

**Documento di Consultazione 448/2021/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 -**

Documento per la consultazione per la formazione di provvedimenti nell'ambito del procedimento  
avviato con deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente 13 ottobre 2020,  
380/2020/R/COM

## ***I. Premessa.***

La presente nota contiene le osservazioni e le proposte di OLT Offshore LNG Toscana S.p.A. (**OLT**) in relazione al documento per la consultazione illustrante i “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”.

Come evidenziato nell’ambito della recente consultazione del quadro strategico dell’Autorità per il periodo 2022-2025, il sistema infrastrutturale rappresenta un patrimonio nazionale che garantisce la sicurezza delle forniture e può porci in una posizione di favore rispetto al percorso di transizione energetica.

È quindi importante valorizzare gli investimenti nelle reti e infrastrutture gas in considerazione del ruolo che avranno 1) nel garantire la sicurezza e la resilienza del sistema energetico 2) nel percorso di decarbonizzazione e 3) nel promuovere la ripresa economica e la competitività del nostro sistema Paese.

La regolazione tariffaria dovrebbe quindi orientarsi con questo triplice obiettivo garantendo un tasso di remunerazione del capitale investito netto (WACC) coerente con le necessità di sviluppo e di mantenimento in sicurezza delle reti e delle infrastrutture esistenti, nonché per renderle pronte ad accogliere nuove forme di energia sempre più ecologicamente sostenibili, quindi non inferiore al valore attuale.

Le decisioni del regolatore devono essere fondate su criteri oggettivi, chiari e ispirati alla semplificazione, perseguendo la definizione di un quadro di riferimento stabile che garantisca agli operatori di mercato ritorni futuri prevedibili nella loro evoluzione e tali da attrarre finanziamenti esteri, condizioni che tuttavia non si ritengono ancora soddisfatte da quanto proposto dall’Autorità nel DCO.

La nuova impostazione metodologica per il calcolo del tasso di remunerazione del capitale investito netto (WACC) proposta dall’Autorità già nel DCO 308/2021/R/COM e sostanzialmente confermata nel DCO 488/2021/R/COM, invece, presenta rilevanti elementi di indeterminazione (sia per quanto concerne i criteri che le modalità di calcolo) e di discrezionalità, che rendono particolarmente difficile monitorare

l'evoluzione del tasso nel tempo, in particolare ai fini della revisione infra-periodo. Ciò a detrimento degli investimenti futuri, sia da parte degli operatori regolati che da parte degli investitori finanziari, che ponderano le loro scelte di investimento tenendo conto della chiarezza e stabilità regolatoria di ciascun paese.

In tale ottica, al fine di perseguire l'obiettivo di offrire un quadro il più possibile prevedibile e certo agli investitori, con rendimenti sul capitale investito commisurati ai rischi, riteniamo necessaria la conferma delle modalità di determinazione del WACC adottata per il primo periodo di regolazione, sia con riferimento al rendimento del capitale proprio sia con riferimento al costo del debito, prevedendo aggiustamenti metodologici capaci di catturare le mutate condizioni del contesto macroeconomico in cui operano i soggetti regolati.

Tra i criteri delineati dal DCO 488/2021/R/COM, vari sono gli elementi che presentano ancora forti criticità, in particolare il costo del debito, il livello del tax rate e il beta asset, valori estranei al contesto attuale del mercato e della sua prossima evoluzione, in cui le aziende regolate opereranno.

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

In relazione alla durata del periodo regolatorio, come già osservato in risposta al DCO 308/2021/R/COM si ritiene che quest'ultimo debba essere sufficientemente lungo proprio al fine di garantire stabilità agli investitori e consentire la gestione di rischi e incertezze connessi al particolare quadro macroeconomico attuale. Si esprime quindi apprezzamento per l'intenzione dell'Autorità di confermare un periodo di regolazione della durata di sei anni.

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

Con riferimento alla frequenza di aggiornamento di determinati parametri si esprime apprezzamento per l'intenzione dell'Autorità, in coerenza con la generale preferenza per l'ipotesi B emersa nella prima fase di consultazione, di prevedere che il periodo di regolazione di sei anni sia suddiviso in due semi-periodi di durata triennale in continuità con la regolazione attuale.

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

Con riferimento ai criteri generali si concorda con la previsione di uno specifico addendo nel calcolo del tasso di rendimento del capitale proprio e del costo del debito che rifletta il premio che gli investitori richiedono per gli investimenti in Paesi con rating medio-basso, identificabile come premio per il rischio Paese (Country Risk Premium, CRP).

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

OLT ritiene che, ai fini della definizione della metodologia per la determinazione del WACC e per la determinazione del tasso di rendimento del capitale proprio, sia opportuno confermare i criteri attualmente in vigore.

#### **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.**

Tenuto conto dell'andamento straordinario dei mercati europei nel 2020-2021 per effetto della pandemia e delle iniziative di politica monetarie intervenute, nonché l'elevata situazione di incertezza ancora persistente, si ritiene che un periodo di osservazione di 12 mesi per la determinazione del tasso di rendimento delle attività prive di rischio, non sia congruo.

Una tale scelta trasferirebbe sui settori regolati l'attuale volatilità, incompatibile con l'orizzonte di riferimento con cui le aziende regolate pianificano i propri investimenti e la raccolta dei capitali per finanziarli.

In assenza di adeguati meccanismi di gradualità, il tasso sembra assumere valori negativi. Si ribadisce pertanto la necessità di

- mantenere l'attuale livello minimo del parametro RF, fissato pari allo 0,5%, per garantire agli operatori la copertura dal rischio di variazioni delle condizioni di mercato e da rendimenti reali negativi, anche in ottica di stabilità e visibilità regolatoria, in considerazione anche del fatto che le modalità di determinazione dell'Uncertainty Premium (UP) e del Convenience Premium (CP) non sono note;

- estendere il periodo di riferimento di almeno 3-5 anni al fine di diluire l'impatto prodotto dalla politica monetaria espansiva della BCE e con quanto proposto per il calcolo del costo del debito,  $K_d$ , dal momento che gli indici iBoxx considerano una media di 10 anni per il 90% dell'aggregato finale e valori spot per il 10% dell'aggregato finale. Anche altri regolatori europei hanno adottato tale approccio (6 anni in Spagna e fino a 10 anni indietro per Germania e Francia).

Tuttavia, qualora l'Autorità intendesse adottare un approccio forward-looking, si ritiene opportuno che:

- il forward premium sia calcolato prendendo a riferimento un orizzonte temporale coerente con la revisione infra-periodo di tre anni del periodo regolatorio, ovvero da settembre 2023 a settembre 2024, in modo da avere un forward di 3 anni rispetto a settembre 2021;
- l'uncertainty premium sia fissato pari a 50 bps in considerazione del previsto mancato riconoscimento nell'ambito del calcolo dell'elemento CRP;
- il convenience premium sia fissato pari a 100 bps, alla luce di quanto sopra riportato.

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

Con riferimento alla metodologia proposta ai fini della determinazione del TMR da utilizzare per la stima dell'ERP, si ritiene che la media aritmetica dovrebbe avere un peso pari al 100%, o comunque non inferiore al 95%, in coerenza con le posizioni espresse da Oxera nel documento preparato per l'Autorità e la teoria finanziaria in merito.

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

In coerenza a quanto segnalato per il calcolo del RF, si ritiene opportuno che il Country Risk Premium sia calcolato con riferimento a un orizzonte temporale di almeno 3-5 anni, per mitigare gli effetti dell'attuale contesto che risulta distorto per effetto della pandemia.

Qualora si adotti un approccio forward-looking, si ritiene opportuno che lo SPREAD sia calcolato tenendo in considerazione il diverso tasso di inflazione riscontrabile in Italia, incorporato nei titoli di stato decennali italiani, rispetto a quello incorporato nei titoli di Stato di Paesi a rating almeno AA. Per

correttezza metodologica, il differenziale di inflazione dovrebbe essere adeguatamente considerato al fine di tradurre gli spread nominali in spread reali.

Si propone di utilizzare la stessa inflazione (isr) considerata per deflazionare il rendimento nominale medio di Germania, Francia, Olanda e Belgio e di considerare l'equivalente aggregato per l'Italia, ovvero la zero-coupon inflation 10y. Questo garantirebbe coerenza tra la metodologia adottata per il calcolo del risk-free reale e il calcolo del CRP reale.

Si accoglie con favore il previsto inserimento del forward premium per il CRP, FPCR, in quanto risponde all'esigenza di riflettere il livello futuro di questo parametro rispetto ai tassi spot, coerentemente con l'approccio forward-looking.

Sul periodo considerato (ottobre 2020 – settembre 2021) il differenziale di inflazione ammonterebbe a 29 bps, ovvero 1.40% per l'eurozona vs 1.11% per l'Italia. Al calcolo così strutturato, aggiungendo anche il forward premium e applicando la relazione di Fisher, si otterrebbe un CRP in termini reali prossimo ai 150 bps.

## **S9. Osservazioni in merito al coefficiente beta**

L'aggiornamento del coefficiente beta dovrebbe essere effettuato con opportuni approfondimenti nell'ambito delle specifiche revisioni dei periodi regolatori.

Tuttavia, il livello del beta per le imprese regolate negli ultimi anni ha subito un sensibile incremento, non solo per l'effetto Covid ma anche a seguito di un aumento tendenziale del rischio non diversificabile di settore accelerato, in concomitanza del Covid, da una maggiore sensibilità sul tema della decarbonizzazione e della transizione energetica.

Conseguentemente, un intervento di revisione straordinaria dell'*unlevered* beta con efficacia dall'anno 2022 non dovrebbe essere limitato ai soli servizi che ad oggi presentano un valore di beta inferiore a 0,4, bensì dovrebbe essere effettuato in modo coordinato con un incremento omogeneo dei valori degli asset beta di tutte le attività regolate attualmente in vigore, in modo da mantenere invariato l'attuale differenziale che riflette i differenziali di rischio operativo sottesi alle diverse attività regolate.

Nello specifico, al fine di effettuare la revisione straordinaria degli asset beta - non solo dei settori con un asset beta inferiore a 0,4, ma di tutti i singoli settori - si suggerisce di seguire l'approccio semplificato

indicato da Brattle nel Report *Osservazioni relative al calcolo del Beta e del Total Market Return per i settori regolati dell'energia in Italia*, a cui si rimanda per i dettagli della proposta.

La modalità di revisione straordinaria proposta deve consentire, da un lato, di aggiornare i valori dei beta sui valori più elevati per l'incremento della rischiosità intervenuto, e dall'altro lato di mantenere i differenti profili di rischiosità dei singoli settori riconosciuti dall'Autorità. Questo calcolo dovrebbe essere effettuato per tutti i settori, e non solo per i settori che ad oggi presentano un valore dell'asset beta inferiore a 0,4.

Per quanto riguarda in particolare la rischiosità specifica dell'attività di rigassificazione, OLT ritiene opportuno ribadire come il valore del  $\beta$  asset attualmente previsto, pari a 0,524, sia particolarmente basso e non ne rifletta l'elevata rischiosità. Tale valore del beta è infatti invariato almeno dal 2005 e non rispecchia più le condizioni di mercato che legano l'attività di rigassificazione a quella di liquefazione e di trasporto del GNL, la cui rischiosità è aumentata negli ultimi anni.

L'attività di rigassificazione di un terminale che opera in un sistema regolato, in particolare, risulta fortemente condizionata dalle oscillazioni di prezzo e dai differenziali di prezzo tra GNL e gas che espongono pertanto l'impresa al rischio che i potenziali clienti non abbiano un vantaggio economico a portare il carico presso i terminali di rigassificazione. Ne è una prova la situazione sperimentata nell'ultimo anno termico, ed in particolare in questi ultimi mesi, in cui vi sono stati diversi fattori di instabilità, fra cui la riduzione dei consumi conseguenti all'epidemia di Covid-19 e le condizioni di mercato che hanno visto un assottigliamento del premio del PSV rispetto al TTF e, in ultimo, un'importantissima domanda di GNL da parte del mercato asiatico. Come conseguenza è stata riscontrata una maggiore difficoltà di allocazione degli slot offerti da ottobre 2020 a dicembre 2021 e, anche a fronte di una loro pregressa allocazione, di effettiva consegna al terminale.

Gli indici di mercato continuano a vedere, ad oggi, un mercato asiatico molto forte e l'attività di rigassificazione continua a risentire di tale congiuntura negativa.

Un utilizzo ridotto del terminale, sia per effetto di una minore allocazione sia per effetto dei rilasci di capacità, produce impatti economici fortemente negativi sul terminale. Se infatti l'utente, in caso di rilascio, è ugualmente obbligato contrattualmente a pagare il corrispettivo aggiudicato su base d'asta, in

forza della regolazione corrente, OLT non è in grado di riaddebitare all'utente stesso i costi delle CO<sub>2</sub>, in quanto determinati sulla base dei quantitativi di GNL scaricati dall'utente del terminale.

Tuttavia, in un terminale non collegato alla rete elettrica in caso di nessuna operatività (scaricato=0), le emissioni di CO<sub>2</sub> non sono nulle. Questo perché, essendo il terminale non connesso alla rete elettrica, le caldaie, a cui le emissioni di CO<sub>2</sub> sono associate, garantiscono 24/7 il funzionamento di base del terminale stesso anche in assenza di rigassificazione e/o scarica.

In sintesi, in caso di rilascio, OLT sostiene costi di CO<sub>2</sub> che non vengono riaddebitati agli utenti e tale impatto negativo è ulteriormente significativo per effetto dell'aumento del costo delle CO<sub>2</sub> che hanno raggiunto recentemente il costo di oltre € 60 T/ton.

Quanto sopra è un esempio delle difficoltà insite nel servizio della rigassificazione. Si ritiene pertanto fondamentale considerare, in sede di determinazione della remunerazione, la elevata rischio intrinseca nei terminali di rigassificazione garantendo quindi un'adeguata remunerazione agli investimenti in questo settore.

Tale remunerazione dovrà tenere in debita considerazione l'elevata rischio in generale dell'attività di rigassificazione, e nello specifico dei terminali non collegati alla rete elettrica che, come evidenziato, prevedono una rischio intrinseca ulteriormente elevata.

All'incertezza dovuta alla presente congiuntura economica si aggiunge la necessità di raggiungere gli ambiziosi obiettivi ambientali richiesti dalla c.d. transizione energetica. In tal senso è necessario supportare e incentivare gli investimenti per lo sviluppo e la realizzazione di progetti di efficientamento energetico e in tecnologie atte a ridurre l'impatto ambientale dell'industria legata al gas.

La Società, in linea con questi obiettivi, ha iniziato il processo di valutazione di alcuni progetti che possono rappresentare un contributo alla transizione energetica.

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

In considerazione della rilevante discontinuità regolatoria e della necessità di non esporre gli operatori ad un improprio rischio regolatorio si ritiene necessaria un'adeguata gradualità di implementazione della nuova formula di calcolo del costo del debito,

Si suggerisce l'adozione di una gradualità che traguardi più periodi regolatori, con un *decalage* più lento del peso del costo del debito riconosciuto nel precedente periodo di regolazione, in quanto il processo di



ristrutturazione del debito aziendale - contratto quando era in vigore un diverso modello di calcolo del costo del debito - risentirà delle incertezze di mercato, richiedendo tempi di intervento adeguati.

Per il primo triennio, in luogo dei pesi 50% e 50% prospettati, si ritiene opportuno prevedere un peso del 15% e 85%, rispettivamente per la nuova metodologia di calcolo e per l'attuale costo del debito riconosciuto. La scelta del 15% sarebbe inoltre coerente con *φ<sub>new</sub>* cioè con il peso del nuovo debito sul debito complessivo, assunto nella formula per il calcolo del  $K_d$ .

Con riferimento all'inflazione da considerare per il calcolo del costo del debito, non si condivide la proposta delineata nel DCO e si propone di adottare il livello di inflazione storico osservato in un periodo coerente con quello per la determinazione dell'indice iBoox cioè 10 anni. Inoltre, essendo l'analisi mirata a misurare i rendimenti reali dei corporate bonds emessi da operatori italiani, il riferimento dovrebbe essere l'inflazione italiana, e non quella eurozona. Pertanto, coerentemente con quanto proposto per il calcolo del differenziale di inflazione ai fini del CRP, si propone di considerare la zero-coupon inflation italiana che nel periodo in oggetto (ottobre 2011- settembre 2021) è risultata pari all'1,25% .

Rispetto all'attuale formula, si propone l'introduzione di un solo ulteriore parametro d'inflazione ovvero la zero-coupon inflation italiana, corrispondente all'analogo italiano del parametro utilizzato per deflazionare i rendimenti nominali dei titoli governativi dei paesi ad alto rating (già utilizzato sul risk-free rate) e, che verrebbe utilizzato anche per calcolare il differenziale di inflazione fra i paesi ad elevato rating e l'Italia ai fini della determinazione del CRP in termini reali.

Inoltre ai fini del calcolo dell'iBoxx, il FP e UP dovrebbero essere calcolati con riferimento ai titoli dei Paesi "BBB", coerentemente al rating previsto per le obbligazioni non finanziarie utilizzate.

Nell'ambito della componente ADD, riteniamo poi opportuno considerare un c.d. New Issue Premium (di solito compreso nel range 10-15 bps) che registra i maggiori rendimenti, rispetto al mercato secondario, riconosciuti agli obbligazionisti in occasione di nuove emissioni come incentivo a comprare i nuovi bond invece dei titoli presenti sul mercato secondario.

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

Nel Documento di Consultazione viene proposto di definire il parametro  $T_p$  “aliquota teorica di incidenza delle imposte sul risultato d’esercizio” pari al 28%, in base ad un’analisi dell’effettivo livello dell’incidenza fiscale rilevato nel biennio 2019-2020, tenendo conto dell’evoluzione della disciplina fiscale. In termini generali, si osserva che il tax rate desumibile dai bilanci come rapporto fra totale imposte e risultato ante imposte, non è rappresentativo dell’effettivo carico fiscale dell’impresa, in quanto i bilanci riflettono anche eventuali fenomeni straordinari o non ricorrenti, che non sono rappresentativi del carico della tassazione ordinaria.

Appare invece più corretto considerare un tax rate normalizzato, depurato da tutti i valori riconducibili a partite straordinarie, incentivi derivanti dalla normativa fiscale, a costi indeducibili e ad ogni altro aspetto di natura contingente o in alternativa di prendere a riferimento il tax rate teorico, basato sull’applicazione dei valori delle aliquote vigenti di IRES e IRAP ad un risultato ante imposte “teorico”.

L’aliquota nominale IRES vigente è pari al 24% mentre quella IRAP, soggetta a maggiorazione rispetto a quella ordinaria del 3,9% in forza di specifiche delibere regionali, è pari al 4,82%: pertanto, il tax rate nominale complessivo è pari al 28,82% (24% + 4,82%). Considerato che la normativa fiscale italiana, da un lato limita la deducibilità di numerosi costi aziendali (telefonata, autovetture, accantonamenti ai fondi rischi, oneri di rappresentanza, interessi passivi, ecc.), dall’altro prevede poche fattispecie di detassazione dei ricavi aziendali (per lo più connesse a proventi finanziari derivanti da partecipazioni societarie, fattispecie totalmente assente in OLT), ne deriva che storicamente il tax rate effettivo delle imprese industriali italiane è maggiore (spesso, anche di diversi punti percentuali) e non minore rispetto al tax rate nominale. Pertanto, stabilire un  $T_p$  del 28%, cioè inferiore al tax rate nominale (28,82%), appare poco rispondente al contesto fiscale italiano, e non corretto nei confronti di OLT.

Anche ipotizzando che un  $T_p$  nominale del 28% sia ragionevole e coerente con tax rate effettivo italiano – come non è - esso è comunque viziato da un errore metodologico. Infatti, sommando linearmente le due aliquote, si considera di fatto l’IRAP una sorta di “addizionale” dell’IRES, cioè un’imposta diversa da quest’ultima (per finalità e aliquota) ma calcolata su una base imponibile comune (come accadeva per la soppressa Robin Tax o come tuttora accade per le società “non operative”). Invero, nelle imprese

industriali il Valore della Produzione Netta (cioè la base imponibile dell'IRAP) è un multiplo del Reddito d'impresa (cioè della base imponibile IRES), in quanto molti costi rilevanti ai fini IRES non sono tout court deducibili ai fini IRAP (accantonamenti rischi, interessi passivi, parte del costo del personale, ecc.), mentre non esistono costi deducibili solo ai fini IRAP (e non anche IRES).

Pertanto, stabilire un Tp del 28%, sostanzialmente corrispondente alla somma delle aliquote nominali IRES ed IRAP, è fuorviante, in quanto l'aliquota di quest'ultima imposta è applicata su un montante più alto rispetto a quello IRES. In altri termini, se si rapportasse l'IRAP di periodo al Reddito Imponibile IRES, l'aliquota nominale IRAP sarebbe ben maggiore rispetto al 4,82%.

Infine la fiscalità è inoltre penalizzata dall'indebitamento della Società, in quanto la deduzione ai fini IRES degli interessi passivi sottostà ai limiti stringenti, correlati alla redditività operativa, disciplinati dall'art. 96 del TUIR (semplificando, gli interessi passivi sono deducibili solo nel limite del 30% dell'EBITDA). Inoltre, gli interessi passivi sono interamente indeducibili ai fini IRAP.

Tale contesto normativo penalizza le imprese industriali - ed in specie quelle operanti nelle infrastrutture - le quali, dovendo effettuare significativi investimenti in beni materiali, necessitano costantemente di capitali ingenti, sia di fonte propria che terza. Un'impresa industriale "virtuosa" è tale se mantiene nel tempo un equilibrio sostanziale tra mezzi finanziari propri (capitale sociale e riserve di patrimonio netto) e mezzi finanziari di terzi (debiti bancari o verso altri finanziatori). Ciò significa che, quasi inevitabile, un'impresa industriale ha interessi passivi significativi, i quali sono in tutto (IRAP) o in parte (IRES) indeducibili.

Quanto sopra comporta che il tax rate effettivo di un'impresa industriale operante nelle infrastrutture con una struttura finanziaria sana (50% mezzi propri, 50% indebitamento) è giocoforza superiore al tax rate nominale.

Per via di tali considerazioni, si ritiene opportuno che ai fini della quantificazione del WACC si adotti il tax rate "teorico" e si confermi pertanto l'attuale livello di 31% del parametro relativo al corporate tax rate. Ciò nelle more di un'indagine e approfondimento specifico appositamente svolto dall'Autorità sul tax rate "normalizzato" delle aziende energetiche.



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

Non ci sono osservazioni in merito all'intenzione di mantenere inalterati gli attuali livelli di gearing.

Alla luce del mantenimento di un gearing pari al 50%, assume ancor più rilevanza quanto illustrato in merito ai parametri fiscali. Se infatti il debito è considerato strutturale nel settore energetico, allora è necessario considerare, ai fini della determinazione del Tax Rate, della totale indeducibilità degli oneri finanziari ai fini IRAP e della solo parziale deducibilità degli stessi ai fini IRES.

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

Non ci sono osservazioni.