



Sede legale
Piazzale Enrico Mattei, 1
00144 Roma
Tel. +39 06 59821
eni.com

MEMORIA Eni SpA

Audizioni pubbliche periodiche

Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico

Roma, 12 luglio 2017

Eni SpA

Capitale Sociale Euro 4.005.358.876,00 i.v.
Registro imprese di Roma, Codice Fiscale 00484960588
Partita IVA 00905811006, R.E.A. Roma n. 756453
Sedi secondarie:
Via Emilia, 1 - Piazza Ezio Vanoni, 1
20097 San Donato Milanese (MI)



Eni ringrazia per la possibilità di partecipare a questo momento istituzionale di dialogo fra l’Autorità e gli stakeholder del sistema.

Riteniamo utile soffermarci, in sede di audizione, su tre aspetti della regolazione dei mercati gas e power che riteniamo di particolare importanza in questa fase storica dei mercati, e per i quali abbiamo formulato le nostre osservazioni in occasione di recenti consultazioni.

Revisione della struttura dei corrispettivi gas [OS3 – Revisione della struttura dei corrispettivi gas, delle modalità di allocazione della capacità e della gestione dei relativi servizi, in un’ottica di mercato]

L’evoluzione del quadro regolatorio in materia di determinazione delle tariffe di trasporto deve opportunamente adeguarsi al mutato contesto di mercato, caratterizzato da “overcapacity” infrastrutturale, progressiva integrazione dei mercati europei e dal ruolo prospettico dell’Italia come un *hub* europeo del gas.

In presenza di capacità infrastrutturali che eccedono quelle necessarie a soddisfare le esigenze di fornitura del mercato nazionale, il fatto che ad oggi:

- il 50% dei costi associati alla rete di trasporto nazionale sia recuperato attraverso i corrispettivi applicati agli *entry*; e
- il calcolo delle tariffe di trasporto sia effettuato sulla base delle capacità previste in conferimento,

ha comportato un progressivo incremento generalizzato delle tariffe di trasporto applicate ai punti di entrata.

Ciò ha innescato un “circolo vizioso”, che sta in particolar modo rendendo eccessivamente costoso l’utilizzo delle direttrici di approvvigionamento da sud (es. Algeria), che in prospettiva corrono il rischio di diventare sostanzialmente “*stranded*”, con implicazioni sulla diversificazione delle fonti di approvvigionamento e sulla sicurezza delle forniture.

Questo problema rischia di essere acuito dalla introduzione di meccanismi di mercato per il conferimento della capacità di rigassificazione, prospettato dall’AEEGSI con il recente documento per la consultazione 714/2016/R/GAS: certamente una soluzione efficace ai fini di sicurezza, competitività, liquidità del mercato, uso efficiente delle infrastrutture GNL esistenti, ma che - in assenza di tempestivi interventi sulle tariffe di



trasporto - rischia di ridurre la competitività delle altre infrastrutture di approvvigionamento esistenti.

In prospettiva sono dunque essenziali modifiche della struttura tariffaria, improntate a garantire efficienza, competitività e attrattività del mercato italiano, promuovendo l'uso efficiente delle infrastrutture di trasporto esistenti ed evitandone il sottoutilizzo.

Con riferimento al recente DCO 413 che affronta il tema della riforma dei corrispettivi di trasporto, nel periodo transitorio 2018-2019 e nel 5° Periodo Regolatorio, cogliamo l'occasione per suggerire una soluzione che consenta una corretta allocazione dei costi in relazione alla funzione del servizio effettivo cui tali costi sono riconducibili (fornitura del servizio di trasporto, sicurezza e competitività) e ai soggetti beneficiari (Italia / Paesi terzi).

Ciò è perseguibile:

- enucleando dai costi riconosciuti all'impresa di trasporto quelli riconducibili ai c.d. "Progetti di Interesse Comune", ragionevolmente da recuperare attraverso meccanismi di *cross-border allocation*;
- valutando, sui costi residui, quale sia la capacità effettivamente funzionale a servire il mercato domestico (e i cui costi è corretto che continuino ad essere allocati agli *entry* sugli utenti che servono clienti in Italia), e quali siano i costi associati alle capacità strumentali a soddisfare le esigenze di sicurezza e competitività del sistema che invece dovrebbero essere sostenuti dai clienti che ne beneficiano.

In merito a questo secondo punto, riteniamo che una valida *proxy* dei costi funzionali al trasporto domestico possa essere ottenuta utilizzando il rapporto tra capacità di trasporto conferita in *entry* e capacità offerta. Nello specifico, tenuto conto che nell'anno termico in corso solo circa 2/3 della capacità di *entry* offerta è stata conferita, si ritiene che il restante 1/3 dei costi oggi recuperati in *entry* debba essere invece recuperato a valle del PSV: il fatto che tale capacità non sia stata prenotata dagli utenti conferma infatti che non è strumentale a garantire il servizio di fornitura ai clienti.

Tale approccio appare peraltro coerente con l'orientamento recentemente espresso dall'AEEGSI nel DCO 413/2017/R/GAS in cui l'Autorità dichiara che "*intende valutare l'ipotesi di individuare criteri che consentano di allocare a tali punti solo la porzione dei costi riconosciuti alle imprese di trasporto che riflettono l'effettivo grado di utilizzo delle infrastrutture*".

Di conseguenza, un'equa ripartizione dei ricavi riconosciuti all'impresa di trasporto dovrebbe comportare una ripartizione *entry/exit* prossima – ad oggi - al rapporto 33/67, in luogo del rapporto 40/60 ipotizzato nel DCO dall'AEEGSI – peraltro a nostro parere



insufficiente per incidere efficacemente su competitività ed attrattività del mercato italiano rispetto a quelli europei e su un utilizzo più efficiente delle infrastrutture esistenti di approvvigionamento.

La ripartizione 33/67 di cui sopra vale ad oggi e può essere adottata quantomeno nel primo anno del periodo transitorio, ma è aggiornabile per gli anni successivi, anche nel 5° periodo regolatorio, tenuto conto della evoluzione del rapporto capacità conferita/offerta.

Nel dettaglio, tale ripartizione può essere determinata a partire dalla base 50/50 di split dei costi tra entry ed exit che è indicata come riferimento anche dalla regolazione europea, secondo una modalità di calcolo illustrata di seguito:

*Ricavi da recuperare agli Entry: $(50\% * CT) * \text{Rapporto tra capacità di trasporto in entry conferita e capacità offerta} (= 33\% * CT \text{ ad oggi})$*

*Ricavi da recuperare agli Exit: $(50\% * CT) + (50\% * CT) * \text{Rapporto tra capacità di trasporto in entry non conferita e capacità offerta} (= 67\% * CT \text{ ad oggi})$,*

dove “CT” rappresenta i costi di trasporto restanti a valle della enucleazione dei costi da recuperare attraverso meccanismi di cross-border allocation.

Tale soluzione ha i pregi di:

1. basarsi su un rationale che giustifica la sua adozione e ne rende più solida l'applicazione;
2. essere replicabile ed aggiornabile in futuro, anche nel 5° RP, poiché può tener conto dell'evoluzione nel tempo del rapporto capacità prenotata/capacità offerta ai punti di *entry*;
3. consentire una maggior prevedibilità delle tariffe di trasporto agli *entry*.

Trattamento dei costi relativi alle infrastrutture di interesse transfrontaliero [OS5 – Europeizzazione delle regolazione delle infrastrutture di interesse transfrontaliero]

Per gli investimenti che si configurano come PIC (Progetti di Interesse Comune) e, come tali, sono soggetti alla c.d. “*Cross Border Cost Allocation*”, sarà importante individuare la corretta allocazione dei costi in funzione del beneficio apportato.



In altri termini, trattandosi di investimenti che non sono necessari a garantire il soddisfacimento della domanda nazionale, bensì hanno la funzione di incrementare la diversificazione delle fonti di approvvigionamento per il resto d'Europa, aumentandone la sicurezza, i relativi costi dovranno poter essere allocati ai Paesi che ne beneficeranno. Diversamente, a regole invariate si farebbero gravare sui consumatori italiani i costi sostenuti per investimenti volti a configurare l'Italia come un *hub* del gas, mentre i corrispondenti benefici verrebbero goduti dagli altri Paesi europei.

La porzione di costo associato alla creazione dell'*hub* del gas che l'Italia potrebbe giustificatamente sostenere è solo quella corrispondente al valore dell'esternalità positiva di cui beneficerebbe, riconducibile ad una maggior integrazione fisica con il resto del mercato del gas in Europa (es: allineamento quotazione mercato all'ingrosso), che dovrebbe essere opportunamente e solidamente valutata in modo da definire e sostenere la più corretta allocazione transfrontaliera.

Non sembrano peraltro ipotizzabili meccanismi di recupero di tali investimenti che si basino esclusivamente su soluzioni tariffarie del trasporto in Italia. In particolare, con riferimento agli investimenti funzionali al *reverse flow*, non sembra sostenibile il recupero dei costi intervenendo sul solo valore dei punti di *exit*:

- tariffe di *exit per l'esportazione* dimensionate per recuperare l'investimento per il *reverse flow* rischiano di essere talmente elevate da determinare un sottoutilizzo dell'infrastruttura di esportazione. Così facendo non verrebbero colti i potenziali benefici del controflusso e i costi di infrastrutture sottoutilizzate finirebbero con l'essere socializzati attraverso un incremento generalizzato delle tariffe di trasporto che peserebbe sui consumatori italiani;
- al contrario, tariffe di *exit per l'esportazione* capaci di garantire solo un recupero parziale dei costi, se da un lato incentivano l'uso della capacità, dall'altro non risolvono la questione dell'ingiustificato aggravio di costi a carico dei clienti in Italia, che dovrebbero comunque sostenere, attraverso una socializzazione sulle restanti tariffe, la parte restante dei costi.

Mercato della capacità [OS1 –Mercato elettrico più sicuro, efficiente e flessibile]

Date le evidenze circa la perdurante sofferenza nei mercati "energy only" di una parte significativa del parco produttivo nazionale in fase di recupero dei propri costi ed il parallelo incremento della quota di produzione derivante da fonti rinnovabili



caratterizzate da discontinuità e intermittenza dell'output, l'introduzione di un meccanismo di remunerazione della capacità è effettivamente utile al mantenimento di adeguati standard di sicurezza e continuità del servizio. L'introduzione di tale meccanismo rende però imprescindibile un elevato livello di:

- trasparenza, in fase di consultazione con gli operatori ed in fase di corretta identificazione degli obiettivi del meccanismo e degli effetti attesi;
- coerenza del meccanismo con altri elementi di rilievo per il settore elettrico, con particolare riferimento ai processi di integrazione dei mercati europei ed alle politiche ambientali volte alla de-carbonizzazione.

A tale riguardo: il Capacity Market ha come obiettivo primario dichiarato, fin dall'avvio delle relative discussioni, *l'adeguatezza del sistema*. Nell'ipotesi di abbinargli anche degli obiettivi di *flessibilità* - ovvero criteri di priorità o di premialità per impianti flessibili - occorrerebbe una valutazione più approfondita ed una consultazione del modello di flessibilità individuato.

Infatti, la flessibilità richiesta dal sistema potrebbe essere garantita in linea di principio secondo modalità differenti, ovvero:

- flessibilità egualmente garantita dagli impianti termoelettrici e dagli impianti FER, il che comporta la necessità di poter governare selettivamente anche le produzioni FER;
- flessibilità garantita esclusivamente o quasi dalle fonti termoelettriche, che ricoprirebbero quindi a tutti gli effetti il ruolo di back-up delle fonti rinnovabili, anche allo scopo – implicito – di massimizzare la produzione delle FER per obiettivi di natura ambientale.

Ma, ribadito che il Capacity Market persegue come obiettivo primario l'adeguatezza del sistema, ove nell'ambito del disegno di detto meccanismo si intendessero promuovere appunto – indirettamente - ulteriori obiettivi di natura ambientale premiando la flessibilità degli impianti termoelettrici, allora dovrebbero essere valorizzati adeguatamente tutti gli impianti che contribuiscono – indirettamente o direttamente - a queste finalità ambientali: quindi non solo gli impianti flessibili ma anche gli impianti a bassa emissione e a più bassa intensità carbonica, in modo da ridurre il rischio di risultati incoerenti con le citate politiche ambientali.

In tal senso, sarebbe opportuno valutare le modalità con cui introdurre all'interno del meccanismo e dei suoi algoritmi un indicatore che rappresenti il fattore di emissione carbonica del singolo impianto, quale l'EPS (Emission Performance Standard) suggerito anche in sede Europea nel c.d. "Winter Package".



Riguardo alla corretta definizione dei meccanismi di Capacity Market, si sottolinea inoltre l'importanza di calibrare correttamente gli *Strike price* previsti dal modello, in modo da evitare effetti distorsivi (ovvero l'introduzione di un vero e proprio cap implicito) sui mercati.

