

GAS NATURALE

LA RIFORMA DEL COSTO DI TRASPORTO PER LE CENTRALI TERMOELETTRICHE

RIFERIMENTI NORMATIVI

- Delibera 336/2016/R/gas
- DCO 613/2015/R/gas
- DCO 409/2015/R/gas
- Decreto legge 22 giugno 2012, n. 83

ARTICOLI CORRELATI

- Riforma del conferimento capacità per i termoelettrici: maggiore economicità? (Newsletter 191)
- Energy Outlook n. 2
- Energy Outlook n. 1
- Previsivo Osservatorio Energia n. 36

TAG
gas logistics, network regulation

La portata più rilevante del provvedimento risiede nella revisione delle penali di scostamento: il meccanismo giornaliero, con un k incrementato da 3 a 10, difficilmente potrà portare a vantaggi per la maggioranza degli operatori, mentre la rilevanza dei prodotti infra annuali dipenderà dal k che verrà loro attribuito e da logiche di ottimizzazione sui singoli impianti. Pubblicato dopo molto tempo dall'ultima consultazione e con soluzioni profondamente riviste, non vengono confermati gli aggiustamenti promessi per l'anno termico in corso, ma perché gli impianti possano effettivamente ottimizzare la prenotazione annuale rimangono cruciali le tempistiche di pubblicazione dei dettagli sui prodotti stagionali.

Dopo una lunga attesa, ha preso finalmente forma il progetto pilota per la riforma del conferimento di capacità di trasporto per le centrali termoelettriche (Delibera 336/2016/R/gas). Lungamente atteso dagli operatori, il provvedimento dovrebbe adeguare la struttura dei costi di trasporto (oggi esclusivamente fissi a livello annuale) alle esigenze del mercato, in cui i cicli combinati sono operati in modo sempre più flessibile. Questa esigenza è stata assecondata dal legislatore,¹ ma si scontra con la natura dei costi di rete, che è prevalentemente fissa e tarata sulla capacità giornaliera massima impegnata dal consumatore, nonché con l'impossibilità da parte del regolatore e ai sensi anche della normativa europea, di effettuare trattamenti diversificati per diversi soggetti allacciati alla rete. Ne è nato un lungo procedimento in cui l'Autorità ha messo in consultazione diverse soluzioni cercando di contemperare le diverse esigenze, incluse quelle del gestore della rete rivolte anche a garantire la semplicità operativa del meccanismo. La soluzione prospettata non è ancora definitiva, dato che non sono stati pubblicati alcuni parametri e tempistiche mentre, altri verranno confermati definitivamente solo entro il 5 agosto, ma alcuni punti fermi sono stati stabiliti:

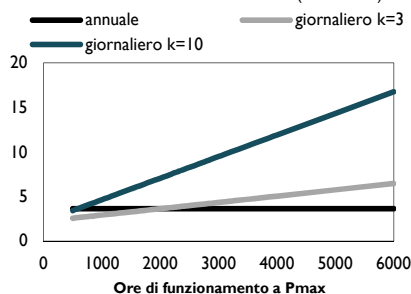
- il progetto pilota riguarda solo l'allocazione della capacità in riconsegna per gli impianti termoelettrici, rimanendo invariata la modalità di allocazione della capacità in uscita dalla rete (e le relative penalità di supero)²
- i prodotti di capacità a disposizione per l'allocazione di capacità ai punti di riconsegna sono gli stessi previsti ai punti di interconnessione con paesi comunitari confinanti ossia: annuale, semestrale, trimestrale, mensile, giornaliero, infra-giornaliero (ma questo per ora è stato ritenuto non applicabile al caso dei prelievi)
- tempi e costi dell'introduzione dei diversi prodotti infra-annuali rimangono da definire, mentre per il prodotto giornaliero si impone l'entrata in funzione entro gennaio 2017 (mentre era stato prospettato l'avvio nel corso di questo anno termico), e si prevede un riproporzionamento dei costi con un k pari a 10
- la penale per scostamento di capacità viene conseguentemente rimodulata e posta pari al 110% del corrispettivo giornaliero (prima era il 110% del corrispettivo annuale), con quindi una penalizzazione contenuta (10%) rispetto al prodotto giornaliero
- non viene dato seguito all'ipotesi di effettuare una compensazione "finanziaria" e retroattiva per l'AT 15 per gli impianti che avrebbero guadagnato con il nuovo regime (DCO 613/2015/R/gas).

Il livello del parametro k è determinante per valutare l'effettivo interesse per gli operatori ad utilizzare i prodotti di capacità *short-term* e quindi per definire l'effettiva opzione di sfruttamento della flessibilità. Esso è inoltre importante perché definisce anche l'impatto che la diversa struttura dei costi può avere sui prezzi dell'energia elettrica, che tendono a riflettere i costi variabili di produzione. E su questo è in particolare incentrata la delibera: nelle passate consultazioni si era infatti ipotizzato un livello di k pari a 3, rivisto e aumentato oggi in maniera rilevante, nonostante il criterio per la sua determinazione sia rimasto invariato. In base a questo criterio k è tarato in modo da garantire l'invarianza della spesa totale dei termoelettrici per il trasporto e quindi

¹ Decreto legge 22 giugno 2012, n. 83 "Misure urgenti per la crescita del Paese", Articolo 38, comma 2-bis.

² Oggi per questa capacità è disponibile solamente il prodotto annuale con tariffe diversificate per macro aree di prelievo.

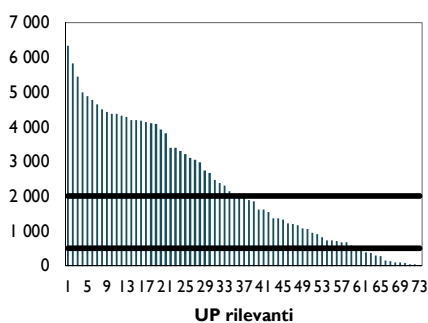
FIGURA 1. COSTI TRASPORTO GAS IMPIANTO
CCGT: PRODOTTI A CONFRONTO (Milioni €/a)



Oneri esclusi

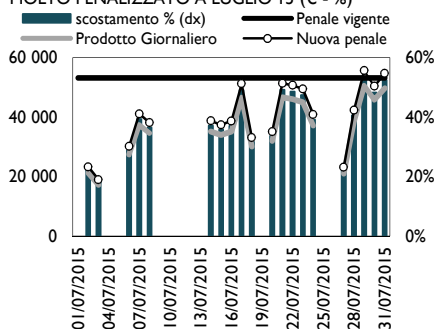
Fonte: elaborazioni REF-E

FIGURA 2. ORE EQUIVALENTI A PMAX NEL 2015
(Numero)



Fonte: elaborazioni REF-E

FIGURA 3. COSTO AGGIUNTIVO PER UN IMPIANTO
MOLTO PENALIZZATO A LUGLIO 15 (€ - %)



Fonte: elaborazioni REF-E

della quota dei costi complessivi di rete coperti da questa categoria di consumatori. Tale criterio può in effetti aprirsi a diverse interpretazioni applicative e risultare compatibile con livelli di k molto diversi: è infatti necessario simulare come sarà il comportamento dopo la riforma e capire quale è la situazione di riferimento presa per valutare il “prima” della riforma. Secondo le stime REF-E tuttavia il livello di k pari a 3 sembrava giustificato dai dati e dalle simulazioni di andamento del mercato nonché sufficientemente adeguato a consentire lo sfruttamento della flessibilità per quegli impianti che oggi effettivamente maggiormente contribuiscono alla modulazione (*Newsletter 191*). L'introduzione di una pluralità di prodotti infra-annuali (non prevista in precedenza) rispetto ai quali non è stata ancora definita un'ipotesi di livello di k rende impossibile sia l'analisi di impatto che la valutazione del criterio con cui è stimato il k del prodotto giornaliero, su cui l'Autorità chiede pareri motivati e osservazioni. Il livello del parametro k per il prodotto giornaliero è stato aumentato molto probabilmente immaginando un ricorso minore a questo strumento e solo per gli impianti che hanno una modulazione molto elevata, e quindi l'invarianza dovrebbe essere stata calcolata solo in riferimento a questi impianti.

Immaginando che un impianto abbia a disposizione solamente due opzioni, ossia acquistare solo capacità annuale o acquistare solo capacità giornaliera, l'acquisto di capacità esclusivamente giornaliera, con $k=10$ sarebbe conveniente solo per impianti che lavorano meno di circa 500 ore equivalenti (sarebbero 2,000 con $k=3$) (**Figura 1**). Nel 2015 (**Figura 2**) si trovavano in questa situazione 14 dei 73 cicli combinati rilevanti attivi sul mercato (37 invece hanno lavorato meno di 2,000 ore), ma nel 2016 potrebbero essere ancora meno data la riduzione del mercato rilevante prevedibile per i prossimi mesi (*Energy Outlook n. 2*).

La maggior parte degli impianti, per ottenere dei vantaggi dalla riforma, dovrà quindi ricorrere all'acquisto di un mix di prodotti, ottimizzando l'acquisto di capacità rispetto alle previsioni di andamento del mercato di breve periodo e tenendo conto di fattori moltiplicativi che oggi non sono noti.

Per quanto riguarda invece il prodotto giornaliero, data la rilevanza dell'incremento di costo rispetto al prodotto annuale, esso potrà essere utilizzato dalla maggior parte degli operatori solamente in occasione di estrema volatilità del mercato, in cui si realizzano picchi di domanda o riduzioni dell'offerta dei *competitor* inattesi (almeno fino al momento delle allocazioni mensili), andando di fatto a sostituire quelle che oggi sono le penali di scostamento.

Un picco di domanda per le centrali a gas di natura eccezionale si è realizzato nel luglio 2015. Molti cicli combinati hanno effettivamente superato in quel mese l'utilizzo della capacità prenotata annualmente, e si può stimare che le penali complessivamente pagate nel mese dai cicli combinati ammontino a circa 22 milioni di euro. Se gli stessi impianti, a parità di allocazione annuale, avessero fatto ricorso al nuovo meccanismo di allocazione giornaliera (prevedendo esattamente il loro scostamento), la spesa aggiuntiva si sarebbe fortemente ridotta, e sarebbe stata, con $k=10$, pari a 8.2 milioni di euro. Se invece nessuno fosse stato in grado di prevedere gli scostamenti e, sempre a parità di allocazioni sul prodotto annuale, invece di fare ricorso al prodotto giornaliero si fossero pagate le nuove penali la spesa aggiuntiva sarebbe stata 9 milioni di euro. La **Figura 3** riporta la situazione per un impianto che ha registrato scostamenti particolarmente elevati (l'ammontare della penale vigente è stato ripartito proporzionalmente su tutti i giorni del mese, inclusi quelli senza scostamento).

Immaginando che gli impianti abbiano trasferito nel prezzo dell'energia elettrica il maggiore costo dovuto alle penali sulla capacità di trasporto nel mese di luglio, il nuovo meccanismo avrebbe implicato un minore impatto anche sul prezzo dell'energia elettrica, indicativamente si può stimare che, grazie al nuovo meccanismo, il prezzo a luglio sarebbe stato inferiore di circa 6 €/MWh. Tuttavia tale impatto sarebbe stato simile anche assumendo solamente che al posto delle vecchie penali si applichino le nuove.

Questi confronti trovano un limite nel fatto che la presenza di prodotti infra-annuali e giornalieri porterà probabilmente a decisioni diverse anche rispetto alla prenotazione annuale da parte dei singoli impianti.

L'esercizio sottolinea comunque come la portata maggiore del provvedimento risieda nella revisione delle penali. Per il resto la presenza del meccanismo giornaliero, con

un k così elevato, difficilmente potrà portare a vantaggi per la maggioranza degli operatori, anche alla luce del fatto che picchi prolungati come quello del luglio 2015 rappresentano comunque eventi eccezionali e ripetibili con bassa probabilità.

Per i picchi maggiormente imprevedibili, come quelli che sempre più spesso caratterizzeranno il sistema, è anche possibile che il rischio di acquistare sul giorno prima una quantità sbagliata non valga il “piccolo” 10% di penalizzazione che si ha tra il prodotto giornaliero e la penale, soprattutto se la partecipazione alle aste giornaliere dovesse comportare costi aggiuntivi, ma questo dipende anche crucialmente dalle tempistiche con cui si svolgeranno le aste giornaliere (più vicine al tempo reale minore il rischio di errori di programmazione).

La rilevanza dei prodotti infra annuali è invece da dimostrare e dipende dal k che verrà loro attribuito. In ogni caso i prodotti infra-annuali saranno appetibili solamente per quegli impianti che storicamente hanno registrato stagionalità persistenti nel tempo (ad esempio minore produzione nei mesi primaverili) o nel caso del mensile per situazioni di picco che si prolungano per più mesi in modo prevedibile.

Per come si presenta oggi, il provvedimento sembra più che altro orientato a prevenire fenomeni di picchi di prezzo sul mercato elettrico in caso di aumenti improvvisi ed estremi della domanda dovuti alla presenza di penali eccessivamente onerose, mentre non sembra in grado di premiare gli impianti che maggiormente contribuiscono alla modulazione in condizioni “normali” del sistema, come sarebbe stato invece con $k=3$. Ma cruciale sarà la possibilità per gli operatori di conoscere con un certo anticipo rispetto alle prossime allocazioni anche le modalità e i costi degli altri prodotti infra-annuali.