

Criteria per il calcolo del prezzo di riserva per la capacità di rigassificazione continuativa nell'ambito del conferimento della capacità annuale e pluriennale

1. Il prezzo di riserva per le procedure di conferimento delle capacità per il servizio di rigassificazione continuativo è pari a:

$$PR_p = \max \left\{ \begin{array}{l} \alpha * \min[PSV_p - NEU_p; PSV_p - C_T - DeIT_p - RCI] \\ \min[T; P * \beta] \end{array} \right.$$

dove:

PR_p è il prezzo di riserva per la capacità in corso di anno termico relativa al periodo p di consegna del Gnl espresso in €/MWh per unità di energia del Gnl consegnato;

p è il periodo di consegna del Gnl e può essere pari a un anno termico nel caso di conferimenti annuali, ed in tal caso è indicato con $A+a$ dove a è l'indice sequenziale degli anni; a può assumere valori pari a 1 e 2, ed è pari a 1 per il primo anno termico successivo a quello in cui si svolge la procedura di conferimento;

α è un moltiplicatore pari a 0,9 nel caso l'ultimo mese dell'anno sia precedente al mese M^* e 0 negli altri casi;

PSV_p è la media delle quotazioni registrate negli ultimi 10 giorni-gas disponibili immediatamente precedenti il termine per la presentazione delle offerte del prodotto a termine con consegna nel periodo p al PSV, rilevate da ICIS-Heren; nel caso in cui non sia disponibile un prodotto quotato per il periodo p , si prende a riferimento il prodotto quotato per il periodo più breve che comprende il periodo p ovvero la media pesata per la durata che comprende il periodo p di prodotti contigui;

NEU_p è il maggiore fra:

- la media delle quotazioni registrate negli ultimi 10 giorni-gas disponibili immediatamente precedenti il termine per la presentazione delle offerte del prodotto a termine con consegna nel periodo p al TTF, rilevate da ICIS-Heren;
- la media delle quotazioni registrate negli ultimi 10 giorni-gas disponibili immediatamente precedenti il termine per la presentazione delle offerte del prodotto a termine con consegna nel periodo p al NBP, rilevate da ICIS-Heren;

nel caso in cui non sia disponibile un prodotto quotato per il periodo p , si prende a riferimento il prodotto quotato per il periodo più breve che comprende il periodo p ovvero la media pesata per la durata che comprende il periodo p di prodotti contigui;

C_T è la stima del costo unitario sostenuto dall'utente associato al conferimento ed all'utilizzo della capacità di rigassificazione, espresso in €/MWh, calcolata assumendo un prezzo di assegnazione nullo e tenendo conto:

- del costo fisso per la capacità di trasporto nel punto di entrata interconnesso con il terminale;
- dei costi variabili di trasporto incluse le componenti aggiuntive alla tariffa di trasporto e i corrispettivi riconosciuti in natura a copertura dei consumi delle imprese di trasporto;
- del corrispettivo per la copertura dei costi di ripristino Crs di cui al comma 7.2 dell'RTRG;
- dei corrispettivi riconosciuti in natura all'impresa di rigassificazione a copertura dei consumi e delle perdite del terminale.

I quantitativi di gas riconosciuti in natura sono valorizzati al prezzo PSV_p .

$DeIT_p$ è la media delle quotazioni registrate negli ultimi 10 giorni-gas disponibili immediatamente precedenti il termine per la presentazione delle offerte del prodotto *des Spot LNG Italy, offer*, pubblicato da Argus e relativo al periodo p in cui è prevista la consegna; nel caso in cui non siano quotati prodotti relativamente al periodo p il valore di $DeIT_p$ è calcolato come:

- a) per il periodo in cui sono disponibili quotazioni per il prodotto *US Gulf Coast fob LNG*, pubblicato da Argus

$$DeIT_p = DeIT_k \left(1 + \frac{USGC_p - USGC_k}{USGC_k} \right), \text{ dove:}$$

$DeIT_k$ indica la media delle ultime cinque quotazioni disponibili del prodotto *des Spot LNG Italy LNG*, pubblicato da Argus, e relativo al periodo k ;

$USGC_p$ indica la media delle ultime cinque quotazioni disponibili del prodotto *US Gulf Coast fob LNG*, pubblicato da Argus, e relativo al periodo p ;

$USGC_k$ indica la media delle ultime cinque quotazioni disponibili del prodotto *US Gulf Coast fob LNG*, pubblicato da Argus, e relativo al periodo k ;

k indica il mese o la frazione di mese, più avanti nel tempo, per cui è disponibile la quotazione del prodotto *des Spot LNG Italy LNG*, pubblicato da Argus;

b) per il periodo successivo a quello di cui alla precedente lettera a), per il quale sono disponibili quotazioni per il prodotto *LNG Des North East Asia (ANEA)*, pubblicato da Argus:

$$DeIT_p = ANEA_p - L, \text{ dove:}$$

$ANEA_p$ è la media delle quotazioni registrate negli ultimi 10 giorni-gas disponibili del prodotto *LNG Des North East Asia (ANEA)* espresse in €/MWh;

L è un parametro pari a 1,45 €/MWh;

M^* è l'ultimo mese del periodo più avanti nel tempo per cui risulti disponibile la quotazione del prodotto *LNG Des North East Asia (ANEA)*;

RCI è un parametro, pari a 0,34 €/MWh;

P è un parametro pari a 0,54 €/MWh;

β è un moltiplicatore pari a:

- 1	se	$p = A + 1$ e $C_o \leq C_1$;
- 2	se	$p = A + 1$ e $C_1 < C_o \leq 2C_1$;
- 5	se	$p \leq A + 1$ e $2C_1 < C_o \leq C_t$
- 2	se	$p = A + 2$ e $C_o \leq C_1$;
- 4	se	$p = A + 2$ e $C_1 < C_o \leq 2C_1$;
- 6	se	$p \leq A + 2$ e $2C_1 < C_o \leq C_t$
- 4	se	$p = A + 3$ e $C_o \leq C_1$;
- 6	se	$p = A + 3$ e $C_1 < C_o \leq 2C_1$;
- 8	se	$p \leq A + 3$ e $2C_1 < C_o \leq C_t$;
- 8	se	$p \geq A + 4$;

C_o è l'unità di capacità di rigassificazione in conferimento;

C_t è la capacità di rigassificazione del terminale;

C_1 è la capacità corrispondente ad una scarica al mese presso il terminale;

T è il corrispettivo tariffario Cqs di cui al comma 7.1 dell'RTRG.

2. Ai fini del calcolo del prezzo di riserva, il contenuto energetico del:

- gnl è assunto pari a 6700 kWh/mcl;
- gas è assunto pari a 10,98 kWh/Smc.