

**RISPOSTA DI ENEL SPA AL  
DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE**

24 APRILE 2014

**Mercato del gas naturale**

**Criteri per la determinazione dei ricavi riconosciuti per il servizio di stoccaggio del gas naturale per il quarto periodo di regolazione**

**OSSERVAZIONI GENERALI**

1. In termini generali, Enel condivide l'intenzione dell'Autorità, anche tenuto conto delle nuove regole di allocazione dello stoccaggio, di modificare alcuni criteri di determinazione dei ricavi riconosciuti per il servizio di stoccaggio.
2. In tal senso, Enel vede con favore la proposta di utilizzare segnali di mercato come *driver* per l'incentivazione delle nuove infrastrutture, cosicché emerga il valore delle prestazioni rese al sistema dai diversi siti di stoccaggio. D'altra parte si rileva che, per le eventuali nuove infrastrutture "strategiche" ai sensi del decreto legislativo n. 93/11, le modalità di incentivazione dovrebbero basarsi su criteri efficaci, stabili nel tempo e non strettamente dipendenti dalle dinamiche di mercato.
3. Enel, pur condividendo l'obiettivo generale dell'Autorità di accelerare i tempi di messa in esercizio delle infrastrutture in corso d'opera, ritiene che tale obiettivo andrebbe raggiunto attraverso strumenti *ad hoc* (es. la definizione di *milestone* in analogia al trasporto gas) che comunque assicurino la piena remunerazione del costo del capitale alle imprese che realizzano gli impianti nei tempi previsti.
4. Per quanto riguarda il tasso di remunerazione riconosciuto, Enel condivide la proposta dell'Autorità di rivedere, contestualmente all'aggiornamento del WACC, anche il tasso di inflazione, al fine di rispecchiare efficacemente le dinamiche inflattive. Si rileva inoltre la necessità di modificare il valore dell'ERP al fine di renderlo più coerente con l'attuale rischiosità del mercato italiano.
5. Riguardo la ripartizione dei ricavi tra componente *capacity* e *commodity*, per una corretta incidenza dei costi a carico degli utenti, si ritiene che andrebbe mantenuta una componente *commodity* almeno in misura proporzionale ai costi variabili sostenuti dalle imprese di stoccaggio.
6. Enel evidenzia comunque la disponibilità ad approfondire la propria posizione nel corso degli specifici incontri tematici che verranno costituiti nel prosieguo del processo di consultazione.

**RISPOSTE AGLI SPUNTI DI CONSULTAZIONE**

**Q2 Osservazioni in merito alla durata del periodo di regolazione.**

Al fine di garantire una maggiore continuità e certezza regolatoria, Enel ritiene condivisibile la proposta di estendere il periodo di regolazione da quattro a sei anni, in analogia con quanto già previsto in ambito di distribuzione gas.

#### **Q5. Osservazioni e proposte in merito all'ipotesi di riconoscimento parametrico degli IPCO**

Come detto in premessa, Enel ritiene ragionevole l'esigenza di accelerare la messa in esercizio delle nuove infrastrutture, ma non condivide il metodo proposto dall'Autorità di escludere le immobilizzazioni in corso dal calcolo del capitale investito riconosciuto. Si rischierebbe infatti di disincentivare anche gli investitori che sviluppino le infrastrutture nei tempi previsti e che non si vedrebbero riconosciuta una adeguata remunerazione del capitale investito. Enel propone pertanto di introdurre strumenti appositi in materia di accelerazione della realizzazione degli investimenti, come ad esempio le *milestone*, in analogia alla rete nazionale dei gasdotti.

#### **Q6. Osservazioni in merito ai requisiti minimi delle procedure concorsuali di acquisto del cushion gas esogeno**

Enel condivide che, al fine di minimizzarne il costo, il cushion gas esogeno sia valorizzato al prezzo d'acquisto tramite procedure concorsuali.

#### **Q7. Osservazioni in merito ai parametri che concorrono alla determinazione del WACC**

Enel segnala la necessità di un aggiornamento al rialzo del parametro dell'Equity Risk Premium (ERP) per la determinazione del costo del capitale proprio riconosciuto nelle formula del WACC. L'Autorità ha, infatti, fissato il livello dell'ERP al 4% già nelle prime decisioni tariffarie per il settore elettrico nel 1999 (Delibera 13/99) e per il settore gas nel 2000 (237/00), sulla base di dati e analisi che non tengono adeguatamente in considerazione la maggiore rischiosità dei mercati azionari derivante dalla crisi finanziaria ed economica degli ultimi anni. Recenti studi accademici (Damodaran 2010) e survey tra analisti finanziari stimano invece un premio per il rischio di mercato per l'Italia superiore al 5%. Inoltre in recenti aggiornamenti tariffari di altri settori regolati, quale quello delle telecomunicazioni, l'ERP è stato fissato al 4,5% (Delibera Agcom 578/10/CONS) e nelle ultime decisioni tariffarie nei settori dell'elettricità e del gas in ambito europeo i regolatori hanno adottato dei valori di ERP mediamente pari al 4,8%.

#### **Q8. Osservazioni in merito alle modalità di aggiornamento del tasso di remunerazione nel corso del periodo di regolazione**

Enel condivide la proposta di aggiornamento del valore dell'inflazione nella formula del calcolo della remunerazione del capitale investito, contestualmente alla revisione del tasso di rendimento delle attività prive di rischio. Si rileva, d'altra parte, la differenza attualmente molto significativa tra il tasso di inflazione programmata previsto nel DEF, utilizzato dall'Autorità come riferimento per gli ultimi aggiornamenti tariffari (+1,5% per la distribuzione e trasporto gas) e i valori dell'inflazione reale mensile registrati negli ultimi mesi dall'Istat (+0,3/0,4% rispetto allo stesso mese dell'anno precedente). Riteniamo, quindi, che per i futuri aggiornamenti tariffari sarebbe auspicabile prendere a riferimento valori più coerenti con le dinamiche effettive quali, ad esempio, i valori di inflazione implicita nei rendimenti dei titoli di Stato italiani.

### **Q.13 Osservazioni in merito ai criteri per la ripartizione dei ricavi di riferimento**

Enel ritiene ragionevole attribuire i ricavi riconosciuti a componenti *commodity* in misura almeno pari alla loro incidenza sui costi complessivi (almeno 5%÷10% secondo quanto indicato nel documento per la consultazione).

### **Q.15 Osservazioni in merito ai criteri di incentivazione.**

Fermo restando che gli aspetti applicativi dei criteri d'incentivazione saranno chiari soltanto a valle del prossimo documento per la consultazione, Enel ritiene ragionevole che ai fini dell'incentivazione delle nuove infrastrutture si tenga conto preferibilmente di segnali di mercato lungo termine (come ad esempio le *open season*). I segnali di breve termine forniti dalle procedure d'allocatione annuali, suscettibili di grande variabilità a seconda della congiuntura del momento, potrebbero fornire indicazioni distorte sulla necessità di investimento, fornendo tutt'al più informazioni sulla desiderabilità per il mercato di siti di stoccaggio con diverse caratteristiche tecniche (es. punta di erogazione).

Per quanto riguarda le infrastrutture strategiche (ai sensi del decreto legislativo 93/11) andrebbe adottata invece una logica diversa; in questo caso, infatti, il mercato *tout court* rischia di non cogliere tutte le esternalità positive ad esse connesse, ad esempio in termini d'interesse per la sicurezza del paese. Per tali impianti pertanto è a nostro avviso importante prevedere modalità di regolazione specifiche che ne promuovano efficacemente la realizzazione (es. definendo adeguati tassi di remunerazione stabili nel tempo indipendentemente dalle dinamiche di mercato, sulla base dei quali calcolare i fattori correttivi).

### **Q19 Osservazioni in merito alla determinazione del fattore correttivo.**

Enel condivide il meccanismo di garanzia dei ricavi di riferimento a favore delle infrastrutture strategiche e, la previsione di un fattore correttivo, che copra tutti i costi fissi (nel caso specifico il 90%÷95% dei costi riconosciuti).