

DCO 509/2015/R/COM

**Criteria per la determinazione e l'aggiornamento
del tasso di remunerazione del capitale investito
per le regolazioni infrastrutturali dei settori
elettrico e gas - orientamenti finali**

Osservazioni Anigas e Assogas

Milano, 20 novembre 2015

PREMESSA

Anigas e Assogas presentano le proprie osservazioni al documento di consultazione n. 509/2015/R/COM (DCO), con cui l’Autorità propone i propri orientamenti finali in relazione ai criteri per una revisione complessiva delle modalità di determinazione e aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito. Le osservazioni inviate all’Autorità in risposta al precedente documento di consultazione 275/2015/R/COM sono integralmente richiamate e costituiscono parte integrante del presente documento.

Osservazioni generali

Le scriventi Associazioni ribadiscono la necessità che le nuove modalità di determinazione e aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito (WACC) siano definite in coerenza con gli obiettivi individuati dall’Autorità stessa nel DCO 275/15. In particolare con una metodologia:

- trasparente, tale da garantire certezza, chiarezza e univocità nei calcoli dei singoli parametri sottesi, limitando gli ambiti di scelte discrezionali e l’individuazione di valori secondo criteri non prevedibili;
- che persegue la stabilità e sostenibilità del quadro regolatorio di riferimento, obiettivi che devono essere perseguiti - *senza costituire un vincolo assoluto refrattario alle dinamiche concrete del contesto economico e congiunturale* - mediante la definizione ex-ante di meccanismi che intercettino tali dinamiche e al contempo garantiscano appunto la sostenibilità della regolazione tariffaria nel suo complesso;
- funzionale a individuare un livello di remunerazione congruo, non solo in sede di prima definizione dei valori del nuovo PRWACC, bensì anche con riferimento alla prevedibile evoluzione dei medesimi in sede di aggiornamento; ciò al fine di salvaguardare gli investimenti esistenti, di non pregiudicare la possibilità di finanziamento dei nuovi investimenti e del relativo indotto e di poter costruire piani di investimento a medio termine avendo una visione regolatoria chiara e stabile.

Tuttavia, le scriventi Associazioni rilevano come gli orientamenti finali illustrati dall’Autorità in questo DCO presentino criticità e incoerenze metodologiche, che non consentono di perseguire gli obiettivi sopra ricordati. Si rilevano infatti lacune nelle spiegazioni e motivazioni che hanno portato a “scartare” le proposte avanzate dalla maggioranza degli operatori in sede di prima consultazione, nonché discrasie nelle scelte e valutazioni sottese alla definizione dei diversi parametri, in particolare per quanto riguarda la determinazione del tasso delle attività prive di rischio (RF), il premio per il rischio di mercato (ERP), il rischio paese (CRP) e il relativo metodo di aggiornamento, come meglio dettagliato nelle osservazioni ai singoli spunti di consultazione.

Conseguentemente, la forchetta di valori di WACC desumibile dal DCO è inadeguata e insostenibile alla luce degli investimenti previsti nel settore, nonché in sede di confronto con i tassi di remunerazione post tasse riconosciuti dagli altri regolatori europei. A tal proposito, giova sottolineare come un recente *report* pubblicato dalla Commissione Europea abbia sintetizzato le caratteristiche dei diversi *framework* regolatori europei nell'ambito della distribuzione elettrica e del gas naturale: da tale analisi si desume la sterilizzazione da parte dei regolatori europei del rischio domanda/volume. Pertanto, a differenza di quanto affermato dall'Autorità al paragrafo 4.13, si ritiene che i contesti regolatori in cui operano le imprese nei vari paesi siano assolutamente comparabili, quindi è corretto e significativo fare riferimento al benchmark europeo dei livelli dei tassi di remunerazione riconosciuti ai servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas (<https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20150313%20Tariff%20report%20final%20revREF-E.PDF>).

OSSERVAZIONI PUNTUALI

S1. Osservazioni sull'ipotesi metodologica individuata per la determinazione del tasso RF reale.

In linea con quanto già espresso in risposta al DCO 275/2015/R/gas, ai fini della fissazione del tasso di rendimento delle attività prive di rischio (RF) non si condivide la metodologia *forward looking* che fa riferimento alla media dei tassi di rendimento dei titoli dei Paesi benchmark con scadenza decennale (rilevati nel periodo 1° ottobre 2014 – 30 settembre 2015) in quanto:

- non è rappresentativa del tasso RF attuale e atteso nel prossimo periodo, posto che intercetta unicamente gli effetti dell'attuale congiuntura economica negativa e della politica di *Quantitative Easing* della BCE;
- è caratterizzata da forte discrezionalità e incertezza sui parametri utilizzati. In particolare, si rileva la mancanza di totale trasparenza nel calcolo del correttivo utilizzato per riportare a livelli positivi (0,5%) i valori di RF che con tale metodo risultano inferiori o prossimi allo zero. In ogni caso si ritiene che un valore minimo del tasso RF reale non possa che essere rappresentato dal valore "minimo normale", ovvero, come meglio specificato nel seguito, il valore calcolato utilizzando le rilevazioni dei rendimenti osservate nel periodo 1999-2015, che comprende anche i valori del RF reale riscontrati nel periodo di crisi economica dell'eurozona.

Alla luce di tali considerazioni, in linea con quanto già espresso in sede di prima consultazione si ritiene che la logica di "rendimento normale" (rendimenti osservati nel periodo 1999-2008) possa costituire la cornice metodologica più congrua e certa in quanto trasparente e prevedibile, nonché allineata a quanto in uso presso altri regolatori europei (Ofgem). Eventualmente, qualora l'Autorità intendesse catturare le aspettative di rendimento successive al 2008 e incorporate nei tassi osservati nei periodi più recenti (paragrafo 6.9 del DCO), il calcolo del tasso RF potrebbe avvenire facendo riferimento alla media dei tassi di rendimento dei titoli di stato dei Paesi *benchmark* nel periodo 1999-2015.

Un arco temporale come quello proposto presenterebbe l'indubbia caratteristica di intercettare tutti gli effetti registrati prima e dopo la crisi del 2008 fino ad oggi coprendo l'intero ciclo economico dell'euro. Tale impostazione porterebbe a valori reali di *risk free* ragionevoli e favorirebbe la trasparenza e stabilità, indispensabili ai fini di una corretta determinazione del tasso di remunerazione.

Questa metodologia appare anche più corretta tenuto conto del fatto che il tasso RF costituisce un elemento del calcolo del costo del debito, costo che per sua natura viene contratto dalle imprese stratificando nel tempo i prestiti e quindi incorporando il livello del RF nominale e del corrispondente rischio Paese rilevato nel passato.

L'utilizzo di una diversa metodologia di calcolo del RF, con identificazione di un valore "*floor*" pari allo 0,5% sembra non perseguire l'obiettivo di determinazione di un tasso congruo, certo, trasparente e che rifletta le attese future reali degli investitori, con potenziali effetti negativi in termini di ridimensionamento dei piani di investimento degli operatori

S2. Osservazioni sui metodo per la determinazione del TMR.

Per quanto riguarda le serie storiche del tasso di rendimento reale totale di mercato (TMR) utilizzato ai fini del calcolo dell'ERP, Anigas e Assogas ribadiscono il superamento dell'utilizzo delle medie geometriche a favore di quelle aritmetiche, riconoscendo come le medesime forniscano una buona indicazione del rendimento che gli operatori chiedono al mercato per detenere un portafoglio di titoli azionari al posto di titoli privi di rischio.

A tal proposito, si ricorda che le proprietà delle medie geometriche e delle medie aritmetiche sono state studiate approfonditamente da economisti e statistici, giunti poi alla conclusione sulla correttezza dell'uso della media aritmetica ai fini del calcolo dell'ERP per stimare il WACC. Per maggiori dettagli in merito, si rimanda alle osservazioni Anigas/Assogas al DCO 275/15 e agli approfondimenti svolti nello studio di The Brattle Group (luglio 2015).

Da un punto di vista teorico, non riteniamo sufficientemente significativo come argomentazione a supporto dell'utilizzo, seppur parziale, della media geometrica lo studio di Jacquier, Kane e Marcus (2004) citato dall'Autorità nel DCO 509/2015; le osservazioni in esso contenute vanno a nostro avviso analizzate ed interpretate nel contesto di una ben più ampia letteratura finanziaria sull'argomento.

Fatto salvo quanto sopra richiamato, ovvero la necessità di calcolare il TMR esclusivamente sulla base di medie aritmetiche, qualora l'Autorità intendesse attuare una ponderazione della media geometrica e della media aritmetica, le scriventi Associazioni sottolineano come l'orizzonte temporale rilevante per l'applicazione del tasso di rendimento stimato con la media geometrica dovrebbe essere coerente con l'orizzonte temporale usato per le valutazioni aziendali (massimo 10 anni) nell'ambito delle quali si proiettano i flussi di cassa attesi sulla base della regolazione vigente, confermando o aggiustando il livello del WACC atteso per il periodo di regolazione successivo e stimando il valore di realizzo finale (*terminal value*) con prassi finanziarie che nulla hanno a che fare con le logiche di "montante finanziario" sottese ai calcoli delle medie geometriche. Questo in particolar modo vale nell'attuale contesto di mercato caratterizzato da numerose fusioni, acquisizioni e incorporazioni di società energetiche e alla vigilia dell'avvio della stagione delle gare per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas, che porterà ad ulteriore concentrazione e riassetto del settore medesimo.

L'attribuzione alla media geometrica di un peso correlato alla vita utile dei cespiti utilizzati nei servizi regolati sarebbe incoerente da vari punti di vista, posto che sebbene un'impresa del settore energetico possa auspicare di operare per un orizzonte temporale superiore a 10 anni, tuttavia difficilmente può ipotizzare di operare per periodi superiori a 4-6 anni mantenendo l'attuale assetto societario, proprietario, commerciale, soprattutto per le aziende del gas che devono tener conto delle incertezze di evoluzione della domanda di gas naturale e del riassetto del settore della distribuzione.

Non sarebbe corretto attribuire alle medie geometriche un peso elevato - addirittura nel DCO viene ipotizzato un peso del 50% che sembra correlato a 50-60 anni di vita utile delle reti elettriche e gas - in quanto tale orizzonte temporale non riflette l'aspettativa di esercizio dell'impresa e comunque i *terminal value* incassati nel caso di vendita anticipata non incorporano "il montante" dei valori dei rendimenti, come

invece dovrebbe essere per giustificare l'utilizzo di una media geometrica per un periodo così ampio.

Sulla base di queste considerazioni, qualora l'Autorità intendesse comunque attuare una ponderazione della media geometrica e della media aritmetica del TMR, Anigas e Assogas ritengono che il peso attribuibile alla media geometrica non possa essere maggiore del 10%, considerando al massimo un orizzonte temporale di 12 anni (ad esempio pari alla durata dell'affidamento in concessione per il servizio della distribuzione del gas naturale) rapportato al periodo 1900-2014 di riferimento per il calcolo del TMR.

Da ultimo si ritiene opportuno che per tutti i valori dei parametri individuati si effettui un'analisi di congruenza rispetto ai valori di TMR storici e attuali, nonché ai rispettivi valori fissati dagli altri regolatori europei e dalla stessa Autorità nei precedenti periodi di regolazione (nel *range* 6,6%-7,4% in termini reali).

S3. Osservazioni sulla stima del CRP.

Come evidenziato nella risposta al DCO 275/15, Anigas e Assogas ritengono che il premio per il rischio paese (CRP) - fino ad oggi incluso nei rendimenti dei BTP decennali utilizzati ai fini del calcolo del *risk free* - possa essere determinato con più di un metodo e che i diversi metodi convergano nell'identificare un valore superiore a quello proposto dall'Autorità nel DCO.

Non si ritiene invece percorribile la metodologia di calcolo del CRP come differenza tra i rendimenti delle obbligazioni emesse dalle *utilities* italiane e i rendimenti delle obbligazioni emesse dalle *utilities* operanti in Paesi europei con rating elevato. Questo in quanto i differenziali di rendimento delle obbligazioni *corporate*:

- i) includono il profilo di rischio specifico delle aziende di settore (che si ritiene debba essere catturato dal parametro beta);
- ii) intercettano il rischio delle attività svolte da tali aziende, che non necessariamente svolgono solo attività regolate e non solo nel paese europeo dove sono quotate;
- iii) intercettano il solo rischio sul debito delle *utilities*, che inoltre non necessariamente presentano livelli di *rating* analoghi a quelli dei Paesi *benchmark* di riferimento;
- iv) non si prestano al metodo di aggiornamento proposto nel DCO, ovvero in base all'evoluzione dello spread tra BTP decennale *benchmark* italiano e il Bund decennale tedesco.

L'Autorità al paragrafo 6.33 del DCO evidenzia che sul piano teorico il riferimento allo spread tra titoli di stato non sia corretto per stimare il CRP in quanto il suddetto spread esprimerebbe il rischio default del paese e in questo modo si attribuirebbe il rischio di default del paese alle imprese che in esso vi operano.

Le scriventi Associazioni non concordano con tale considerazione in quanto le agenzie di *rating* ai fini della valutazione delle aziende utilizzano come riferimento proprio il rischio di *default* del paese; in particolare, per le imprese operanti nel solo mercato italiano, il *rating* attribuito è generalmente uguale o inferiore a quello attribuito al paese. E questo con costi che si riflettono in modo univoco e unitario sui

rendimenti che un'impresa deve corrispondere sia per il capitale di debito che per il capitale proprio investito dei soci.

Alla luce delle considerazioni sopra riportate le scriventi Associazioni ritengono opportuna la determinazione di:

1. un unico valore di CRP, senza operare distinzioni tra *equity* e debito;
2. calcolato con un criterio chiaro, trasparente, certo che non si presti a discrezionalità di calcolo e risulti coerente con il criterio di aggiornamento previsto;
3. che tenga conto delle evidenze delle imprese operanti solo in Italia, che al fine di emettere prestiti obbligazionari "pagano" un rischio Paese almeno pari a quello assegnato all'Italia.

Pertanto, le scriventi Associazioni ritengono che l'unico riferimento chiaro, certo, trasparente e riconosciuto dalla comunità finanziaria internazionale per la misura del rischio paese sia la differenza tra il rendimento del titolo governativo italiano (BTP decennale *benchmark*) e il rendimento del titolo governativo del Paese con rating elevato che maggiormente esprime il riferimento per l'area euro (Bund decennale).

Riteniamo che il valore iniziale del parametro di CRP per il biennio 2016-2017 possa quindi essere determinato, in coerenza con quanto proposto per l'aggiornamento del parametro stesso, con la media del periodo 1 ottobre 2013 – 30 settembre 2015 e pertanto non possa essere inferiore a circa 1,6%.

Anigas e Assogas sottolineano come tale criterio abbia il pregio, non certo trascurabile, di garantire corrispondenza in termini di metodo e di valutazione quantitativa da utilizzare sia ai fini del calcolo del riferimento iniziale del parametro CRP che del successivo aggiornamento, in merito al quale le scriventi Associazioni ritengono opportuno procedere a un ricalcolo in luogo di un semplice aggiustamento in base all'indice individuato.

Per contro, l'ipotesi prospettata dall'Autorità di utilizzare due diverse metodologie, una ai fini del calcolo del CRP e un'altra ai fini del suo aggiornamento, comporterebbe un maggior rischio in capo agli operatori circa la non congruità dei valori del WACC individuati, soprattutto in caso di scenario di crisi finanziaria quale quanto accaduto nel 2011. Infatti, in tale scenario l'effetto combinato delle differenti metodologie proposte per il calcolo iniziale del CRP e il suo aggiornamento sarebbe quello di non intercettare l'aumento degli oneri finanziari degli operatori.

Nello specifico, se oggi il riconoscimento di un CRP pari alla metà dello spread BTP-Bund comporta una penalizzazione di circa 80 bps (posto che lo spread BTP-Bund è pari a 1,6% e l'Autorità prospetta un CRP medio tra *equity* e debito dello 0,8), in uno scenario di crescita dello spread BTP-Bund a 500 bps la penalizzazione media sarebbe ben oltre i 200 bps (circa 350 bps sul CRP di 0,5 prospettato nel DCO sul debito), per l'effetto combinato del metodo di determinazione del valore iniziale e del criterio di aggiornamento previsto al par. 13.6 del DCO, comportando problemi di sostenibilità ancora più drammatici.

S4. Osservazioni sulle ipotesi per la stima del parametro β .

Con riferimento alla stima del parametro beta, da effettuare in occasione del prossimo periodo regolatorio tariffario (PRTAR) di ciascuna attività, si ribadisce la necessità di tener conto delle specificità italiane dei singoli servizi infrastrutturali. In particolare si evidenzia che l'attività della distribuzione del gas naturale è caratterizzata da:

- una durata degli affidamenti di soli 12 anni, a differenza delle concessioni dello stesso servizio in altri Paesi europei o affidamenti in altri settori, in entrambi i casi caratterizzati da tempistiche concessorie molto lunghe o addirittura indeterminate;
- una concorrenza per il mercato, che a breve si dispiegherà in gare per l'affidamento del servizio in ambiti territoriali sovracomunali (ATEM), con conseguenti incertezze relative agli affidamenti;
- un ingente piano di investimenti per l'installazione degli *smart meter* gas con funzionalità di telelettura e telegestione.

Nello specifico, per il nuovo PRTAR dei servizi di distribuzione e misura gas, in vigore dal 1° gennaio 2020, si ribadisce la necessità di mantenere distinti i Beta relativi ai due servizi; ciò al fine di riconoscere i maggiori rischi connessi agli investimenti in nuove tecnologie e al contempo promuoverne lo sviluppo.

Con riferimento a quanto osservato al par. 6.50 del DCO, in merito alla responsabilizzazione degli operatori del trasporto e della distribuzione del gas rispetto al rischio di inutilizzo delle infrastrutture in una prospettiva di evoluzione del quadro regolatorio, si rileva come in Europa non si riscontri una correlazione tra la definizione del parametro β e il concetto di rischio volume in capo agli operatori infrastrutturali, rischio che a livello europeo risulta tuttavia sterilizzato posto che gli operatori non hanno leve per intervenire su variabili al di fuori del loro controllo, come emerge da un recente Studio pubblicato dalla Commissione Europea già citato

(<https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20150313%20Tariff%20report%20final%20revREF-E.PDF>).

Pertanto, si ritiene ragionevole prevedere che in fase di aggiornamento del parametro β si tenga conto della peculiarità dei singoli servizi regolati, indipendentemente dal grado di esposizione al rischio domanda, che di fatto è basso o nullo nella maggior parte dei sistemi tariffari maturi.

In particolare, con riferimento all'attività di distribuzione, Anigas e Assogas ritengono che in sede di revisione del PRTARS si dovrà tener conto che tale attività presenta una maggior rischiosità rispetto al passato in quanto il settore è caratterizzato da una concorrenza per il mercato che si traduce nella messa a gara del servizio, con le relative incertezze economiche e gestionali inerenti l'affidamento, in particolare in sede di assegnazione delle prime gare d'ambito, legate anche alla possibile incertezza circa l'effettivo stato degli impianti di altri gestori che il gestore unico d'ambito andrà ad acquisire

Le scriventi Associazioni quindi non ritengono condivisibile l'introduzione di menù regolatori con i quali associare beta differenti a differenti schemi di rischio volume qualora riducesse il Beta associato all'attuale schema di rischio volume.

Ferme restando le considerazioni di carattere generale riportate in risposta al presente spunto di consultazione, si ritiene che la stima del parametro β nonché la definizione dei criteri per la sua determinazione debbano essere oggetto di consultazione nell'ambito della specifica revisione dei criteri di regolazione tariffaria di ogni singolo business regolato.

S5. Osservazioni sulle ipotesi di stima del costo del debito.

L'Autorità propone un approccio che prevede di determinare il livello del costo del debito come somma del tasso di rendimento delle attività prive di rischio (RF), premio per il rischio paese (CRP) e premio per il rischio del debito (DRP).

In particolare si evidenzia che il *range* del costo del debito reale individuato dall'Autorità e compreso tra 1,45 e 1,7% appare decisamente sottostimato.

Il suddetto range sembra essere frutto di un mix di riferimenti *forward looking* che però mal si prestano all'individuazione del costo del debito che le imprese del settore energetico hanno contratto nel passato e attualmente stanno sostenendo e continueranno a sostenere nel prossimo periodo regolatorio.

In particolare, come già osservato ai precedenti spunti di consultazione:

- l'uso di un RF pari allo 0,5%, calcolato con una logica di breve periodo non è rappresentativo del costo delle attività prive di rischio individuato nel mercato negli ultimi 5 anni e quindi incorporato nel costo del debito attualmente a carico delle imprese regolate;
- l'uso di un CRP pari allo 0,5% e individuato in modo specifico e discrezionale (ovvero senza specificare il periodo di osservazione e le imprese considerate) per il debito non appare corretto né condivisibile, posto che il costo di un prestito obbligazionario emesso da una società che opera solo in Italia "paga" il giudizio di rating assegnato al Paese Italia, e che pertanto dovrebbe essere più correttamente stimato attraverso il differenziale tra i titoli governativi.

Con riferimento all'orientamento espresso dall'Autorità circa il livello del costo del debito, si ritiene che debba essere preso a riferimento l'intero mix di fonti finanziarie utilizzate dalle imprese e non soltanto gli strumenti più specificamente di *capital market*, soprattutto tenuto conto che le imprese della distribuzione del gas avranno necessità di contrarre ingenti indebitamenti per affrontare le prossime gare per l'affidamento dei servizi di distribuzione per bacini molto più estesi degli attuali (attem sovracomunali).

Pertanto, si ritiene che valori di costi nominali medi del debito nell'intorno del 3% rappresentino un'eccezione che non può essere presa come riferimento e parametro di "efficienza".

A tale proposito, Anigas e Assogas ribadiscono come non sia possibile per le imprese operare un efficientamento degli oneri finanziari posto che i) le aziende non sono dotate di leve per abbassare l'onerosità dei finanziamenti, ii) i costi dell'indebitamento dipendono da fattori esogeni quali il giudizio di *rating* (che a sua

volta è dipendente dal rischio *default* del paese) o i livelli dei tassi di interesse vigenti nel momento dell'indebitamento, iii) come riportato dall'Autorità al paragrafo 7.5 del DCO 509/2015, le strutture e le stratificazioni del debito risultano caratterizzate da scadenze con orizzonti superiori in media a cinque anni, il che rende non percorribile nel breve/medio termine una riconversione di tale struttura di debito che possa adattarsi al nuovo contesto di mercato nonché ai nuovi livelli che verranno riconosciuti dall'Autorità.

Infine si rileva che la forchetta 1,45-1,7% proposta nel DCO sembra essere stata calcolata a partire dall'intorno del 3% di costo del debito nominale del campione analizzato, detraendovi il valore di inflazione "tendenziale" desunto dagli ultimi Bollettini disponibili della BCE (pari a circa 1,7%), anziché il tasso di inflazione attuale incorporato nel suddetto costo del debito (pari a valori prossimi allo zero).

Le scriventi Associazioni ritengono pertanto congruo identificare un livello del costo del debito reale sensibilmente più alto di quello proposto dall'Autorità e in linea con il valore del 3,5% individuato nell'ambito della specifica raccolta dati condotta sul campione rappresentativo di imprese regolate.

In ogni caso, al di là del tecnicismo metodologico con cui sarà stabilito il livello di costo del debito si ritiene importante salvaguardare il principio del riconoscimento di un costo (l'onere finanziario) necessario allo svolgimento di un servizio regolato che l'Autorità stessa ammette essere difficilmente comprimibile (paragrafo 7.2 del DCO 509/2015), principio quest'ultimo di origine diretta dalle Direttive Europee.

S6. Osservazioni relative al gearing.

Come già evidenziato, si condivide il mantenimento dell'impostazione secondo cui l'aggiornamento del rapporto D/E di ciascuna attività avvenga in occasione della revisione del periodo di regolazione tariffaria di ciascun settore e sia rivisto congiuntamente con la revisione del beta.

S7. Osservazioni relative al livello di inflazione assunto ai fini della copertura della tassazione nella determinazione del WACC reale pre-tasse.

Si rileva che l'Autorità ha accolto le nostre osservazioni in merito alla necessità di prevedere un correttivo al calcolo del valore del WACC reale pre-tasse che tenga conto del fatto che le imposte pagate dalle imprese si applicano ai profitti nominali e non a quelli reali. Il correttivo individuato appare corretto e capace di intercettare gli effetti relativi all'incidenza delle imposte (T) e all'aliquota fiscale per il calcolo dello scudo fiscale degli oneri finanziari (tc) nei valori reali del tasso di rendimento del capitale di rischio e di debito (K_e e K_d reali).

Si ritiene ragionevole il valore di inflazione riportato nel DCO e indicato nel Bollettino Economico della BCE in quanto tale valore risulta in linea con le diverse analisi riportate nello studio di The Brattle Group ai fini dell'individuazione del livello di inflazione da assumere ai fini del calcolo del WACC.

S8. Osservazioni relative alle ipotesi relative al livello di tassazione.

Anigas e Assogas non concordano con la proposta di revisione del livello di tassazione preso a riferimento ai fini del calcolo del WACC, in quanto i) gli effetti della deduzione dal reddito complessivo d'impresa dell'importo corrispondente al c.d. "rendimento nozionale" dell'incremento del capitale proprio possono essere molto marginali ii) si continua a non tenere conto degli effetti dell'ammortamento fiscale dei cespiti, che risulta sottoposto ad una detrazione fortemente differita e pertanto disallineata alla quota civilistica (sulla base di quanto previsto dall'articolo 102 bis del TUIR).

S9. Osservazioni relative ai meccanismi di aggiornamento.

Come già osservato in risposta al DCO 275/2015/R/gas si ritiene che l'unico elemento nella formula di determinazione del WACC che riflette la situazione congiunturale e macro economica del paese e che dovrebbe giustificare aggiornamenti infra - periodo è il CRP, fatta salva l'adozione di un RF "normale" come osservato al precedente spunto di consultazione S1. La sterilizzazione degli altri elementi permetterebbe di raggiungere l'obiettivo di un tasso di remunerazione del capitale investito in grado di garantire certezza e stabilità per gli operatori contemperando le esigenze di equa remunerazione.

Per quanto riguarda l'aggiornamento del CRP si ritiene ragionevole l'utilizzo di una logica di tipo *trigger* di attivazione dell'aggiornamento al ricorrere di determinate condizioni. Tuttavia, da alcune prime analisi in merito allo scostamento tra il livello medio dello *spread* tra BTP decennale *benchmark* italiano e Bund decennale tedesco in un periodo pregresso (1994-2015) emergerebbe che il *trigger* sarebbe scattato soltanto tre volte.

Alla luce di tali evidenze quantitative si ritiene più corretto prevedere l'aggiornamento del CRP qualora lo scostamento tra il livello medio dello *spread* tra BTP decennale *benchmark* italiano e Bund decennale tedesco sia superiore al 10% anziché al 20% proposto nel DCO, procedendo al ricalcolo del CRP sulla base di un metodo analogo a quello adottato in sede di prima definizione del parametro.

Tale livello del 10% appare congruo al fine di intercettare correttamente l'eventuale mutamento del quadro macro economico e l'evoluzione del rischio paese.

Con riferimento al tasso *risk-free*, la metodologia proposta da Anigas e Assogas, che si basa su valori normali di tale parametro, non richiederebbe aggiornamenti infra-periodo. Tuttavia, nel caso in cui si preveda comunque l'aggiornamento del valore "normale" di tale parametro, in sede di primo aggiornamento infra-periodo si propone di considerare il periodo dal 1 gennaio 1999 al 30 settembre 2017, garantendo certezza e stabilità agli operatori.

Infine, le scriventi Associazioni ritengono che la periodicità dell'aggiornamento dei parametri del WACC nel corso del suo periodo di regolazione debba essere triennale, preferendo minore frequenza degli aggiornamenti a favore di una maggiore stabilità del WACC.