dei costi di bilancio, e dovrebbero invece valere solo a partire dalla spesa totale (investimenti inclusi) dall'anno da cui decorre il nuovo metodo.

Questo principio trova riscontro peraltro nelle modalità prefigurate dall'Autorità in relazione al futuro avvio del sistema di efficientamento per i costi di capitale della distribuzione gas (paragrafo 14.6, ove il nuovo meccanismo non impatta sullo stock di capitale esistente, e in merito alle ipotesi di introduzione del nuovo sistema TOTEX per il settore elettrico, ove è stato chiarito il medesimo presupposto. Peraltro, logiche di efficientamento sottostanti l'introduzione del cap tariffario che comprendessero, nel battente di costo soggetto a cap, anche investimenti pregressi non potrebbero dispiegare gli effetti desiderati in termini di efficientamento su tali investimenti, proprio perché già effettuati;

- si segnala infine di valutare se la formula esposta al paragrafo 25.7 non presenti una imprecisione in merito al numero di PDR da considerare: è stato infatti indicato il parametro $NUA^{eff,reg}$ (che presupporrebbe quindi l'applicazione della componente tariffaria a tutti i PDR gestiti), invece che il riferimento (ritenuto corretto) al numero di misuratori smart al 31.12 di ciascun anno tariffario, che garantirebbe peraltro continuità con le modalità di rendicontazione presenti nelle istanze effettuate per gli anni pregressi.

Si segnalano infine alcuni probabili refusi individuati nelle formule del capitolo 25:

- al paragrafo 25.5, la formula esposta risulta diversa da quella attualmente utilizzata in quanto i corrispettivi unitari a copertura delle opex ($t(dis)_{ope\ t,c,i}$ e $t(dis)_{ope\ t,d,g}$) sono moltiplicati per il numero dei punti di riconsegna dell'anno $t-2$ e non ai punti di riconsegna medi dell'anno t derivanti dal ricavo della componente $t(cot)$ ossia $NUA^{eff,reg}$;
- al paragrafo 25.8, la formula del vincolo della misura (VRM) non contiene la componente $VER_{t,c}$ (esplicitata a pagina 57), che a nostro parere è invece corretto includere.