



**Pubblicazione ai sensi dell'articolo 7, comma 5, del TIRG (Allegato A alla delibera 660/2016/R/gas) - Criteri per il calcolo del prezzo di riserva per la capacità di rigassificazione ad inizio Anno Termico**

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

dove:

$PR_p$  è il prezzo di riserva per la capacità di rigassificazione relativa al periodo  $p$  di consegna del GNL, espresso in €/MWh per unità di energia del GNL;

$p$  è il periodo di consegna del GNL.

$\alpha$  è un moltiplicatore pari a:

- 0,9 nel caso in cui per il periodo  $p$  sia disponibile la quotazione del prodotto *LNG Des North East Asia (ANEA)* pubblicato da Argus;
- 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 tra:

- la media delle quotazioni registrate negli ultimi dieci 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 dieci 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, per ciascun servizio e per ciascuna procedura mensile, 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 del costo 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 dieci 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  $DeIT_p$  è calcolato come:

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

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



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:

$$DeIT_p = ANEA_p - L$$

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;

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

$P$  è un parametro pari a 0,54 €/MWh;

$\beta$  è un moltiplicatore pari a:

- 1 se  $p = A+1$  e  $C_0 \leq C_1$ ;
- 2 se  $p = A+1$   $C_1 \leq C_0 \leq 2C_1$ ;
- 5 se  $p \leq A+1$  e  $2C_1 \leq C_0 \leq C_t$ ;



- 2 se  $p = A+2$  e  $C_0 \leq C_1$ ;
- 4 se  $p = A+2$  e  $C_1 \leq C_0 \leq 2C_1$ ;
- 6 se  $p \leq A+2$  e  $2C_1 \leq C_0 \leq C_t$ ;
- 4 se  $p = A+3$  e  $C_0 \leq C_1$ ;
- 6 se  $p = A+3$  e  $C_1 \leq C_0 \leq 2C_1$ ;
- 8 se  $p \leq A+3$  e  $2C_1 \leq C_0 \leq C_t$ ;
- 8 se  $p \geq A+4$ .

dove:

$C_0$  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  $C_{qs}$  di cui al comma 7.1 dell'RTRG.

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.