

## Osservazioni del Gruppo HERA al

### DCO 488/2021/R/com

#### **Criteri per la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per le regolazioni infrastrutturali dei settori elettrico e gas nel secondo periodo di regolazione (II PWACC) – *orientamenti finali***

### **CONSIDERAZIONI GENERALI**

Nella risposta al presente documento di consultazione, il Gruppo Hera intende anzitutto fare proprie le conclusioni e le raccomandazioni espresse negli studi appositamente commissionati dall'associazione Utilitalia, anche congiuntamente ad altri operatori ed associazioni degli operatori, e segnatamente:

- lo studio affidato a NERA Economic Consulting "Response to ARERA's Dco 488/2021/R/com of cost of capital for italian energy network" (d'ora in avanti "studio NERA");
- lo studio affidato, sempre a NERA Economic Consulting, "Asset beta for electricity distribution and metering sector" (d'ora in avanti "studio NERA sul beta");
- lo studio affidato alla società BRATTLE "Ulteriori osservazioni relative al calcolo del beta e del Total Market Return per i settori regolati dell'energia in Italia" (d'ora in avanti "studio BRATTLE").

Tali studi offrono il sottostante metodologico della presente risposta agli spunti tecnici posti in consultazione, e saranno veicolati ad ARERA secondo le opportune modalità.

Nel documento di consultazione, ARERA, pur accogliendo alcune osservazioni avanzate dagli operatori in occasione della precedente consultazione, **introduce nuove proposte fortemente impattanti su taluni parametri, non prefigurate nel precedente documento di consultazione 308/2021/R/com**. Nello specifico, si fa riferimento alla proposta di ARERA di rivedere al ribasso di 3 punti percentuali **l'aliquota teorica di incidenza delle imposte sul risultato d'esercizio**, sulla base delle evidenze dei dati bilancistici degli operatori per il biennio 2019-20. Una *survey* condotta con il contributo dei principali operatori ha dimostrato che i *tax rate* rilevabili dai bilanci non sono pienamente indicativi circa il reale tasso di incidenza fiscale sul reddito delle aziende, in quanto comprendono partite straordinarie oltre che l'effetto di determinati incentivi derivanti dalla normativa fiscale, i cui benefici non dovrebbero essere neutralizzati dalla regolazione tariffaria. Si ritiene quindi corretto, ai fini della quantificazione del WACC dei settori regolati, considerare **valori di *tax rate* depurati da tali partite, pervenendo in tal modo a un valore "normalizzato" non inferiore al 30%**, come espresso dalla stessa *survey*.

Ulteriore elemento di criticità delle proposte avanzate nel documento posto in consultazione è la **mancata prospettazione di una revisione omogenea e generale degli attuali valori del parametro beta per i diversi servizi infrastrutturali energy**, fissati in una contingenza economica e finanziaria profondamente diversa rispetto all'attuale. L'incremento della

rischiosità registrato dalle evidenze riportate nei diversi studi commissionati **non è riconducibile unicamente alla pandemia da Covid-19**, ma è principalmente attribuibile ad una **sempre maggiore esposizione dei settori infrastrutturali, e in particolare della distribuzione elettrica e gas legate agli scenari della transizione energetica e ai conseguenti nuovi ruoli e attività che saranno demandati agli operatori di distribuzione**. Ricorrono quindi certamente le **condizioni per un intervento di revisione straordinaria, in aumento, del livello del coefficiente beta con efficacia dal 2022, sottolineando che tale intervento non deve essere limitato ad alcuni servizi, ma generalizzato a tutti i settori infrastrutturali**.

Per quanto attiene il tasso di rendimento del capitale, lo scrivente Gruppo tiene a ribadire che **l'utilizzo non uniforme del parametro inflativo all'interno dei sistemi tariffari espone gli investitori ad un rischio per il quale non trovano adeguata copertura**. Data la metodologia attuale, il livello dell'inflazione che rende reale il tasso di remunerazione del capitale è funzione delle aspettative sui mercati europei, mentre l'inflazione che aggiorna annualmente il capitale investito rimane di riferimento nazionale: entrambi i parametri inflativi sono rilevanti per i rendimenti di un investitore europeo che investe nelle *utilities* italiane. Per fornire adeguata copertura al rischio derivante da una diversa attesa dell'inflazione prevista nei Paesi con *rating* elevato e l'inflazione italiana, si richiede quindi di prevedere, in primo luogo, una **specifica componente compensativa all'interno della formulazione del CRP** per il costo del capitale proprio e, in secondo luogo, di adeguare anche l'inflazione utilizzata per la **determinazione del costo del debito**, adottando **parametri di riferimento nazionali**, al fine di perseguire l'obiettivo di garantire una reale copertura del costo del debito contratto.

Sempre con riguardo il costo del debito, sebbene **si accolga con favore la proposta dell'Autorità di prevedere un meccanismo di gradualità** che agevoli la transizione dal livello di costo riconosciuto nel precedente periodo regolatorio al nuovo valore proposto, si ritiene preferibile delineare un percorso di gradualità più lineare nell'arco dell'intero periodo regolatorio atta a rendere più sostenibili le condizioni di finanziabilità delle imprese di settore.

## **RISPOSTE AGLI SPUNTI POSTI IN CONSULTAZIONE**

### ***S1. Osservazioni rispetto alla durata del II PWACC.***

R.1 Si condivide la proposta di prevedere un periodo di regolazione della durata di sei anni.

### ***S2. Osservazioni in merito ai criteri di aggiornamento del WACC.***

R.2 Si condivide la previsione di aggiornamento triennale, per favorire il principio di certezza e stabilità del quadro regolatorio sia agli investitori che agli utenti. Si condivide altresì la possibilità di un aggiornamento del WACC, anche annuale, qualora l'effetto cumulato dell'adeguamento del RF nominale, dell'inflazione incorporata nel RF, dello *SPREAD* e dell'indice iBoxx comporti una variazione del WACC di oltre 50 bps. Con riferimento ai singoli parametri oggetto di aggiornamento infra-periodo, **si ritiene adeguato prevedere**

**l'adeguamento della componente ADD in sede di aggiornamento triennale e non considerarla costante nell'arco temporale dei 6 anni**, in considerazione delle più frequenti tempistiche di ridefinizione dei termini contrattuali generalmente fissati con le controparti.

**S3. Osservazioni in relazione alla metodologia per la determinazione del WACC.**

R.3 Si condivide il mantenimento dei criteri e della formulazione generale prospettata. Stante la formulazione del tasso di rendimento in termini reali, si evidenzia fin d'ora la necessità di trattare, nella definizione del tasso stesso, la variabile inflativa secondo principi coerenti con la modalità di rivalutazione annuale della RAB adottata nei sistemi tariffari dei diversi settori regolati, modalità che fa riferimento, nello specifico, all'utilizzo dell'inflazione italiana e non europea. Si rimanda ai pertinenti successivi spunti.

**S4. Osservazioni in merito ai criteri generali di determinazione del Tasso di rendimento del capitale proprio.**

R.4 Si condividono i criteri generali prospettati, fatti salvi i contributi esposti ai punti successivi in merito alla valorizzazione dei singoli parametri.

**S5. Osservazioni in merito al Tasso di rendimento delle attività prive di rischio.**

**S6. Specifiche osservazioni in relazione al periodo di riferimento per il calcolo del parametro RF**

R.5 Si premette che al fine di sterilizzare la straordinarietà dell'attuale contesto dei tassi di mercato, sarebbe preferibile, come già indicato in risposta al precedente documento di consultazione 308/2021/R/com, mantenere un *floor* al tasso RF o alternatively, determinare il parametro RF stesso sulla base di periodi di osservazione almeno triennali.

Nella misura in cui venisse confermato l'approccio posto in consultazione:

- si condivide l'ipotesi di confermare che il RF sia determinato come media dei tassi di rendimento di titoli decennali di Germania, Francia, Belgio e Olanda;
- si condivide la necessità dell'adozione delle componenti premiali indicate atte ad apportare i corretti aggiustamenti in ottica *forward looking* e a compensazione dell'incertezza e dell'effettiva propensione all'investimento negli *asset free risk* presi a riferimento;
- si richiede che il superamento del *floor* al RF venga per lo meno -in parte- compensato da una selezione dei valori dei parametri *Convenience Premium* e *Uncertainty Premium* nei limiti superiori dei range posti in consultazione, seguendo le indicazioni contenute nello studio NERA.

Si richiede inoltre di rendere, in sede di provvedimento finale, **chiare e riproducibili le metodologie di determinazione delle singole componenti premiali** (*Forward, Uncertainty e Convenience Premium*) così da diminuire gli spazi di discrezionalità garantendo una reale predittività dei tassi di rendimento sul capitale.

R.6 In relazione al periodo di riferimento per il calcolo del parametro RF, in mancanza dell'adozione di una finestra di osservazione dei dati su un orizzonte pluriennale, si ritiene preferibile **mantenere l'attuale finestra di osservazione dei rendimenti, e quindi con cut-off al termine del mese di settembre 2021.**

#### **S7. Osservazioni in merito al Premio per il rischio di mercato.**

R7. Dal momento che l'Autorità continua ad essere orientata ad attribuire un peso non inferiore all'80% alla media aritmetica dei tassi di rendimento per la determinazione del parametro TMR, **si ritiene che tale percentuale debba essere individuata nella misura del 95%**, tenendo conto del rapporto tra la durata del periodo regolatorio (6 anni) e dell'intervallo di stima dei dati storici (121 anni), pari al 5% circa. Il considerare come orizzonte temporale di riferimento la durata del periodo regolatorio del WACC, oltre che rappresentare l'approccio metodologico più opportuno -in quanto è nell'ambito di ciascun periodo regolatorio che vengono aggiornati i parametri fondamentali di riferimento- tale assunzione risulta quanto mai opportuna nella presente *review* regolatoria tenendo conto della rilevanza della "trasformazione" in atto dei settori energetici nell'ottica dei percorsi di decarbonizzazione. Si veda, al riguardo, l'approfondimento prodotto dallo studio BRATTLE.

#### **S8. Osservazioni in merito al Country Risk Premium.**

R.8 Sebbene, al fine di sterilizzare la straordinarietà del contesto dei tassi di mercato, sarebbe preferibile aumentare l'ampiezza della finestra storica per la valorizzazione degli *spread* tra titoli governativi italiani e titoli governativi di riferimento per il tasso RFR, nella misura in cui venisse confermato l'approccio posto in consultazione basato su un periodo di riferimento di durata annuale, **si condivide l'impostazione generale di garantire coerenza metodologica tra la determinazione del CRP con quanto previsto per il RFR.**

Si condivide, in particolare, l'inclusione di una specifica componente di **Forward Premium** per valorizzare la più alta aspettativa sulla futura crescita dei rendimenti dei titoli di stato italiani rispetto a quella attesa per i titoli governativi dei paesi presi a riferimento per il RFR, garantendo una coerenza complessiva all'intero metodo di determinazione del tasso di remunerazione del capitale.

In merito alla determinazione di questo parametro si richiama l'attenzione sulla necessità che, in sede di provvedimento finale, venga fornita una maggiore *disclosure* circa la metodologia di calcolo utilizzata e i riferimenti temporali da osservare.

Come per il RF, si suggerisce inoltre di mantenere l'attuale finestra di osservazione dei rendimenti, con *cut-off* al termine del mese di settembre 2021.

Più in generale, si rende necessario tornare ad evidenziare come l'assetto di coerenza delle formulazioni prospettate debba essere ricercato non solo con riferimento alla determinazione dei tassi nominali, ma anche rispetto all'**utilizzo del parametro inflativo funzionale a riportare i tassi** -in particolare all'interno del Ke- **dai termini nominali ai termini reali**, con l'obiettivo di **minimizzare l'esposizione al rischio inflativo degli investitori** che, nella formulazione prospettata, non troverebbero adeguata copertura.

Al punto 7.39 ARERA, se da una parte riconosce la necessità di stimare il CRP in termini reali, dall'altra *“non ritiene condivisibile l'introduzione di ulteriori componenti a copertura dei rischi legati alle diverse aspettative di inflazione nei paesi considerati”*, nell'assunto in cui *“nella prospettiva di un investitore europeo, l'inflazione rilevante sia quella dell'Eurozona”*.

Pur assumendo come riferimento un investitore europeo (nonostante all'interno del settore delle *utilities* l'azionariato sia per la maggior parte detenuto da istituzioni pubbliche locali), la cui inflazione rilevante è chiaramente quella dell'Eurozona, si fa notare che, in assenza di un correttivo inflativo al CRP che riporti il calcolo in termini reali tenendo conto della prospettiva di inflazione a livello italiano, **tale investitore si troverebbe costantemente esposto ad un rischio inflativo intrinseco originato dal quadro regolatorio complessivo**. Per esempio, nello scenario attuale, in cui l'aspettativa inflativa dell'Eurozona supera quella italiana (*spread* in termini di *isr* di circa 0,30% secondo quanto riportato dallo studio NERA), l'investitore europeo (indipendentemente da quale sia la propria inflazione di riferimento) maturerebbe, nell'arco del periodo regolatorio, un rendimento effettivo eroso da tale differenziale negativo, per effetto del combinato disposto dall'utilizzo:

- di un riferimento inflativo di natura italiana (prospettivamente più bassa di quella europea) per la rivalutazione monetaria del capitale investito;
- di un riferimento inflativo di natura europea (più alta di quella italiana) per rendere reale i tassi di rendimenti nominali.

Per sterilizzare l'investitore da tale rischio si reputa quindi **necessario introdurre l'opportuna componente compensativa nel CRP**, come anche indicato nello studio NERA.

#### **S9. Osservazioni sui criteri di stima del parametro beta.**

R.9 In linea generale, lo scrivente Gruppo tiene a sottoporre all'attenzione del Regolatore che i settori infrastrutturali energetici hanno registrato un incremento della rischiosità che **non è riconducibile unicamente alla pandemia da Covid-19**, ma è il segnale, come esposto dallo studio BRATTLE, di una “radicale trasformazione” del settore energetico che richiederà investimenti notevoli in sicurezza, efficienza e innovazione, e che comporterà la progressiva sostituzione degli usi verso fonti rinnovabili. Nell'ultimo decennio è stata attribuita proprio al **settore energetico una forte valenza strategica**: le politiche nazionali e comunitarie hanno ritenuto il comparto dell'energia in grado di rappresentare un vero e proprio volano per un cambiamento di sistema, questa tendenza che avrebbe determinato senza dubbio un

cambiamento nelle regole di funzionamento del settore energetico ha avuto inevitabilmente ripercussioni sui mercati di riferimento e sulla rischiosità attribuita al settore.

Tale considerazione porta quindi a ritenere necessario l'adeguamento dei coefficienti beta per tutti i settori infrastrutturali energetici, riconoscendone una variazione in aumento rispetto ai livelli attualmente in vigore, stabiliti in un contesto economico-finanziario profondamente diverso rispetto all'attuale.

In particolare, dagli studi richiamati in premessa risulta che:

- il rischio sistematico dei settori infrastrutturali energetici, misurato dal parametro beta asset è notevolmente aumentato negli ultimi anni per tutti i suddetti settori. Lo studio BRATTLE denota come, **rispetto al valore medio attualmente riconosciuto per i diversi settori infrastrutturali, l'aumento di beta rilevabile risulta dell'ordine di +0,15;**
- anche lo studio NERA sul beta rileva **una crescita del parametro beta asset per le imprese di rete elettriche e gas nel panorama Europeo, di un valore dell'ordine di almeno 0,10 nel periodo dal 2010 al 2021;**
- allo stesso tempo, come evidenziato in quest'ultimo studio **non sussistono evidenze quantitative a supporto di una revisione asimmetrica del parametro beta come quella prospettata in consultazione** (e riservata ai soli settori infrastrutturali connotati da un valore di beta attualmente riconosciuto inferiore a 0,40): anzi, le evidenze riportano come **il differenziale di rischio rilevato, per esempio, tra le imprese di distribuzione e quelle di trasmissione elettrica è pari, se non superiore, a quella espressa nei WACC attualmente riconosciuti.**

Come correttamente indicato dall'Autorità nel documento di consultazione, differenze nella rischiosità sistemica nei servizi regolati dipendono anche da differenze relative ai *framework* normativo e regolatorio. Anche in questo senso, a fronte delle evidenze di mercato che esprimono l'aumento della rischiosità implicita dei settori infrastrutturali energetici, **non vi sono evidenze di innovazioni regolatorie intercorse negli ultimi anni tali da giustificare misure regolatorie che riservino l'aumento di tale parametro solo ad alcuni settori infrastrutturali.** In particolare non si rilevano variazioni regolatorie tali da assorbire il differenziale di rischiosità tra l'attività di trasmissione elettrica e quella di distribuzione elettrica e ridurre drasticamente il differenziale tra l'attività di trasporto gas e quella di distribuzione gas, come prospettato nel documento di consultazione al punto 7.54. Allo stesso tempo, per entrambi i settori della distribuzione elettrica e gas, **gli scenari legati alla transizione energetica e alcune modifiche regolatorie**, anche di natura tariffaria, sia prospettate (sistemi ROSS) che di recente introduzione (*review* regolatoria del quinto periodo tariffario della distribuzione gas) prefigurano certamente elementi atti ad **aumentare il rischio implicito nelle attività di distribuzione e a connotare un profilo di rischiosità più elevata rispetto alle attività di trasmissione elettrica e trasporto gas.**

A solo titolo di esempio, con riferimento al **settore elettrico**:

- stando ai recenti orientamenti di ARERA, i distributori dovranno misurarsi con una nuova sfida rappresentata dal controllo delle proprie immissioni di **energia reattiva**



sulle reti di Terna: il sistema di corrispettivi delineato dalla regolazione, infatti, responsabilizza maggiormente gli utenti e i distributori secondo il principio di *cost-reflectivity*. Il costo del rischio associato agli squilibri derivanti dall'energia sulle reti di trasmissione nazionale, attualmente, è equamente ripartito sulla generalità degli utenti finali, mentre la nuova regolazione trasferirà questo rischio, per la prima volta, anche ai DSO che si renderanno responsabili di immissioni di energia reattiva oltre i valori soglia stabiliti. Se il **profilo di rischio per i distributori, a seguito della nuova disciplina, è destinato ad aumentare, per il servizio di Trasmissione è sostanzialmente invariante.**

- l'impianto regolatorio della **qualità del servizio** sia per la Trasmissione sia per la Distribuzione e Misura dell'energia elettrica è **fortemente incardinato sul principio *output-based***: i percorsi di efficientamento che distributori e società di trasmissione sono chiamati a seguire, sono delineati da ARERA tramite *benchmarking* tra i diversi operatori. Tale processo di calibrazione degli standard di riferimento è senza dubbio più sfidante, e quindi più rischioso, nell'assetto di mercato della distribuzione elettrica peraltro fortemente polarizzato sul più grande operatore nazionale. La Trasmissione dell'energia elettrica agisce, invece, nell'ambito di un mercato sostanzialmente monopolistico all'interno del quale la regolazione *output-based* non "riesce" a prendere a riferimento le performance migliorative di altri operatori;
- il **codice di rete tipo per il servizio di trasporto dell'energia elettrica** ammette *rating* di **qualsiasi agenzia registrata ai sensi del Regolamento CE 1060/2009 e contenuta nell'elenco ESMA**. Il **Codice TERNA ammette invece solamente *rating* Moody's, Standard&Poor's o Fitch**. ARERA stessa ha giustificato la diversità di regime affermando che “ [...] la decisione dell'Autorità di ammettere *rating* emessi anche da agenzie diverse dalle due/tre principali, purché registrate presso ESMA, comporta un'estensione dei soggetti che faranno ricorso a tale strumento; una tale decisione, se da un lato, risulta praticabile nell'ambito della distribuzione locale in cui le partite economiche che devono essere coperte dai sistemi di garanzia sono di gran lunga di dimensione meno elevata rispetto a quelle che caratterizzano il servizio di dispacciamento erogato da Terna [...]”

Con riferimento al **settore gas**, sempre a titolo di esempio:

- con delibera 570/2019/R/gas è stata definita la regolazione tariffaria per il quinto periodo di regolazione del settore della distribuzione gas, che ha **notevolmente incrementato gli obiettivi di efficientamento della spesa operativa per le imprese di distribuzione**, nell'assunto di assimilabilità (all'interno del medesimo cluster tariffario) di operatori di scala dimensionale fortemente differenziata;
- il recente provvedimento sul riassetto della misura presso le cabine REMI e le prospettive di responsabilizzazione sulla diminuzione del c.d. “delta In-Out” sottostanno ad orientamenti atti a **responsabilizzare sempre più il DSO gas rispetto ad obiettivi di sistema, aumentando il rischio a carico del distributore**, dato che l'introduzione di componenti di penalità economica può incidere negativamente sul relativo conto economico. Al tempo stesso queste misure non aumentano il rischio dell'attività di trasporto. Per esempio, le disposizioni vigenti del *settlement* gas

prevedono che il c.d. “delta IO” sia approvvigionato da Snam rete Gas (in qualità di responsabile del bilanciamento) e il corrispondente onere economico ribaltato sui clienti finali mediante una apposita componente tariffaria. **Nella regolazione futura viene prospettato che parte del rischio si sposti sul DSO a vantaggio dei clienti finali ma lasciando invariato il profilo di rischio della società di trasporto.**

- Il “**codice di rete tipo**” della distribuzione gas prevede che la garanzia finanziaria sia pari ad un **ammontare non superiore ad un quarto** del valore complessivo annuo del corrispettivo inerente al servizio principale, mentre il **Codice Snam Rete Gas** prevede che l'ammontare minimo della garanzia dovrà essere **almeno pari ad un terzo** del massimo corrispettivo annuo di capacità del Contratto di trasporto.

Per le ragioni sopra esposte, si ritiene che ricorrano certamente le condizioni per un intervento di revisione straordinaria, in aumento, del livello del coefficiente beta con efficacia dal 2022 e che al tempo stesso tale intervento non debba essere limitato ad alcuni servizi, ma generalizzato a tutti i settori infrastrutturali. **L'incremento dovrebbe essere valorizzato in misura almeno pari a +0,05**, che corrisponde all'incremento medio rilevato empiricamente dal 2015 (anno di definizione del I PIWACC) al 2021. Si veda a proposito lo studio NERA sul beta.

#### **S10. Osservazioni in merito alla determinazione del costo del debito.**

R.10 Si condivide con l'Autorità la necessità di prevedere un percorso di gradualità nella transizione dal livello di costo di debito riconosciuto nell'attuale semi-periodo regolatorio ai valori risultanti dalla nuova metodologia prospettata al punto 8.17, in relazione all'importante discontinuità sia di tipo metodologico sia di impatto quantitativo. Si ritiene tuttavia che il percorso di gradualità prospettato al punto 8.21 offra ancora una discontinuità troppo elevata nel passaggio dal 2021 al 2022 e allo stesso tempo possa essere perfezionato per garantire una maggiore linearità nell'arco dei sei anni del periodo regolatorio, pur condividendo che l'effetto di gradualità debba esaurirsi **all'interno del II PWACC**. Si propone quindi la media ponderata tra il valore di 2,4% e il valore risultante dalla nuova metodologia sia costruita:

- per il primo triennio 2022-24 adottando i pesi 75%-25%;
- per il secondo triennio 2025-27 adottando i pesi 25%-75%.

Tale soluzione sottenderebbe un “tasso di gradualità” costante all'interno del periodo regolatorio e corrispondente ad una diminuzione del peso della vecchia metodologia secondo un gradiente annuo costante (e pari a 1/6) dall'inizio del primo anno del periodo regolatorio al termine dell'ultimo anno del periodo stesso.

Tale soluzione inoltre garantirebbe un assetto metodologico più adeguato rispetto alle condizioni di finanziabilità, condizioni che – in particolare per quanto attiene l'*old debt* - riflettono le evidenze del tasso del capitale di debito rappresentate in sede dell'apposita raccolta dati effettuata dall'Autorità. In particolare, nell'ambito di tale raccolta, i DSO appartenenti allo scrivente Gruppo hanno rendicontato le informazioni richieste tenendo



debitamente conto delle **operazioni di *liability management*** intercorse negli anni precedenti a quelli di riferimento del dato (oneri di estinzione anticipata, oneri per *tender offer*, oneri di riacquisto bond).

Fatto salvo quanto sopra espresso circa il percorso di gradualità, **la formulazione del costo del debito secondo la nuova metodologia prospettata (punto 8.17), è condivisibile eccezion fatta che per il parametro inflativo**. Non si condivide infatti l'ipotesi di confermare l'applicazione del tasso di inflazione attesa *ia* per due ordini di motivi:

- il parametro *ia* non rappresenta un riferimento "*market-based*";
- il parametro *ia* risulta riferito all'inflazione di perimetro europeo e non italiano.

Correttamente ARERA afferma al punto 8.15 che, al fine della determinazione del costo del debito in termini reali, "*risulta rilevante la prospettiva della copertura del costo*" per il soggetto regolato che ha emesso il debito e che dovrà essere sostenuto nel periodo di regolazione.

**Proprio per garantire tale copertura**, si ritiene che il tasso "atteso" di inflazione da utilizzare per il passaggio dal Kd nominale al Kd reale che consenta la miglior stima del "*costo effettivo da sostenere nel corso del periodo di regolazione*" debba essere di **riferimento nazionale**, oltre che oggettivamente espresso da evidenze di mercato. Per tale ragione si propone di utilizzare, in luogo del tasso *ia*, il parametro *isr* riferito all'Italia.

#### **S11. Osservazioni in merito ai parametri fiscali.**

R.11 Con riferimento al parametro *Tp* (aliquota teorica di incidenza delle imposte sul risultato d'esercizio), l'Autorità propone di utilizzare un valore pari a 28% come risultante da analisi sul livello dell'incidenza fiscale rilevato dai conti annuali separati degli operatori. In linea generale, i valori "sintetici" rappresentati dai bilanci includono eventuali fenomeni straordinari, non ricorrenti o comunque non rappresentativi del carico della tassazione ordinaria.

Pertanto, si ritiene quindi necessario, nella valorizzazione del WACC dei settori regolati, **considerare un valore di *tax rate* depurato da tutti i valori riconducibili a partite straordinarie, a particolari incentivi derivanti dalla normativa fiscale e ad ogni altro aspetto di natura congiunturale**.

A tal proposito, una raccolta dati effettuata presso un campione di imprese ritenuto adeguatamente significativo, e trasferita agli Uffici di ARERA dall'associazione di settore Utilitalia, mostra che il ***tax rate* "normalizzato"** dalle diverse partite straordinarie o di natura prettamente incentivante **si attesta su un valore pari al 29,6%**.

Anche lo scrivente Gruppo ha concorso alla formulazione della richiamata analisi di settore. In particolare per il principale DSO appartenente al Gruppo (INRETE DISTRIBUZIONE ENERGIA) **\*\*\*omissis\*\*\***

***S12. Osservazioni in merito al peso del capitale proprio e del capitale di debito.***

R.12 Si condivide l'ipotesi di confermare il *gearing* quale parametro specifico di settore, rinviandone quindi l'aggiornamento in occasione delle revisioni tariffarie specifiche di ogni singolo servizio regolato.

***S13. Osservazioni in merito al fattore correttivo della tassazione sui profitti nominali.***

R.13 Si condivide l'applicazione del fattore correttivo che cattura gli effetti della tassazione sui profitti nominali, così come prospettata nel documento in consultazione.