

**CRITERI PER LA DETERMINAZIONE DELLE TARIFFE PER IL  
SERVIZIO DI RIGASSIFICAZIONE PER IL SECONDO PERIODO  
DI REGOLAZIONE**

Relazione tecnica relativa alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas  
4 agosto 2005, n. 178/05, predisposta ai sensi dell'articolo 23, commi 2 e 3, del decreto  
legislativo 23 maggio 2000, n. 164

**5 agosto 2005**

## INDICE

<b>1</b>	<b>INTRODUZIONE .....</b>	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>CONTESTO NORMATIVO .....</b>	<b>3</b>
2.1	Il quadro normativo.....	3
2.2	La rigassificazione in Italia.....	7
2.3	La regolazione del servizio di rigassificazione in Europa .....	8
<b>3</b>	<b>L'ORDINAMENTO TARIFFARIO DEL PRIMO PERIODO DI REGOLAZIONE..</b>	<b>12</b>
<b>4</b>	<b>L'ORDINAMENTO TARIFFARIO PER IL SECONDO PERIODO DI REGOLAZIONE .....</b>	<b>14</b>
<b>5</b>	<b>AMBITO DI APPLICAZIONE .....</b>	<b>16</b>
<b>6</b>	<b>DETERMINAZIONE DEI RICAVI DEL SERVIZIO DI RIGASSIFICAZIONE .....</b>	<b>17</b>
6.1	Aspetti generali .....	17
6.2	Il capitale investito netto riconosciuto .....	17
6.3	Il tasso di remunerazione del capitale investito .....	20
6.4	Gli ammortamenti economico-tecnici.....	24
6.5	I costi operativi.....	24
6.6	Ripartizione dei ricavi.....	26
<b>7</b>	<b>IL TRATTAMENTO DEI NUOVI INVESTIMENTI.....</b>	<b>27</b>
<b>8</b>	<b>STRUTTURA E ARTICOLAZIONE TARIFFARIA .....</b>	<b>29</b>
8.1	La tariffa per il servizio di rigassificazione continuativo .....	29
8.2	La tariffa per il servizio su base spot .....	30
8.3	Corrispettivi unitari di impegno e di approdo.....	30
8.4	Il corrispettivo variabile .....	31
<b>9</b>	<b>AGGIORNAMENTO ANNUALE DEI RICAVI E DELLE TARIFFE DI RIGASSIFICAZIONE.....</b>	<b>31</b>
<b>10</b>	<b>PROPOSTA, APPROVAZIONE E PUBBLICAZIONE DELLE TARIFFE .....</b>	<b>34</b>
<b>11</b>	<b>NUOVA CAPACITÀ .....</b>	<b>34</b>

## **1 INTRODUZIONE**

Il provvedimento oggetto della presente relazione tecnica (di seguito: il provvedimento) si inserisce nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 29 marzo 2005 n. 52/05, per la formazione dei provvedimenti in materia di tariffe per l'attività di utilizzo dei terminali di Gnl, ai sensi dell'articolo 23, commi 2 e 3 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, per il periodo di regolazione 1 ottobre 2005 – 30 settembre 2008.

La predisposizione del provvedimento è stata preceduta da una fase di consultazione dei soggetti interessati avviata con il documento 20 giugno 2005 relativo a "Criteri per la determinazione delle tariffe per l'attività di utilizzo dei terminali di Gnl per il secondo periodo di regolazione" (di seguito: documento per la consultazione 20 giugno 2005).

La consultazione che ha portato alla definizione del provvedimento oggetto della presente relazione tecnica è stata condotta in concomitanza a quella relativa alla regolazione in materia di adozione di garanzie di libero accesso al servizio di rigassificazione del gas naturale liquefatto e di norme per la predisposizione dei codici di rigassificazione, avviata con deliberazione 3 agosto 2000, n. 146/00. Le decisioni adottate dall'Autorità in materia di tariffe per il servizio di rigassificazione, sono state prese in coerenza con i criteri atti a garantire la libertà di accesso e di erogazione a parità di condizioni, l'imparzialità e la neutralità del servizio di rigassificazione in condizioni di normale esercizio, prevedendo obblighi a carico dei soggetti che erogano detto servizio fissati dall'Autorità con deliberazione 1 agosto 2005, n. 167/05 (di seguito: deliberazione n. 167/05).

## **2 CONTESTO NORMATIVO**

### ***2.1 Il quadro normativo***

L'articolo 1, comma 1, della legge n. 481/95 prevede che l'Autorità definisce un ordinamento tariffario:

- "certo, trasparente e basato su criteri predefiniti";
- di tutela degli interessi di clienti e consumatori attraverso "la promozione della concorrenza e dell'efficienza";
- in grado di assicurare la fruibilità e la diffusione del servizio con adeguati livelli di qualità in condizioni di economicità e redditività e di "armonizzare gli obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti il servizio con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse".

L'articolo 2, della legge n. 481/95 prevede:

- che l'Autorità stabilisce ed aggiorna, in relazione all'andamento del mercato, la tariffa base, i parametri e gli altri elementi di riferimento, in modo da assicurare la qualità, l'efficienza del servizio e l'adeguata diffusione del medesimo sul territorio nazionale, nonché la realizzazione degli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse, tenendo separato dalla tariffa qualsiasi tributo od onere improprio;
- che le tariffe devono essere intese come prezzi massimi del servizio al netto delle imposte.

Ai fini dell'aggiornamento delle tariffe, la legge n. 481/95 prevede l'utilizzo da parte dell'Autorità del meccanismo del *price-cap*, cioè di uno schema tariffario incentivante in base al quale l'Autorità, identificando, tra l'altro, il livello di costi da riconoscere agli esercenti, persegue un obiettivo annuale di recupero di produttività.

La legge 27 ottobre 2003, n. 290 (legge n. 290/03) ha integrato per il servizio elettrico, i criteri a cui l'Autorità è stata chiamata ad attenersi nella fissazione delle tariffe. In particolare la legge ha disposto:

- la rivalutazione del valore delle infrastrutture;
- l'utilizzo di un tasso di rendimento delle attività prive di rischio almeno in linea con quelle dei titoli di Stato a lungo termine;
- la simmetrica ripartizione tra utenti e imprese delle maggiori efficienze realizzate rispetto agli obiettivi definiti con il meccanismo del *price-cap*;
- l'applicazione del meccanismo del *price-cap* limitatamente ai costi operativi e agli ammortamenti, escludendo quindi i costi riconosciuti a remunerazione del capitale investito.

L'Autorità ha pertanto ritenuto coerente considerare le medesime disposizioni anche in relazione alle tariffe per il servizio di rigassificazione.

Nell'ambito del quadro regolatorio, l'Autorità, con deliberazione 30 maggio 2001, n. 120/01 (di seguito: deliberazione n. 120/01), ha definito i criteri per la determinazione delle tariffe per l'attività di utilizzo dei terminali di Gnl per il primo periodo di regolazione nel rispetto di quanto previsto in particolare:

- dall'articolo 23, comma 2 del decreto legislativo n.164/00 che prevede, tra l'altro, che l'Autorità determina le tariffe per l'attività di utilizzo dei terminali di Gnl: in modo da assicurare una congrua remunerazione del capitale investito;
- dall'articolo 23, comma 3, del decreto legislativo n.164/00 che prevede che le tariffe per l'attività di utilizzo dei terminali di Gnl devono permettere lo sviluppo dei terminali, incentivando gli investimenti per il potenziamento della capacità.

Con la deliberazione dell'Autorità 21 dicembre 2001, n. 311/01 (di seguito: deliberazione n. 311/01) adottata ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettera f) della legge n. 481/95, l'Autorità ha emanato, in coerenza con quanto previsto dall'articolo 21 del decreto legislativo n. 164/00, direttive per la separazione contabile e amministrativa,

anche al fine di verificare i costi delle singole prestazioni. L'analisi dei dati trasmessi da parte degli esercenti a seguito degli obblighi previsti in tali direttive consente un costante monitoraggio della dinamica di tali costi, anche al fine di verificare l'assenza di sussidi incrociati tra diverse attività, come richiesto dall'articolo 25, comma 1, lettera e), della Direttiva 2003/55/CE.

La disciplina di carattere generale sopra riportata è stata integrata dall'Autorità, con la deliberazione 15 maggio 2002, n. 91/02 (di seguito: deliberazione n. 91/02), relativamente alla specifica ipotesi in cui l'utente che richiede l'accesso al servizio di rigassificazione finanzia la realizzazione di un nuovo terminale. Tale disciplina è stata successivamente modificata con la deliberazione 31 luglio 2003, n. 90/03 (di seguito: deliberazione n. 90/03) per tener conto di quanto previsto dall'articolo 3, comma 27, della legge 12 dicembre 2002, n. 273 (di seguito: legge n. 273/02) la quale riconosce a chiunque investa nella realizzazione di nuovi terminali di Gnl il diritto di allocare, con criterio negoziato, una quota pari all'80% della nuova capacità realizzata, per un periodo pari almeno a 20 anni.

Con la deliberazione n. 90/03, l'Autorità ha previsto che:

- i soggetti titolari del diritto di allocazione negoziano le condizioni economiche per l'utilizzo o per la cessione della capacità oggetto del diritto, mediante procedure trasparenti;
- il mancato utilizzo su base annuale, ad eccezione dei casi in cui tale mancato utilizzo sia dovuto a cause non imputabili alla volontà del soggetto, di una quota superiore al 20% della capacità di rigassificazione oggetto del diritto di allocazione, determina la decadenza dal diritto di allocazione per l'intera capacità per l'anno successivo;
- l'erogazione del servizio di rigassificazione, nonché l'accesso alla capacità del terminale che non è oggetto del diritto di allocazione, sia disciplinata secondo le disposizioni generali definite dall'Autorità in materia di accesso ed erogazione del servizio.

L'articolo 22 della direttiva 2003/55/CE del 26 giugno 2003 del Parlamento europeo e del Consiglio (di seguito: direttiva 2003/55/CE) ha definito una specifica disciplina del diritto di accesso nel caso di realizzazione di nuovi terminali. In particolare, la citata direttiva ha previsto che il diritto di allocazione in via prioritaria della nuova capacità al soggetto che finanzia la nuova opera possa essere riconosciuto solo in esito a un'apposita procedura individuale, mediante una valutazione caso per caso, e sulla base di un apposito provvedimento (costitutivo di un tale diritto) dell'Autorità, ovvero di un altro organo competente che lo Stato membro può designare nella legge di attuazione della direttiva medesima.

La legge 23 agosto 2004, n. 239 (di seguito: legge n. 239/04), all'articolo 1, comma 17, prevede che i soggetti che investono, direttamente o indirettamente, nella realizzazione in Italia di nuovi terminali di rigassificazione di Gnl, o in significativi potenziamenti delle capacità delle infrastrutture esistenti sopra citate, tali da permettere lo sviluppo della concorrenza e di nuove fonti di approvvigionamento di gas naturale, possono richiedere, per la capacità di nuova realizzazione, un'esenzione dalla disciplina che prevede il diritto di accesso dei terzi.

L'esenzione è accordata, caso per caso, per un periodo di almeno venti anni e per una quota di almeno l'80 per cento della nuova capacità, dal Ministero delle attività produttive, previo parere dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Con il documento per la consultazione del 14 luglio 2004 “Garanzie di libero accesso al servizio di rigassificazione del gas naturale liquefatto e norme per la predisposizione dei codici di rigassificazione” (di seguito: documento di consultazione 14 luglio 2004) l'Autorità ha avviato la consultazione dei soggetti interessati allo scopo di definire i provvedimenti di cui all'articolo 24, comma 5, del decreto legislativo 164/00.

Infine, la deliberazione n. 167/05, recante “adozione di garanzie di libero accesso al servizio di rigassificazione del gas naturale liquefatto e di norme per la predisposizione dei codici di rigassificazione” contiene disposizioni valide per il terminale di Panigaglia e per terminali di rigassificazione di nuova realizzazione, anche se oggetto di esenzione dalla disciplina che prevede l'accesso ai terzi ai sensi dell'articolo 1, comma 17, della legge n. 239/04. Gli obblighi e i criteri definiti dalla deliberazione n.167/05 hanno l'obiettivo di:

- definire norme di conferimento valide per la capacità del terminale di Panigaglia, che diano priorità ai contratti di importazione pluriennali senza fornire opportunità di accaparramento di capacità; tali norme si applicano anche a terminali, o potenziamenti, relativamente ai quali il Ministero non conceda l'esenzione dalla disciplina di accesso dei terzi;
- assicurare la massima partecipazione e trasparenza delle procedura per il conferimento iniziale di capacità di nuova realizzazione;
- individuare la disponibilità di capacità non utilizzata con tempistiche idonee a garantire un'ampia partecipazione alle procedure di conferimento ed una possibilità di utilizzo maggiore rispetto a quanto riscontrato relativamente al servizio di rigassificazione spot, mediante la definizione di criteri minimi per una programmazione e utilizzo efficienti della capacità;
- promuovere un conferimento della capacità ai richiedenti corrispondente alla effettiva gestione delle disponibilità di Gnl degli stessi, prevedendo la perdita della capacità in caso di mancato utilizzo e l'applicazione di penali in caso di inosservanza della programmazione.

Con successivo provvedimento saranno definite le procedure per l'allocazione della capacità residua dei nuovi terminali sulla base dei criteri che il Ministero è tenuto a definire ai sensi dell'articolo 1, comma 20, della legge n. 239/04. In particolare le disposizioni del Ministero potranno essere recepite in una deliberazione di modifica della deliberazione n. 91/02, che ha disciplinato il diritto di allocazione di cui all'articolo 27, comma 2, della legge 12 dicembre 2002, n. 273 nei casi di realizzazione di nuovi terminali di Gnl e di potenziamento di terminali esistenti.

## 2.2 *La rigassificazione in Italia*

In Italia è attualmente in esercizio il solo terminale di rigassificazione di Gnl (di seguito: terminale di Gnl o terminale), sito a Panigaglia (La Spezia). Il terminale, entrato in esercizio nel 1971, ha funzionato con continuità sino al 1980 alimentato da Gnl di origine libica. Tra gli anni 1980 e 1997 il terminale ha funzionato in maniera discontinua. A seguito della ristrutturazione del terminale, avvenuta tra il 1990 ed il 1996, nel 1997 è ripresa con continuità l'attività di rigassificazione<sup>1</sup>.

Le previsioni di crescita dei consumi nazionali di gas naturale, cui fa riscontro un accentuato declino della produzione nazionale, hanno suscitato fra gli operatori del settore l'interesse alla realizzazione di nuovi progetti di importazione, anche al fine di garantirsi l'accesso al sistema nazionale del gas in maniera indipendente dall'operatore dominante che controlla tutte le infrastrutture di importazione esistenti. In particolare sono stati presentati una serie di progetti di realizzazione di nuovi terminali di Gnl, alcuni dei quali in fase avanzata. Tra questi:

- il progetto presentato dalla società Edison Spa, relativo alla costruzione di un terminale di Gnl sito nel mare Adriatico al Largo di Porto Levante (Rovigo), ha ottenuto dal Ministero delle attività produttive in data 11 novembre 2004 l'autorizzazione ad esercire, per una capacità di rigassificazione di Gnl fino a 8 miliardi Smc/anno. Nell'ottobre 2004 è stato emanato il decreto di pronuncia di compatibilità ambientale relativo al metanodotto di collegamento del terminale alla rete nazionale di trasporto. L'Autorità garante per la concorrenza ed il mercato, con il provvedimento I615 pubblicato nel bollettino settimanale n. 13/2004, ha dato il suo benestare alla costituzione della società avente per oggetto la realizzazione e la gestione del terminale. Infine, con deliberazione 23 novembre 2004, n. 206/04, l'Autorità, ha espresso parere positivo alla richiesta da parte del Ministero delle attività produttive in merito allo schema di concessione di un'esonazione dalla disciplina che prevede il diritto di accesso di terzi alla società Edison Lng Spa.
- il progetto presentato inizialmente dalla società British Gas Italia Spa per la realizzazione del terminale di rigassificazione di Gnl di Brindisi per una capacità fino a 8 miliardi di Smc di gas è stato autorizzato con decreto del 21 gennaio 2003 dal Ministero delle attività produttive di concerto con il Ministero dell'ambiente e tutela del territorio e d'intesa con la regione Puglia; in data 21 ottobre 2003, il Ministero delle attività produttive ha autorizzato il trasferimento di tale autorizzazione alla società BG Brindisi Lng Spa. L'Autorità garante per la concorrenza e per il mercato con il provvedimento 9 ottobre 2003, n. 12504 ha valutato l'operazione idonea a favorire l'ingresso sul mercato italiano di nuovi operatori indipendenti dall'operatore dominante nonché a garantire una diversificazione geografica e tipologica delle fonti di approvvigionamento. L'Autorità con delibera 22 marzo 2005, n. 46/05, ha espresso parere favorevole ad un'esonazione della disciplina che prevede il diritto di accesso di terzi pari ad una quota dell'80 per cento di capacità di rigassificazione per un periodo di 20 anni.

---

<sup>1</sup> Per approfondimenti in merito al servizio di rigassificazione in Italia si rimanda al paragrafo 1.3 del documento di consultazione 20 giugno 2005.

- il progetto presentato dalla società Offshore Lng Toscana (Olt) è attualmente in fase avanzata di istruttoria. Esso prevede la realizzazione di un terminale di Gnl su nave a largo di Livorno, per una capacità complessiva di circa 4 miliardi di Smc/anno, espandibili a 6 e collegato a terra con un gasdotto. La Regione Toscana ha espresso parere favorevole; la Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) è in fase di conclusione.
- il progetto Edison-BP-Solvay, per una capacità complessiva prevista di 3 miliardi di Smc/anno, aveva ricevuto parere negativo dalla Regione Toscana e numerose richieste di varianti dal Comune. Recentemente, le tre società hanno presentato un'ipotesi di variante del progetto che prevede il trasferimento per gli impianti di approvvigionamento del gas all'interno del perimetro dello stabilimento Solvay e l'interramento delle relative condotte oltre al potenziamento della capacità di rigassificazione a 8 miliardi di Smc/anno. Il Comune ha commentato positivamente le varianti del progetto mentre la Regione, dal canto suo, ribadisce la necessità che l'operazione tenga conto dello sviluppo del quadro infrastrutturale territoriale, che registra l'esistenza anche del progetto di Olt.

In corso di istruttoria vi sono altri progetti concernenti terminali di rigassificazione:

- Gioia Tauro, progetto presentato dalla società LNG Terminal che prevede la rigassificazione di 12 miliardi Smc/anno;
- Taranto e Trieste, progetti presentati dalla società Gas Natural che presentano caratteristiche simili e prevedono ciascuno una capacità fino a 8 miliardi di Smc/anno;
- Priolo, Augusta, Melilli, nei pressi di Siracusa, progetto presentato dalla Erg Power&Gas e Shell Energy Europe per una capacità di 8 miliardi di Smc/anno;
- Trieste offshore, progetto presentato dalla società Endesa anch'esso per 8 miliardi di Smc/anno;
- Porto Empedocle, titolare del progetto è la società Nuove Energie srl appartenente al gruppo Siderurgica Investimenti per una capacità di 8 miliardi di Smc/anno.

### ***2.3 La regolazione del servizio di rigassificazione in Europa***

In alcuni stati la gestione dei terminali è stata attribuita a società di nuova costituzione (Fluxys LNG, Gnl Italia) mentre in altri la proprietà e gestione è ancora integrata verticalmente nei gruppi energetici nazionali (Gaz de France, Gas de Portugal, Depa) anche se in un regime in cui è garantito l'accesso dei terzi alle infrastrutture di rigassificazione.

Nel seguito si riportano alcuni dettagli sulla regolazione del servizio di rigassificazione esistente in Belgio, Spagna e Francia e sulle modalità operative con cui è avvenuto il recepimento nel Regno Unito della direttiva 2003/55/CE.



### *La tariffe per l'utilizzo dei terminali in Belgio*

La società proprietaria che gestisce il terminale di Zeebrugge è la Fluxys LNG. Nel 2003, a seguito di un'indagine di mercato tra gli utenti del terminale che ha evidenziato richieste future largamente eccedenti la capacità di rigassificazione installata, è stato avviato un progetto per il raddoppio del terminale, per la cui realizzazione si stima un investimento pari a circa 165 milioni di Euro. La nuova capacità, la cui entrata in esercizio è prevista nel 2007, è stata interamente contrattualizzata per i 20 anni successivi all'entrata in servizio da Qatar Petroleum, Exxon Mobil e dalle relative controllate. Verrà realizzato anche un impianto per operare il servizio di *blending*, che sarà soggetto a regolazione separata.

La normativa belga, prevede che entro il 15 aprile di ogni anno la Fluxys LNG presenti al regolatore, CREG, una proposta tariffaria sulla base dei propri costi. Le tariffe proposte, dopo essere state approvate, entrano in vigore dall'1 gennaio dell'anno successivo.

I criteri utilizzati per la definizione delle tariffe per l'utilizzo del terminale di rigassificazione nel 2005 prevedono la definizione del capitale investito (*RAB*) e del costo medio ponderato del capitale prima delle imposte (*WACC pre tax*), dei costi operativi e degli ammortamenti. Il valore del capitale investito è stato determinato una prima volta in base al costo di ricostruzione, tenendo conto degli ammortamenti già effettuati, e viene successivamente aggiornato ogni anno tenendo conto dei nuovi investimenti e delle dismissioni. Al capitale investito si applica il *WACC pre-tax*, indicato pari al 7,1%. Tale valore è riferito all'insieme delle attività regolate di Fluxys e non alla sola attività di rigassificazione.

Le tariffe soggette a regolazione per l'utilizzo del terminale belga di Zeebrugge sono relative a:

- ricezione e scarico delle metaniere;
- stoccaggio di base;
- stoccaggio di flessibilità;
- capacità di immissione in rete del Gnl rigassificato (continua o interrompibile).

Gli utenti del terminale, che scaricano un volume di gas maggiore o uguale a 125.000 mc di Gnl, devono acquistare il servizio di stoccaggio di base per una durata minima di 5 giorni. Qualora al termine dei 5 giorni ci sia ancora del gas in stoccaggio, i clienti sono tenuti ad acquistare il corrispondente stoccaggio di flessibilità.

### *La tariffe per l'utilizzo dei terminali Gnl in Spagna*

I quattro terminali di Gnl attualmente attivi in Spagna rappresentano oltre il 45% della capacità di rigassificazione attualmente installata in Europa. Inoltre è in programma la realizzazione di altri due nuovi terminali, a Sagunto e Ferreol. Il 58% del gas naturale consumato in Spagna proviene dai terminali di rigassificazione.

I criteri di base della regolazione dei terminali di rigassificazione prevedono che i ricavi dell'infrastruttura siano pari alla somma della remunerazione del capitale investito e dei costi di esercizio e manutenzione. Il valore del capitale investito ed i costi di esercizio e

manutenzione sono definiti con riferimento ai dati fisici delle infrastrutture ed a costi unitari di riferimento. Il tasso di remunerazione del capitale investito è data dalla somma di due termini: il primo relativo all'ammortamento ed il secondo alla remunerazione del capitale. L'ammortamento è calcolato come rapporto tra il valore dell'investimento e la sua vita tecnica utile; la remunerazione del capitale è pari al rendimento dei titoli di stato spagnoli a 10 anni aumentato dell'1,5%. Il valore dei ricavi ammessi per l'infrastruttura è aggiornato annualmente utilizzando il valore medio degli incrementi dei prezzi al consumo e dei prezzi industriali ed un fattore di recupero di efficienza fissato annualmente. Nell'anno termico 2003 il recupero di produttività è stato fissato a 0,85; la remunerazione del capitale investito al 6,51%.

Le tariffe per l'utilizzo dei terminali Gnl in Spagna sono definite con decreto del Ministro dell'Economia e sono suddivise in due quote:

- la tariffa di rigassificazione;
- la tariffa di stoccaggio del Gnl.

La tariffa di rigassificazione include l'utilizzo delle infrastrutture necessarie per lo scarico delle navi, il trasporto allo stoccaggio del Gnl, lo stoccaggio operativo per 10 giorni, la rigassificazione vera e propria. La tariffa di rigassificazione è composta dalla somma di due termini: uno di capacità ed uno proporzionale al flusso.

Nel calcolo della quota di capacità, si utilizza il valore di contratto se il massimo flusso effettivo è compreso tra l'85% ed il 105% di quello di contratto. Se la capacità utilizzata è inferiore all'85% di quella di contratto si paga comunque l'85% di quella di contratto, se è maggiore del 105% c'è una penalizzazione.

La tariffa di stoccaggio va corrisposta dagli utilizzatori dei terminali nel caso in cui utilizzino lo stoccaggio per una durata superiore al periodo di 10 giorni già incluso nella tariffa di rigassificazione. In tal caso gli importi da corrispondere sono determinati in funzione dei volumi stoccati e della durata della stoccaggio.

Il terminale in corso di realizzazione nell'estuario del fiume El Ferrol, a Murgados, in Galizia, ha una capacità pari a circa 3,6 miliardi di metri cubi/anno. La costruzione è iniziata nel 2004, e l'entrata in esercizio è prevista tra la fine del 2006 e l'inizio del 2007. Il progetto prevede l'utilizzo di un rapporto di *gearing* elevato che si giustifica con la forza del gruppo proponente l'iniziativa, che è stato in grado di offrire *tolling agreement*, attraverso Union Fenosa ed Endesa, per l'utilizzo ai fini della produzione di energia elettrica in impianti CCGT di una quota pressoché totale della capacità del terminale.

Il secondo progetto in corso di realizzazione in Spagna, quello di Sagunto, è per un terminale di capacità iniziale pari a 6,6 miliardi di mc/anno, di cui è previsto il raddoppio nel 2010, e che include una centrale elettrica da 1200 MW.

#### *La tariffe per l'utilizzo dei terminali Gnl in Francia*

I due terminali di rigassificazione francesi sono entrambi gestiti dalla società Gaz de France, che opera alle condizioni economiche determinate dal Ministero dell'Economia francese su proposta dell'Autorità di regolazione, CRE, con modalità operative definite

in maniera autonoma dalla stessa società, secondo criteri trasparenti e non discriminatori pubblicati sul sito internet dell'azienda.

La metodologia utilizzata per la definizione delle tariffe include la valutazione del valore del capitale investito cui si applica la remunerazione del capitale (*WACC pre-tax*) ed il riconoscimento dei costi operativi e dell'ammortamento. Il valore del capitale investito viene determinato con il costo storico rivalutato e tenendo conto degli ammortamenti già effettuati. I costi operativi sono stati determinati estrapolando i valori presentati nei conti aziendali separati per gli anni dal 2002 al 2004. La remunerazione del capitale investito è pari al 9,75% per gli assets realizzati prima del 2004, e dell'11% per quelli realizzati dopo. La maggiorazione del tasso di remunerazione per gli investimenti effettuati dopo il 2004 è motivata dalla necessità di stimolare investimenti in infrastrutture cruciali alla promozione della concorrenza nel settore del gas nella Francia meridionale.

Le tariffe per l'utilizzo dei terminali in vigore attualmente risultano composte da quattro termini:

- TND: termine relativo alla ricezione della nave, definito con un corrispettivo per ogni attracco;
- TQD: termine proporzionale alla quantità di gas scaricato e rigassificato;
- TUS: termine relativo all'utilizzo dello stoccaggio del Gnl e proporzionale alla durata di utilizzo ed ai volumi utilizzati;
- TN: termine relativo al consumo di gas del terminale (pari allo 0,5% delle quantità di gas scaricato).

L'utilizzo dello stoccaggio è gratuito se il carico di Gnl viene rigassificato e completamente immesso in rete in 5 giorni. L'utilizzo eccedente dello stoccaggio è invece oneroso. La durata di utilizzo dello stoccaggio del terminale non può comunque eccedere il termine massimo di 90 giorni, compatibilmente con le esigenze operative.

In corrispondenza dei terminali di rigassificazione è prevista la realizzazione di un punto di scambio che consenta agli operatori di scambiare tra loro quantitativi di gas liquefatto. L'accesso a tali punti di scambio, regolato dalle stesse disposizioni citate per l'utilizzo dei terminali di rigassificazione, prevede un costo di accesso annuale fisso, ed un termine proporzionale alle quantità di gas scambiate.

#### *Terminali di Gnl in Gran Bretagna*

In Gran Bretagna sono in esercizio 5 impianti in cui il gas naturale viene liquefatto, stoccato e reso disponibile in parte per la società di trasporto (ai fini del supporto alla trasmissione, della riserva di sistema e come margine operativo) ed in parte per gli shippers ai fini del bilanciamento giornaliero. Uno di questi impianti (quello di Isle of Grain) è in corso di trasformazione in un terminale di importazione di Gnl.

L'esenzione dall'obbligo dell'accesso regolato dei terzi ai terminali di Gnl può essere rilasciata dall'Ofgem, in accordo con quanto previsto dalla direttiva Europea sul mercato interno del gas naturale come recepita nella legislazione britannica.

La procedura per il rilascio dell'esenzione dall'accesso regolato prevede che il proponente l'iniziativa presenti una documentata richiesta all'Ofgem, da cui si evinca il rispetto dei seguenti criteri:

- il nuovo terminale, con la capacità aggiuntiva che introduce nel sistema, deve contribuire al miglioramento della sicurezza degli approvvigionamenti;
- il livello di rischio connesso alla costruzione del terminale deve essere tale che qualora l'esenzione non fosse rilasciata il proponente non procederebbe alla realizzazione dell'investimento;
- il terminale deve essere posseduto da un soggetto diverso dal trasportatore cui sarà connesso;
- i costi del nuovo terminale dovranno essere coperti dagli utilizzatori del nuovo impianto;
- l'esenzione non deve costituire ostacolo alla competizione, alla realizzazione di un mercato del gas efficiente o al funzionamento dei gasdotti collegati.

Per ogni singolo terminale l'Ofgem, ricevuta la richiesta, avvia un processo pubblico di consultazione, al termine del quale, qualora le condizioni richieste siano verificate, viene rilasciata l'esenzione, di cui viene anche stabilita la durata. L'esito del procedimento viene comunicato dall'Ofgem alla Commissione Europea, che ha due mesi di tempo per esprimere il proprio parere.

Ad oggi l'Ofgem, ha rilasciato le seguenti esenzioni:

- terminale di South Hook a Milford Haven, con durata di 25 anni sia per la prima fase della realizzazione da 10,5 miliardi di mc/anno che per il successivo raddoppio;
- terminale Dragon a Milford Haven, con durata di 20 anni sia per la prima fase della realizzazione da 6 miliardi di mc/anno che per il successivo raddoppio;
- terminale di Isle of Grain con durata di 20 anni per la prima fase della realizzazione da 4,5 miliardi di mc/anno e di 25 anni per la successiva espansione di 10 miliardi di mc/anno (l'entrata in esercizio della prima sezione è prevista nel primo quadrimestre del 2005).

### **3 L'ORDINAMENTO TARIFFARIO DEL PRIMO PERIODO DI REGOLAZIONE**

I criteri relativi al sistema tariffario del primo periodo di regolazione sono stati definiti con la deliberazione n. 120/01. La definizione dei ricavi di riferimento ha comportato l'identificazione degli elementi di costo relativi all'attività di rigassificazione in modo tale da garantire sia la copertura dei costi operativi sia di quelli di capitale con una congrua remunerazione del capitale investito secondo le disposizioni del decreto legislativo n.164/00.

I ricavi di riferimento si riferivano all'unico terminale di rigassificazione di Gnl, sito a Panigaglia e di proprietà della società Gnl Italia Spa, esistente ed in esercizio all'inizio

del periodo di regolazione. Gli elementi principali del provvedimento tariffario sono di seguito riassunti:

- WACC reale pre tax pari al 9,15% del capitale investito netto;
- ripartizione iniziale tra la componente legata alla capacità e quella connessa al volume di gas effettivamente rigassificato rispettivamente pari al 70% e al 30% dei ricavi di riferimento;
- incentivi ai nuovi investimenti destinati al potenziamento o alle realizzazioni di nuovi terminali, mediante la remunerazione degli incrementi patrimoniali con una componente addizionale di ricavo, non soggetta a rettifiche annuali e a recuperi di produttività, a partire dall'anno termico successivo all'anno solare in cui l'investimento entra in esercizio, così suddivisa:
  - per la capacità, un ricavo addizionale pari al 9,09% del valore dell'incremento patrimoniale relativo agli investimenti, riconosciuto per ciascun anno termico fino alla fine del primo periodo di regolazione;
  - per i volumi, un corrispettivo unitario integrativo in misura pari al 6,06% dell'incremento patrimoniale diviso per i volumi rigassificati nell'anno 2000, riconosciuto in ciascuno dei sei anni termici successivi all'entrata in esercizio dell'investimento;
- aggiornamento annuale dei ricavi sulla base di meccanismi di adeguamento che prevedevano un incremento pari all'inflazione dell'anno solare precedente e una riduzione pari al recupero di produttività, definito per tutto il periodo di regolazione; l'aggiornamento delle componenti avviene mediante:
  - *revenue cap*, applicato alla quota parte dei ricavi di *capacity*, con recupero di produttività pari all'1%;
  - *price cap*, applicato al corrispettivo unitario relativo ai volumi rigassificati, con recupero di produttività pari al 2%.
- applicazione di fattori correttivi ai ricavi che hanno garantito all'impresa di rigassificazione la copertura di una quota parte consistente dei costi indipendentemente dai volumi rigassificati;
- capacità di trasporto nel punto di entrata della rete nazionale di gasdotti dal terminale di Panigaglia interamente allocata all'operatore del terminale in modo da garantire l'accesso alla rete di tutti i volumi rigassificati. I costi di capacità sono stati allocati agli utilizzatori del terminale in base alle quantità contrattuali di gas naturale liquefatto consegnate mensilmente.

#### **4 L'ORDINAMENTO TARIFFARIO PER IL SECONDO PERIODO DI REGOLAZIONE**

Nel documento per la consultazione 20 giugno 2005, l'Autorità ha prospettato i contenuti della disciplina tariffaria per il secondo periodo di regolazione, articolati come segue:

- prevedere un periodo di regolazione della durata di tre anni al fine di articolare la regolazione del prossimo triennio sulla base delle specifiche del terminale di Panigaglia e di anticipare criteri di riferimento che potranno essere adottati in un contesto di offerta più articolato demandando al successivo periodo la relativa regolazione di dettaglio;
- incentivare i nuovi investimenti per assicurare lo sviluppo delle infrastrutture di rigassificazione per garantire un'offerta di capacità che assicuri adeguati margini rispetto alla esigenza di sviluppo della domanda e per favorire lo sviluppo della concorrenza nel mercato interno;
- introdurre misure che favoriscano la realizzazione dei terminali di rigassificazione anche in mancanza di soggetti titolari del diritto di allocazione ai sensi dell'articolo 27 della legge n. 273/02 a garanzia dello sviluppo della concorrenza nel mercato interno e di una maggiore liquidità del mercato a supporto di una prospettica funzione di hub del territorio italiano per il resto del continente europeo;
- garantire una maggiore stabilità tariffaria durante il periodo di regolazione rivedendo il meccanismo di conguaglio e prevedere, a partire dall'entrata in esercizio di nuovi terminali, la sostituzione dell'attuale fattore correttivo tramite un meccanismo che assicura una quota di ricavi la cui copertura è posta a carico del sistema tariffario del trasporto;
- prevedere, misure atte a favorire l'utilizzo dei nuovi terminali quali una diminuzione del corrispettivo di capacità per il trasporto relativo al punto di entrata interconnesso con il terminale e la definizione di un corrispettivo di capacità sulla base della capacità di rigassificazione del terminale;
- definire criteri che comportino il più possibile la determinazione ex-ante delle posizioni di costo degli utenti e non introducano o assecondino discriminazioni ingiustificate tra gli operatori.

Nell'ambito della consultazione, parecchie osservazioni pervenute all'Autorità hanno evidenziato le seguenti esigenze:

- mantenere la durata del periodo di regolazione pari a quattro anni, in modo da renderlo coerente con i tempi di realizzazione previsti per il potenziamento del terminale esistente, volto ad incrementare la capacità di rigassificazione, e coincidente con quello relativo all'attività di trasporto;
- riconoscere incrementi del tasso di remunerazione dei nuovi investimenti destinati alla realizzazione di nuova capacità di rigassificazione superiori a quelli relativi a investimenti che determinano maggior utilizzazione del terminale e per un arco temporale maggiore rispetto al periodo regolatorio;

- prevedere che il trasferimento di una quota garantita dei ricavi di rigassificazione non ricada sul sistema di trasporto in quanto si introdurrebbero sussidi incrociati tra attività distinte, alterando le dinamiche competitive dei due settori e distorcendo i segnali di prezzo per gli utenti del servizio;
- mantenere l'applicazione annua del fattore correttivo, apportandone opportune modifiche in modo tale che venga garantita una maggiore stabilità tariffaria nel corso del periodo di regolazione;
- prevedere la determinazione di corrispettivi nei punti di entrata interconnessi con terminali di Gnl sulla base della capacità di trasporto prevista in conferimento ed evitare ulteriori riduzioni dei corrispettivi di capacità sui punti di entrata della rete nazionale rispetto a quelli previsti dal quadro normativo in vigore;
- prevedere che il tasso di remunerazione del capitale investito tenga conto del rischio specifico dell'attività di rigassificazione e che la determinazione del valore per il recupero di produttività sia definito in funzione anche degli obblighi relativi agli adempimenti previsti nel codice di rigassificazione.

Alla luce degli esiti della consultazione e tenuto conto dell'esperienza maturata nel primo periodo di regolazione l'Autorità ha previsto di:

- prevedere un periodo di regolazione di durata di tre anni in modo da renderlo congruente con il presumibile avviamento di nuovi terminali nonché con la verifica sull'efficacia delle nuove misure di promozione previste dalla presente delibera;
- prevedere una disciplina tariffaria che incentivi lo sviluppo delle infrastrutture di rigassificazione e determini condizioni favorevoli alla concorrenza nel mercato interno, incentivando i nuovi investimenti mediante il riconoscimento di un tasso di remunerazione maggiorato rispetto a quello riconosciuto sul capitale esistente al termine dell'esercizio 2004 e per una durata superiore al periodo di regolazione in funzione delle diverse tipologie di investimento;
- favorire lo sviluppo di nuovi terminali oltre che con il differenziale sul capitale investito anche assicurando il ritorno del capitale investito netto attraverso la sottoscrizione di impegni di lungo periodo, o, in alternativa, con un onere di sistema in capo al trasporto;
- garantire una maggior stabilità tariffaria durante il periodo di regolazione, rivedendo il meccanismo di conguaglio, ripartendone l'ammontare su più anni termici nel caso in cui vengano calcolati fattori correttivi superiori ad una determinata soglia dei ricavi di riferimento, prevedendo, a partire dall'entrata in funzione dei nuovi terminali, la sostituzione dell'attuale fattore correttivo con la garanzia di cui al punto precedente;
- introdurre, a partire dall'entrata in esercizio di nuovi terminali, una riduzione del corrispettivo di entrata alla rete nazionale interconnessa con i nuovi terminali da applicarsi ai soggetti che richiedono capacità continua di rigassificazione;
- prevedere la definizione di un corrispettivo di entrata con riferimento all'intera capacità del punto di entrata, mentre la capacità di trasporto è allocata all'operatore del terminale nella misura da questi richiesta;

- applicare, per la determinazione dei costi operativi riconosciuti, il criterio del *profit sharing*, riconoscendo alle imprese la metà degli ulteriori recuperi di produttività realizzati in eccesso rispetto a quelli prefissati ai sensi della deliberazione n. 120/01, tenuto conto dei costi operativi riconosciuti per i nuovi investimenti effettuati nel primo periodo di regolazione;
- applicare il recupero di produttività alle sole componenti del vincolo relative ai costi di gestione e alla quota ammortamento sottoponendo la quota parte dei ricavi garantiti riconducibili alla remunerazione del capitale investito netto ad un aggiornamento mediante ricalcolo annuale del costo storico rivalutato del capitale investito netto;
- applicare una ripartizione dei ricavi tra le componenti *capacity* e *commodity* rispettivamente pari all'80 e al 20 per cento e suddividere ulteriormente la componente *capacity* in una quota pari al 10%, relativa agli approdi effettivi, e il rimanente 90% in una quota di ricavi relativa agli impegni contrattuali di capacità;
- definire l'articolazione dei corrispettivi tariffari per il servizio di rigassificazione in funzione della tipologia del servizio offerto dall'impresa.

## **5 AMBITO DI APPLICAZIONE**

Relativamente all'ambito di applicazione, il provvedimento ha ad oggetto la regolazione delle tariffe per il servizio di rigassificazione per il periodo intercorrente tra l'1 ottobre 2005 e il 30 settembre 2008.

Il provvedimento definisce criteri per la determinazione delle tariffe di rigassificazione per il terminale esistente e introduce la disciplina di riferimento che sarà applicata ai nuovi terminali. Nel caso dei nuovi terminali, relativamente ai quali è stato riconosciuto un diritto di allocazione ai sensi dell'articolo 27, della legge n. 273/02, le tariffe sono calcolate a partire dai ricavi totali del terminale a prescindere dal regime di esenzione, fermo restando i rapporti negoziati tra le parti, e applicate alla capacità non oggetto del diritto di allocazione.



## **6 DETERMINAZIONE DEI RICAVI DEL SERVIZIO DI RIGASSIFICAZIONE**

### **6.1 Aspetti generali**

La determinazione del vincolo sui ricavi rappresenta il riferimento nel rispetto del quale gli operatori possono fissare le tariffe di rigassificazione. Tali vincoli rappresentano valori massimi rispetto ai quali le imprese di rigassificazione possono applicare eventuali riduzioni, assicurando trasparenza e parità di trattamento tra utenti.

Al fine del calcolo del ricavo di riferimento RL dell'impresa di rigassificazione sono stati valutati:

- il livello del capitale investito netto riconosciuto;
- il tasso di remunerazione del capitale investito netto;
- gli ammortamenti economico - tecnici calcolati in relazione alle caratteristiche dei cespiti necessari a ciascuna attività;
- costi operativi riconosciuti per l'esercizio economico.

### **6.2 Il capitale investito netto riconosciuto**

Alla valorizzazione del capitale investito netto riconosciuto ai fini regolatori (CIR) per il servizio di rigassificazione concorrono le seguenti voci:

- l'attivo immobilizzato netto;
- il capitale circolante netto.

#### *Valorizzazione dell'attivo immobilizzato netto*

La determinazione del valore dell'attivo immobilizzato netto riconosciuto ai fini tariffari per il primo anno termico del secondo periodo di regolazione è avvenuta in coerenza con quanto disposto dall'articolo 11, comma 11.7 della deliberazione n. 120/01, a partire dal valore delle immobilizzazioni di pertinenza dell'attività di rigassificazione riconosciute all'inizio del primo periodo di regolazione, tenuto conto degli investimenti e delle dismissioni effettuate dall'impresa nel periodo 2001-2004, nonché dell'inflazione.

La determinazione del valore dell'attivo immobilizzato netto ai fini del calcolo del vincolo sui ricavi per l'anno termico 2005-2006 avviene pertanto con il metodo del costo storico rivalutato, con riferimento ai dati di bilancio dell'esercizio 2004, secondo la seguente procedura di calcolo:

- a) individua gli incrementi patrimoniali annuali relativi alle immobilizzazioni, realizzate a partire dall'anno 1950 e presenti in bilancio al 31 dicembre 2004,

incluse le immobilizzazioni in corso, raggruppate nelle categorie di cui alla tabella 1, per i quali il fondo ammortamento economico-tecnico, calcolato ai sensi della lettera d), non abbia già coperto il valore lordo degli stessi, escludendo gli interessi passivi in corso d'opera (IPCO) non determinati in sede di bilancio;

- b) rivaluta i costi storici degli incrementi di cui alla precedente lettera a) in base al deflatore degli investimenti fissi lordi; nella tabella 2 è riportato il deflatore degli investimenti fissi lordi per il calcolo dei ricavi di riferimento per l'anno termico 2005-2006;
- c) calcola l'attivo immobilizzato lordo delle singole categorie di cespiti come somma dei valori risultanti dalle rivalutazioni di cui alla precedente lettera b);
- d) determina il fondo di ammortamento economico - tecnico derivante dalla somma dei prodotti degli incrementi patrimoniali di cui alla precedente lettera b) per le rispettive percentuali di degrado, come definite nella lettera seguente;
- e) le percentuali di degrado (PD) sono calcolate con la seguente formula:

$$PD = \frac{(t-1) - AIP}{DC} \times 100;$$

dove (t-1) è l'anno precedente quello della presentazione delle proposte tariffarie, ovvero il 2004 per il calcolo dei ricavi di riferimento per l'anno termico 2005-2006, AIP è l'anno dell'incremento patrimoniale e DC è la durata convenzionale tariffaria delle infrastrutture, per le singole categorie di cespiti, individuata nella tabella 1, salvo per i fabbricati iscritti a bilancio fino all'anno 2004, per i quali si utilizza una durata convenzionale pari a 50 anni; i terreni non sono oggetto di ammortamento;

- f) calcola in relazione ai contributi a fondo perduto per lo sviluppo delle infrastrutture finalizzate al servizio di rigassificazione versati da pubbliche amministrazioni, il valore dei contributi ricevuti in ciascun anno rivalutato in base al deflatore degli investimenti fissi lordi, al netto della quota già degradata, calcolata come somma dei prodotti dei contributi rivalutati per le rispettive percentuali di degrado, come definite alla lettera e);
- g) calcola l'attivo immobilizzato netto detraendo dal valore dell'attivo immobilizzato lordo di cui alla lettera c) il fondo di ammortamento economico - tecnico di cui alla lettera d) e la somma dei contributi di cui alla lettera f).

Quale indice di rivalutazione, l'Autorità ha confermato l'adozione del deflatore degli investimenti fissi lordi in quanto consente di ottenere una rivalutazione monetaria congruente degli investimenti storici effettuati nell'attività di rigassificazione e risulta coerente con la struttura del meccanismo di indicizzazione contenuto nel *price cap*, meccanismo che sterilizza gli effetti inflazionistici sui flussi finanziari dell'impresa regolata.

**Tabella 1 - Durata convenzionale tariffaria delle infrastrutture**

<b>Categoria di cespiti</b>	<b>Durata (in anni)</b>
Fabbricati	40
Condotte e derivazioni	40
Impianti di Gnl	25
Altre immobilizzazioni materiali e immateriali	10

**Tabella 2 - Deflatore degli investimenti fissi lordi**

Anno	<b>Deflatore investimenti fissi lordi</b>	Anno	<b>Deflatore investimenti fissi lordi</b>	Anno	<b>Deflatore investimenti fissi lordi</b>	Anno	<b>Deflatore investimenti fissi lordi</b>
1950	31,3283	1964	23,1192	1978	5,3276	1992	1,3849
1951	29,3940	1965	23,0463	1979	4,6017	1993	1,3300
1952	29,1520	1966	22,4262	1980	3,6989	1994	1,2889
1953	29,7013	1967	21,6891	1981	3,0409	1995	1,2400
1954	30,1830	1968	21,2010	1982	2,6365	1996	1,2075
1955	30,1685	1969	20,0197	1983	2,3580	1997	1,1852
1956	29,3074	1970	17,6190	1984	2,1527	1998	1,1645
1957	28,4924	1971	16,5303	1985	1,9750	1999	1,1517
1958	29,1497	1972	15,8729	1986	1,9016	2000	1,1234
1959	29,3553	1973	13,0894	1987	1,8155	2001	1,0985
1960	28,1769	1974	10,1003	1988	1,7138	2002	1,0727
1961	27,1942	1975	8,6958	1989	1,6261	2003	1,0528
1962	26,0864	1976	7,1445	1990	1,5251	2004	1,0200
1963	24,1296	1977	6,0517	1991	1,4397	2005	1,0000

*La valorizzazione del capitale circolante netto*

A differenza di quanto previsto nel primo periodo di regolazione del servizio di rigassificazione, l'Autorità ha ritenuto opportuno riconoscere alle imprese di rigassificazione un valore corrispondente al circolante netto, in analogia a quanto previsto per la disciplina tariffaria della trasmissione elettrica.

Il valore del capitale circolante netto, data l'esistenza di un livello strutturale del capitale di esercizio per le attività commerciali delle imprese di rigassificazione è stato determinato in via convenzionale pari all'1% dell'attivo immobilizzato netto riconosciuto ai fini tariffari.

### 6.3 Il tasso di remunerazione del capitale investito

Il tasso di remunerazione del capitale investito riconosciuto è stato fissato in modo da garantire ai portatori di capitale (di rischio e di debito) dell'impresa una remunerazione comparabile a quella che potrebbero ottenere sul mercato investendo in attività con un analogo profilo di rischio. La modalità di calcolo del tasso di remunerazione risulta dal consolidamento della prassi regolatoria del primo periodo di regolazione ed è inoltre coerente con quella adottata in sede di revisione della metodologia tariffaria per il secondo periodo di regolazione del settore elettrico e per il servizio di distribuzione e trasporto del gas naturale.

L'Autorità ha determinato il tasso di rendimento del capitale investito come media ponderata del tasso di rendimento sul capitale di rischio e di quello sul debito (*Weighted Average Cost of Capital, WACC*), considerando un rapporto tra debito e capitale di rischio pari a 0,7 ed utilizzando la seguente formula per determinare un tasso reale *pre-tax*:

$$WACC(pre\ tax) = \frac{\left[ 1 + \left( \frac{Ke}{(1-T)} * \frac{E}{(E+D)} + Kd * \frac{(1-tc)}{(1-T)} * \frac{D}{(E+D)} \right) \right]}{1 + rpi} - 1$$

dove:

- $Ke$  è il tasso nominale di rendimento del capitale di rischio;
- $E$  è il capitale di rischio;
- $D$  è l'indebitamento;
- $Kd$  è il tasso di rendimento nominale sull'indebitamento;
- $tc$  è l'aliquota fiscale per il calcolo dello scudo fiscale degli oneri finanziari;
- $T$  è l'aliquota teorica di incidenza delle imposte (compresa l'IRAP) sul risultato d'esercizio;
- $rpi$  è il tasso di inflazione.

La formula riportata si discosta parzialmente da quella utilizzata nel primo periodo di regolazione, ma tiene conto del fatto che le imposte pagate dalle imprese si applicano ai profitti nominali e non a quelli reali. Essa inoltre risulta coerente con la formula applicata per la recente determinazione delle tariffe per il servizio di trasporto e distribuzione del gas e per le tariffe dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica.

### *Il rendimento del capitale di rischio*

Con riferimento al tasso di rendimento del capitale di rischio l'Autorità ha utilizzato il modello del *Capital Asset Pricing Model (CAPM)*, metodo comunemente impiegato nei mercati finanziari<sup>2</sup> per determinare il rendimento richiesto dagli investitori per attività caratterizzate da un determinato livello di rischio.

Il *CAPM* ipotizza che ad ogni singolo investimento sia associato un rischio che è caratteristico di quella specifica attività e che può essere messo a confronto con la rischiosità media del mercato.

Secondo il *CAPM* il tasso di rendimento richiesto dagli investitori sul capitale di rischio di una attività è tanto più basso/alto quanto minore/maggiore è la sensibilità dell'attività ai movimenti del mercato; di conseguenza, dal momento che la remunerazione del capitale di rischio deve garantire agli investitori un premio per l'esposizione al rischio sistematico, anche il premio rispetto alle attività prive di rischio risulterà funzione di tale sensibilità.

Il rendimento atteso dall'investimento in una attività  $i$  è determinato dal CAPM come:

$$r_i = r_f + MRP \cdot \beta_{levered}$$

dove:

- $r_f$  è il tasso di rendimento di attività prive di rischio;
- *MRP* (o *market risk premium*) rappresenta il premio per il rischio di mercato, ovvero il premio, rispetto al rendimento di attività prive di rischio, che gli investitori richiedono per detenere attività con rischio pari a quello medio di mercato;
- $\beta_{levered}$  (o *equity beta*) è la misura del rischio sistematico dell'attività. Tale parametro indica il grado di rischio sistematico, e quindi non diversificabile, di un'attività.

In relazione al livello del tasso di rendimento delle attività prive di rischio da assumere come base per la determinazione del costo medio ponderato del capitale investito riconosciuto, la decisione di utilizzare la media di 12 mesi (1 gennaio 2004 – 31 dicembre 2004) dei rendimenti lordi del *BTP decennale benchmark* rilevato dalla Banca d'Italia quale tasso delle attività prive di rischio, risulta in linea con quanto adottato sia per la determinazione del tasso di remunerazione dell'attività di trasporto, stoccaggio e di distribuzione del gas che per le attività di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica, nonché con le indicazioni contenute nella legge 27 ottobre 2003, n. 290.

Si ritiene inoltre che il riferimento a un lasso temporale di 12 mesi rappresenti un ragionevole punto di equilibrio tra l'esigenza di sterilizzare gli effetti di situazioni contingenti e il mantenimento del valore prospettico del rendimento di titoli di lungo periodo. Il tasso delle attività prive di rischio riconosciuto è pertanto stato fissato pari al 4,259%.

---

<sup>2</sup> Cfr. Graham J.R., Harvey, C.R., - *The Theory and Practice of Corporate Finance: Evidence from the Field* – Journal of Financial Economics, 2001.

Il premio per il rischio di mercato (*MRP*) è il sovra rendimento atteso richiesto da un investitore razionale per accettare di investire in un'attività rischiosa in equilibrio di mercato. Nella relazione tecnica relativa alla deliberazione n. 120/01 venivano richiamati i risultati di una ricerca effettuata da Ambrosetti Stern Stewart Italia in collaborazione con l'AIAF<sup>3</sup> presso gli analisti finanziari italiani, che indicava un valore del *MRP* compreso in un intervallo tra il 3% e il 6%, con la maggioranza dei consensi espressi in corrispondenza di 3,5%. Per quanto riguarda il mercato italiano, Mediobanca<sup>4</sup> in uno studio sulla Borsa Italiana aggiornato annualmente, indica per il periodo 1945/2004 un rendimento medio reale pari al 4%.

In un ottica di continuità con le scelte operate per la regolazione nel settore elettrico e nella distribuzione e trasporto del gas, l'Autorità ha ritenuto opportuno confermare un valore di *MRP* pari al 4%.

Il livello di rischio sistematico dell'attività è rappresentato dal coefficiente  $\beta_{levered}$ , che misura la volatilità del rendimento delle attività regolamentate rispetto al rendimento medio di mercato. In base alla prassi corrente tale coefficiente può essere determinato sulla base di serie storiche rilevate quotidianamente, settimanalmente o mensilmente e che fanno riferimento ad un periodo di rilevazione che varia solitamente dai tre ai cinque anni. Tuttavia se l'impresa non è quotata non è possibile calcolare il coefficiente  $\beta_{levered}$  partendo dalle osservazioni di mercato.

L'attività di rigassificazione è condizionata dalla concorrenza della movimentazione del gas via gasdotto nonché delle specifiche organizzative e tecnologiche insite in questo servizio. Il documento di consultazione 20 giugno 2005 aveva prospettato, in mancanza di dati specifici relativi a società europee che svolgono tale attività da utilizzare per identificare i valori del parametro  $\beta$  di riferimento, di considerare comunque le specificità dell'attività di rigassificazione (concessione, rischio climatico, rischio sull'intera catena del Gnl a monte) riconoscendo implicitamente una differente rischiosità di tale attività rispetto a quelle di trasporto e di distribuzione del gas. Sulla base di tali considerazioni l'Autorità ha ritenuto opportuno fissare un valore di WACC reale *pre tax* pari al 7,6%.

Considerando un rapporto tra debito e capitale di rischio pari a 0,7 il valore di  $\beta_{levered}$  attribuibile a tale attività risulta pari a 0,79, che è coerente con un settore più a rischio del trasporto gas, ma sufficientemente protetto sul lato ricavi. A tale proposito si rammenta che, in attesa dell'entrata in esercizio dei nuovi terminali, l'Autorità ha ritenuto opportuno confermare transitoriamente anche nel prossimo periodo di regolazione una garanzia a copertura della quota di ricavi  $RL^C$  attraverso un fattore correttivo  $FC^L$  tale da ricondurre la maggior parte dei ricavi effettivi a quella di riferimento in caso di scostamento.

---

<sup>3</sup> Quaderno AIAF n. 97 – *Best practices nei metodi di valutazione e di stima del costo del capitale* – Supplemento alla Rivista AIAF, n. 32, ottobre 1999.

<sup>4</sup> Ufficio Studi Mediobanca, *La borsa italiana dal 1928, 2005*.

### *La struttura di finanziamento*

Durante il primo periodo di regolazione, in considerazione dell'evoluzione dell'assetto del settore del gas verso la separazione societaria, con conseguenti effetti sulla composizione del capitale delle imprese, era stato definito un rapporto tra debito e capitale di rischio pari 0,48. Tuttavia, veniva ipotizzato che tale rapporto nel corso del periodo di regolazione<sup>5</sup>, anche sulla base dell'esperienza internazionale, si potesse avvicinare all'unità ovvero a livelli più tipici di imprese specializzate nell'attività di trasporto in paesi a regolazione matura.

Ai fini della determinazione del WACC del secondo periodo di regolazione, l'Autorità, in analogia a quanto previsto per il servizio di trasmissione elettrica e di trasporto del gas e al fine di fornire stimoli al processo di terzizzazione delle infrastrutture del sistema gas, giudicato fondamentale per la realizzazione della concorrenza nel settore, ha ritenuto opportuno utilizzare un rapporto tra debito e capitale di rischio pari a 0,7.

### *Il costo dell'indebitamento finanziario*

Il costo dell'indebitamento finanziario  $K_D$  è rappresentato dalla remunerazione richiesta dai soggetti che finanziano l'azienda a copertura del *credit risk* (o rischio di perdita degli interessi e del capitale) da loro sopportato che, in estrema sintesi, esprime il costo medio atteso del debito di un'azienda al netto dello scudo fiscale consentito dalla deducibilità degli interessi passivi, secondo la formula :

$$K_D = r_f + DRP$$

dove:

- $r_f$  è il tasso di rendimento delle attività prive di rischio;
- DRP è il *Debt Risk Premium* pari alla differenza tra il tasso privo di rischio e il costo medio dell'indebitamento delle aziende dell'attività/settore.

Per quanto riguarda il tasso privo di rischio si rinvia alla sezione precedente. Per il calcolo del DRP, che misura il differenziale che le aziende del settore devono mediamente pagare per finanziare con capitale di debito le proprie attività, l'Autorità ha stabilito di riconoscere uno *spread* all'attività di rigassificazione pari a quello del trasporto e della distribuzione che si attesta su un valore pari a 0,41%.

Il costo del debito, al lordo delle imposte, che si ottiene dalla somma dei valori di  $r_f$  e di DRP risulta pari al 2,97% in termini reali ed al 4,67% in termini nominali. Tale valore risulta compatibile con le osservazioni rilevate sulle condizioni di costo del debito praticate alle principali imprese del settore, considerando anche le condizioni prevalenti nel mercato finanziario.

I parametri utilizzati ai fini del calcolo del tasso di rendimento del capitale investito riconosciuto sono riassunti nella tabella 3.

---

<sup>5</sup> Si veda a tale proposito quanto riportato nella relazione tecnica della deliberazione 120/01.

**Tabella 3 - Parametri per la determinazione del tasso di rendimento del capitale investito riconosciuto**

<b>Parametro</b>	<b>Descrizione</b>	<b>Rigassificazione</b>
$r_f$	Tasso nominale delle attività prive di rischio	4,259
$B levered$	Rischio sistematico attività	0,79
$MRP$	Premio di mercato (%)	4
$Kd$ (nominale)	Rendimento cap debito	4,669
$T$	Aliquota fiscale (%)	40
$Tc$	Scudo fiscale (%)	33
$Rpi$	Inflazione tendenziale media (%)	1,7
<b>WACC</b>	<b>Costo medio ponderato del capitale (%)</b>	<b>7,6</b>

#### **6.4 Gli ammortamenti economico-tecnici**

La quota relativa agli ammortamenti economico-tecnici è stata definita con riferimento alle vite utili tecniche definite dall’Autorità per ciascuna categoria di cespiti, riportate nella tabella 1.

Il calcolo della quota si effettua mediante la somma delle quote di ammortamento relative alle singole categorie di immobilizzazioni, ottenute ripartendo il relativo capitale investito lordo che non ha esaurito la propria vita utile per gli anni di durata convenzionale indicati.

Come evidenziato nel documento per la consultazione 20 giugno 2005 sono state confermate le categorie di cespiti e la durata convenzionale tariffaria delle infrastrutture previste nel primo periodo di regolazione ad eccezione della categoria Fabbricati per la quale, in analogia con quanto previsto nel settore elettrico e con quanto proposto nella distribuzione e nel trasporto del gas, l’Autorità ha stabilito una durata convenzionale utile pari a 40 anni.

#### **6.5 I costi operativi**

La componente dei costi operativi riconosciuti comprende tutte le spese operative e di carattere generale attribuibili al servizio di rigassificazione effettivamente sostenuti nell’esercizio 2004 e risultanti dai bilanci d’esercizio sottoposti a revisione contabile delle imprese di rigassificazione e dai conti separati presentati ai sensi della deliberazione n. 311/01. I costi operativi sono calcolati al netto dei costi attribuibili ai ricavi compensativi e alle attività capitalizzate, comprendendo in particolare:

- il costo del personale;
- i costi sostenuti per acquisti di materiali di consumo;
- i costi per servizi e prestazioni esterne;



- gli altri accantonamenti diversi dagli ammortamenti, purché non operati esclusivamente in applicazione di norme tributarie.

Non vanno invece considerate, neppure attraverso l'attribuzione di quote di costi dei servizi comuni e delle funzioni operative condivise, i costi relativi a canoni di affitto di infrastrutture di rigassificazione di proprietà di altre imprese, gli oneri finanziari, le rettifiche di valori di attività finanziarie e i proventi straordinari. Tali costi sono infatti riconosciuti mediante altre componenti di ricavo o non appartengono alla gestione caratteristica dell'attività di rigassificazione.

Per le imprese che dispongono di tariffe approvate per l'anno termico 2004/2005 l'Autorità ha applicato l'articolo 11, comma 11.9 della deliberazione n. 120/01, che prevedeva che il valore dei costi operativi riconosciuti per il primo anno del secondo periodo di regolazione sarebbe stato definito riconoscendo alle imprese almeno la metà degli ulteriori recuperi di produttività realizzati in eccesso rispetto a quelli prefissati.

L'Autorità ha definito la formula da applicare per il calcolo dei costi operativi riconosciuti a fini tariffari per il secondo periodo di regolazione prevedendo che al valore dei costi operativi effettivamente sostenuti nell'esercizio 2004, così come risultanti dal bilancio d'esercizio certificato dall'impresa di rigassificazione viene sommato il 50% della differenza tra il valore dei costi operativi riconosciuti per il primo periodo di regolazione aggiornato tenuto conto del livello di recupero di produttività prefissato e dei costi operativi riconosciuti per i nuovi investimenti effettuati nel quadriennio in misura pari all'1,2% del valore di tali investimenti, e il costo operativo effettivamente sostenuto come risultante dal bilancio d'esercizio 2004.

Per determinare il valore dei costi operativi aggiornato al primo anno termico del secondo periodo di regolazione, così come applicato per la trasmissione elettrica, si è considerato il livello di recupero di produttività definito per il primo periodo di regolazione - applicato per gli anni termici 2002-2003, 2003-2004 e 2004-2005, e il livello di recupero di produttività definito per il primo anno del secondo periodo di regolazione.

Ai fini della determinazione dei costi operativi riconosciuti a fronte degli investimenti di potenziamento e sviluppo effettuati nell'arco del quadriennio 2001-2004, si è tenuto conto della quota parte, pari al 60%, dei costi operativi riconosciuti nel primo periodo di regolazione (complessivamente pari al 2% del valore degli incrementi patrimoniali relativi agli investimenti), riconosciuta attraverso i ricavi di *capacity*. La rimanente quota del 40%, infatti, è già previsto continui ad essere riconosciuta mediante la componente variabile  $CVL^P$ , per i 6 anni successivi all'entrata in esercizio dell'investimento.

La formula per la determinazione dei costi operativi è di seguito riportata:

$$COR_{2005} = COE_{2004} + 50\% \times \left[ COR_{2001} \times \prod_{j=02}^{04} (1 + I_j - X) \times (1 + I_{05} - \bar{X}) + COR_{2001-2004}^{NI} - COE_{2004} \right]$$

dove:

- $COR_{2005}$  è il livello dei costi operativi riconosciuto per l'anno termico 2005-2006;

- $COE_{2004}$  è il livello dei costi operativi effettivamente sostenuti nell'esercizio 2004 e risultanti dai bilanci d'esercizio sottoposti a revisione contabile delle imprese di rigassificazione, calcolato ai sensi del comma 3.7;
- $COR_{2001}$  è il livello dei costi operativi riconosciuto per l'anno termico 2001-2002, primo anno del primo periodo di regolazione;
- $I$  è il tasso annuo di inflazione rilevante ai fini dell'applicazione del price cap per l'aggiornamento tariffario;
- $X$  è l'obiettivo annuo di recupero di produttività in vigore nel primo periodo di regolazione, pari all'1%;
- $\bar{X}$  è l'obiettivo annuo di recupero di produttività in vigore nel secondo periodo di regolazione, pari al 1,5%;
- $COR_{2001-2004}^{NI}$  è il livello dei costi operativi relativo ai nuovi investimenti effettuati nel periodo compreso tra l'anno 2001 e 2004, riconosciuto pari all'1,2% del valore dei medesimi.

L'impresa di rigassificazione che svolge il servizio di rigassificazione mediante infrastrutture di proprietà di soggetti diversi dall'impresa stessa ai fini del calcolo dei costi operativi considera i costi operativi relativi alle infrastrutture in gestione.

## 6.6 Ripartizione dei ricavi

Come indicato documento per la consultazione 20 giugno 2005 è stata confermata anche per il secondo periodo di regolazione una ripartizione del vincolo sui ricavi RL nelle componenti *capacity* e *commodity*. Tuttavia a differenza di quanto previsto con la deliberazione n. 120/01 i ricavi massimi annuali vengono suddivisi in una componente *capacity*  $RL^C$  pari al 80% del vincolo e una componente *commodity*  $RL^E$  pari al 20%.

L'assegnazione di una percentuale predominante alla parte *capacity*, rispetto alla quale vengono definiti i corrispettivi di capacità, permette di responsabilizzare gli utenti del servizio in sede di determinazione dei propri impegni di rigassificazione, lasciando comunque all'impresa di rigassificazione incentivi alla massimizzazione del volume rigassificato.

La componente *capacity*,  $RL^C$ , viene poi ulteriormente suddivisa in una quota di ricavi  $RL^Q$  pari al 90% di  $RL^C$  relativa alla capacità di rigassificazione del terminale e in una quota di ricavo  $RL^A$ , pari al rimanente 10% di  $RL^C$ , relativa agli approdi annui. A partire dalle suddette quote di ricavo vengono calcolati, rispettivamente, i corrispettivi unitari associati agli approdi e all'impegno associato ai quantitativi di gas naturale liquefatto.

A partire invece dal valore della componente *commodity*,  $RL^E$  viene invece definito il corrispettivo variabile di rigassificazione CVL.

La ripartizione dei ricavi nelle componenti *capacity* e *commodity* viene effettuata per il primo anno del periodo di regolazione, ovvero nel primo anno termico di regolazione dell'attività di rigassificazione per le nuove società. Per gli anni successivi si procede all'aggiornamento del corrispettivo variabile di rigassificazione CVL e della

componente di ricavo  $RL^C$  per tener conto dell'inflazione e dell'obsolescenza maturata, nonché dei ricavi riconosciuti a fronte dei nuovi investimenti, secondo quanto descritto al paragrafo 9. La componente di ricavo aggiornata  $RL^C$  viene annualmente suddivisa nelle quote di ricavo  $RL^Q$  e  $RL^A$ .

## 7 IL TRATTAMENTO DEI NUOVI INVESTIMENTI

Lo sviluppo delle infrastrutture esistenti nonché la realizzazione di nuovi terminali di Gnl costituiscono una condizione necessaria per favorire il processo di liberalizzazione del mercato del gas.

In coerenza con l'obiettivo di garantire un'offerta tale da assicurare un mercato concorrenziale, l'Autorità ha ritenuto opportuno incentivare la realizzazione di nuova capacità di rigassificazione congruente con le esigenze di sviluppo del sistema, garantendo la remunerazione dei nuovi investimenti effettuati nel rispetto di criteri di economicità ed efficienza.

Alla luce di quanto sopra, agli investimenti che saranno effettuati nel corso del secondo periodo di regolazione a partire dall'esercizio 2005, è riconosciuta una componente di ricavo addizionale  $RLNI_t$ , che remunererà in misura maggiore rispetto a quanto già previsto per il capitale investito determinato ai sensi del paragrafo 6.2, il valore degli incrementi patrimoniali relativo ai nuovi investimenti, compatibili con l'efficienza e la sicurezza del sistema e coerenti con criteri di economicità, realizzati annualmente.

A differenza del primo periodo di regolazione, in cui l'incentivo era riconosciuto ai soli investimenti di potenziamento e realizzazione di nuovi terminali, il provvedimento incentiva tutti gli investimenti che saranno effettuati dalle imprese di rigassificazione, anche al fine di garantire la sicurezza del terminale e stimolare investimenti di efficientamento.

Inoltre, all'impresa di rigassificazione è garantito il recupero della componente di ricavo addizionale  $RLNI_t$ , che remunererà i nuovi investimenti, a prescindere dai volumi rigassificati in quanto la voce di ricavo  $RLNI_t$  confluisce nei ricavi di riferimento per il calcolo del corrispettivo unitario di impegno,  $Cqs$ .

Tenuto conto che i nuovi investimenti realizzabili dall'impresa di rigassificazione presentano un livello di rischio differente, nonché apportano differenti contributi all'incremento delle fonti di approvvigionamento di gas naturale e all'ottimizzazione delle infrastrutture esistenti, a ciascuna tipologia di nuovi investimenti sono riconosciuti incrementi del tasso di remunerazione del capitale investito netto  $rT_T^{NI}$  per le relative durate come di seguito descritto.

La tipologia T=1 è relativa agli investimenti di sostituzione indispensabili, per i quali non è prevista alcuna remunerazione incrementale in quanto essa è già riconosciuta nella quota di ammortamento del capitale investito di cui al paragrafo 6.4. Per tali investimenti il valore di  $rT_T^{NI}$  è pari a 0%.

La tipologia T=2 è relativa agli investimenti destinati alla sicurezza e alla qualità del gas, che non determinano un incremento del fattore di utilizzazione del terminale. A tali

investimenti è riconosciuta una remunerazione incrementale pari all'1% per una durata di 5 anni.

La tipologia T=3 riguarda gli investimenti che determinano un incremento del fattore di utilizzazione del terminale senza potenziare la capacità del terminale, per i quali è prevista una remunerazione incrementale pari al 2% per una durata di 7 anni;

La tipologia T=4 riguarda gli investimenti destinati a realizzare una maggiore capacità di rigassificazione, per i quali è prevista una remunerazione incrementale pari al 3% per una durata di 15 anni. In tali investimenti sono compresi quelli relativi al potenziamento e alla realizzazione di nuovi terminali di Gnl.

Pertanto, ogni impresa di rigassificazione per ciascun anno del periodo di regolazione successivo al primo, calcola una componente di ricavo addizionale  $RLNI_t$  con la seguente formula:

$$RLNI_t = \sum_{T=1}^4 RLNI_{t,T}$$

dove:

$$RLNI_{t,T} = NI_{t-1,T} \times (rL + rT_T^{NI}) + AMM_{NI,t-1}$$

dove:

- $RLNI_{t,T}$  è la componente di ricavo addizionale riconducibile agli investimenti della tipologia  $T$ , illustrati precedentemente, realizzati nell'esercizio  $t-1$ ;
- $NI_{t-1,T}$  è il valore degli investimenti della tipologia  $T$ , realizzati nell'esercizio  $t-1$ , e calcolati con la seguente formula:

$$NI_{t-1,T} = NI_{bil,T} - CONTR_{cap,T}$$

dove:

- $NI_{bil,T}$  è il valore degli investimenti della tipologia  $T$ , realizzati e riportati sui bilanci sottoposti a revisione contabile;
- $CONTR_{cap,T}$  è il valore dei contributi a fondo perduto versati da pubbliche amministrazioni e dei contributi versati da altri soggetti, riferibili agli investimenti  $NI_{bil,T}$ , capitalizzati e riportati sui bilanci sottoposti a revisione contabile;
- $rL$  è il tasso di remunerazione del capitale investito netto riconosciuto nel periodo di regolazione, pari al 7,6% per il secondo periodo di regolazione;
- $rT_T^{NI}$  è l'incremento del tasso di remunerazione del capitale investito netto per il secondo periodo di regolazione, riconosciuto per ciascuna tipologia  $T$ ;
- $AMM_{NI,t-1}$  è il valore degli ammortamenti relativi ai nuovi investimenti realizzati nell'esercizio precedente e si calcola con la seguente formula:

$$AMM_{NI,t-1} = \sum_c \frac{NI_{bil,T,c}^{amm}}{DC_c}$$

dove:

- $NI_{bil,T,c}^{amm}$  è il valore di  $NI_{bil,T}$ , al netto degli investimenti realizzati nell'esercizio relativi a immobilizzazioni in corso, comprensivo degli investimenti in lavori in corso realizzati in esercizi precedenti e relativi a cespiti entrati in esercizio nell'anno  $t-1$ , distinto per le categorie di cespiti riportate nella tabella 1;
- $DC_c$  è la durata convenzionale tariffaria delle infrastrutture, per le singole categorie di cespiti, riportata nella tabella 1.

## 8 STRUTTURA E ARTICOLAZIONE TARIFFARIA

### 8.1 La tariffa per il servizio di rigassificazione continuativo

Le tariffe per il servizio di rigassificazione di Gnl rappresentano tariffe massime. Le imprese di rigassificazione applicano le tariffe, e le eventuali riduzioni, assicurando trasparenza e parità di trattamento tra utenti. L'applicazione di un'eventuale riduzione tariffaria darà luogo ad un corrispondente riproporzionamento del vincolo sui ricavi agli effetti del fattore correttivo.

La tariffa di rigassificazione TL, per il servizio di rigassificazione continuativo su base annuale, per l'utente che approda al terminale, consegna gas naturale liquefatto e ritira volumi di gas rigassificati all'ingresso della rete nazionale (al netto del corrispettivo unitario di capacità di trasporto  $C_{pe}$  relativo al punto di interconnessione con il terminale), è data dalla seguente formula:

$$TL = C_{qs} * QS + C_{na} * NA + (CVL + CVL^P) * E$$

dove :

- $C_{qs}$  è il corrispettivo unitario di impegno associato ai quantitativi di gas naturale liquefatto, espresso in Euro/metro cubo liquido;
- $QS$  sono le quantità di gas naturale liquefatto consegnabili nell'anno, espresse in metri cubi di gas liquido;
- $C_{na}$  è il corrispettivo unitario associato agli approdi effettivi, espresso in Euro/approdo;
- $NA$  è il numero annuo di approdi;
- $CVL$  è il corrispettivo unitario variabile per l'energia associata ai volumi rigassificati, espresso in euro/gigajoule;
- $CVL^P$  è il corrispettivo unitario variabile integrativo per l'energia associata ai volumi rigassificati, espresso in euro/gigajoule;
- $E$  è la quantità di energia associata ai volumi di Gnl rigassificati (al netto dei consumi e perdite), espressa in gigajoule/anno.

Il corrispettivo variabile integrativo,  $CVL^P$ , riconosciuto ai sensi della deliberazione n. 120/01 a fronte degli investimenti effettuati nel primo periodo di regolazione, continua ad essere applicato in modo da avere effetto per un periodo di sei anni dall'entrata in servizio delle opere relative.

Al fine di evitare duplicazioni il corrispettivo di impegno  $Cqs$  non è dovuto dall'utente del servizio continuativo per la capacità di rigassificazione non utilizzata ma resa disponibile e conferita dall'impresa di rigassificazione ai sensi dell'articolo 6, comma 1, lettera b) della deliberazione n. 167/05. Ciò in coerenza con quanto previsto dall'articolo 9 della deliberazione n. 167/05 che ha stabilito criteri mirati, tra l'altro, all'individuazione, con un opportuno anticipo, della capacità di rigassificazione che gli utenti primari non utilizzano e che può quindi essere messa a disposizione di soggetti terzi. In particolare si è previsto che la capacità non programmata con due mesi di anticipo rispetto al suo utilizzo, sia automaticamente messa a disposizione all'impresa di rigassificazione per il conferimento a terzi.

L'impresa di rigassificazione definisce, previa verifica dell'Autorità, la quota percentuale a copertura dei consumi e perdite della catena della rigassificazione che dovrà essere corrisposta dall'utente del terminale. In sostituzione del corrispettivo in natura e ove la tecnologia di rigassificazione lo giustifica, potrà essere individuata una quota dei costi operativi da non assoggettare a recupero di produttività.

## **8.2 La tariffa per il servizio su base spot**

Nel caso del servizio di rigassificazione su base spot<sup>6</sup> di cui alla deliberazione n.167/05, l'impresa di rigassificazione applica il corrispettivo tariffario  $Cna$  e il corrispettivo variabile, come nel caso del servizio continuativo, nonché il corrispettivo di impegno  $Cqs$  modulato sulla base di un coefficiente  $\alpha$  pari a 0,7. Il coefficiente  $\alpha$  è valido per il prossimo periodo di regolazione, caratterizzato da condizioni di offerta e domanda simili a quelle attuali.

In prospettiva, quando dovesse iniziare a manifestarsi l'eccesso di capacità delle infrastrutture, il coefficiente  $\alpha$  potrebbe assumere valori pari all'unità o anche superiori, per fornire un incentivo a sottoscrivere contratti di tipo continuo.

## **8.3 Corrispettivi unitari di impegno e di approdo**

Il corrispettivo unitario di impegno associato ai quantitativi contrattuali di gas naturale liquefatto,  $Cqs$ , è calcolato come rapporto tra il valore dei ricavi di riferimento ( $RL^Q + RLNI - RSC^L - FC^L$ ) e la capacità di gas naturale liquefatto consegnabile nell'anno all'impianto nel rispetto dei vincoli tecnici e del massimo numero di scariche con le quali tale volume può essere consegnato.

---

<sup>6</sup> La capacità conferita su base spot è la capacità di rigassificazione conferita con riferimento ad una singola scarica da effettuarsi in una data prestabilita (c.d. finestra o cancello) individuata dall'impresa di rigassificazione a seguito della programmazione mensile delle scariche.

Il corrispettivo unitario associato agli approdi effettivi  $Cna$  è calcolato come rapporto tra il valore di riferimento  $RL^A$  e il numero medio di approdi annui effettuabili presso il terminale, stimato dall'impresa di rigassificazione ma sottoposto a verifica da parte dell'Autorità sulla base dei valori storici e dei limiti fisici di approdo.

#### **8.4 Il corrispettivo variabile**

Per il secondo periodo di regolazione, è stata mantenuta l'applicazione del corrispettivo variabile con riferimento all'energia rigassificata al netto dei consumi e perdite.

Il corrispettivo unitario variabile  $CVL$ , relativo all'energia associata ai volumi rigassificati, è definito come rapporto tra il valore di riferimento  $RL^E$  e il 90% dell'energia corrispondente ai volumi massimi rigassificabili dall'impianto di Panigaglia assunta pari a 139,45 petajoule ( $PJ$ ), al fine di incentivare l'ottimizzazione di utilizzo del terminale esistente.

### **9 AGGIORNAMENTO ANNUALE DEI RICAVI E DELLE TARIFFE DI RIGASSIFICAZIONE**

In linea con quanto previsto nel primo periodo di regolazione, l'Autorità ha mantenuto la suddivisione dei ricavi ammessi tra una parte maggiore garantita ed una parte minore esposta ai rischi e alle opportunità derivanti dall'oscillazione della domanda. In questo modo si offre alle imprese un'elevata garanzia di copertura dei costi, ma le si rende comunque partecipe dei rischi e delle opportunità legate allo sviluppo della domanda, incentivando altresì le imprese a promuovere il più elevato utilizzo delle infrastrutture e quindi l'aumento del gas rigassificato, che è remunerato ad un ricavo marginale superiore al costo marginale.

Come già ricordato nel paragrafo 6.6, i ricavi di riferimento  $RL$  dell'anno termico 2005-2006 sono ripartiti in una componente  $RL^C$ , pari all'80 per cento di  $RL$ , e in una componente  $RL^E$ , pari al 20 per cento di  $RL$ .

Nella componente  $RL^C$  sono individuabili due quote di ricavo distinte: una relativa alla remunerazione del capitale investito netto, definita come  $RL_{capitale}$  e calcolata, per l'anno termico 2005-2006, come indicato nel paragrafo 6.2, e un'altra riferibile ai costi operativi e agli ammortamenti  $RL_{co+amm}$ , determinata per differenza.

Tenuto conto di quanto previsto all'articolo 2, comma 18, della legge n. 481/95 e in analogia a quanto indicato dalla legge 27 ottobre 2003, n. 290, in sede di aggiornamento, il recupero di produttività viene applicato alle sole componenti del vincolo relative ai costi di gestione e alla quota ammortamento e non sul totale del vincolo, come avveniva per il primo periodo di regolazione.

Per quanto riguarda la remunerazione del capitale investito netto negli anni termici del periodo di regolazione successivi al primo, si procede all'aggiornamento mediante ricalcolo annuale del capitale investito netto esistente al 31 dicembre 2004, tenuto conto dell'inflazione e delle dismissioni eventualmente effettuate dall'impresa nel corso degli

anni, e calcolando la quota del fondo ammortamento relativo agli anni successivi al 2004 sulla base delle durate convenzionali riportate in tabella 1.

Anche le imprese che avviano il servizio di rigassificazione successivamente all'anno termico 2005-2006, ai fini dell'aggiornamento del capitale investito netto seguono il medesimo procedimento, con riferimento al capitale investito riconosciuto, iscritto nel bilancio dell'esercizio che precede la regolazione tariffaria.

La quota parte dei ricavi riconducibile ai costi operativi e alla quota di ammortamento riconosciuta  $RL_{co+amm}$ , è aggiornata mediante la seguente formula:

$$RL_{co+amm}^t = RL_{co+amm}^{t-1} (I + I_{t-1} - RP + Y + Q + W)$$

dove:

- $I_{t-1}$  è il tasso di variazione medio annuo, riferito ai dodici mesi precedenti, dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati, rilevato dall'Istat;
- $RP$  è il tasso annuale prefissato di variazione del recupero di produttività pari all'1,5%;
- $Y$  è un ulteriore parametro di variazione dei ricavi che tiene conto di costi derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali e a mutamenti del quadro normativo;
- $Q$  è un ulteriore parametro di variazione dei ricavi che tiene conto di eventuali recuperi di qualità rispetto a standard prefissati;
- $W$  è un ulteriore parametro di variazione dei ricavi che tiene conto di eventuali nuove attività volte al controllo della domanda e all'uso efficiente delle risorse.

Con successivi provvedimenti l'Autorità definisce i parametri  $Y$ ,  $Q$  e  $W$ . Fino all'emanazione di tali provvedimenti, i parametri  $Y$ ,  $Q$  e  $W$  sono pari a zero.

Il tasso annuale prefissato di variazione del recupero di produttività  $RP$  è stato assunto pari all'1,5%, in analogia a quanto definito per il primo periodo di regolazione, sulla base dell'analisi dei dati a disposizione che evidenziano l'esistenza di ulteriori margini per il recupero di efficienza e tenuto conto che il recupero di produttività si applica solo alle componenti del vincolo relative ai costi di gestione e alla quota ammortamento e non sul totale del vincolo come avveniva nel primo periodo di regolazione.

Come già per il primo periodo di regolazione anche per il secondo periodo l'Autorità ha previsto un meccanismo di garanzia dei ricavi di *capacity* e pertanto, negli anni termici del periodo di regolazione successivi al secondo, l'impresa di rigassificazione calcola il fattore correttivo  $FC^L$  con la seguente formula:

$$FC^L_t = (REF^L_{t-2} - RL^Q_{t-2} - RLNI_{t-2} + RSC^L_{t-2} + FC^L_{t-2}) (1 + r);$$

dove:

- $FC^L_t$  è il fattore correttivo per l'anno termico  $t$ ;
- $r$  è il tasso di rendimento medio annuo dei buoni del tesoro decennali dell'ultimo anno disponibile, aumentato dello 0,41 per cento;



- $REF^L_{t-2}$ , sono i ricavi conseguiti applicando i corrispettivi tariffari di impegno, al lordo di eventuali riduzione operate dall'impresa e non previste dalla presente deliberazione, alle capacità effettivamente conferite per l'anno termico  $t-2$ ;
- $RSC^L_{t-2}$  sono i ricavi derivanti dall'applicazione di corrispettivi di scostamento, considerati ai fini del calcolo dei ricavi di riferimento per l'anno termico  $t-2$ ;
- $FC^L_{t-2}$ , è il fattore correttivo determinato per l'anno termico  $t-2$ .

L'impresa di rigassificazione applica il fattore correttivo  $FC^L_t$  per un ammontare fino al 2% dei ricavi di riferimento ( $RL^Q + RLNI - RSC^L$ ). Gli importi eccedenti tale soglia sono considerati ai fini del calcolo del corrispettivo unitario di impegno associato ai quantitativi contrattuali di  $Gnl$ ,  $Cqs$ , ripartendo l'ammontare sui quattro anni termici successivi, tenuto conto della rivalutazione annua di cui al comma 10.3 del provvedimento.

Nel calcolo dei ricavi effettivi,  $REF$ , si terrà conto anche di eventuali ricavi addizionali riscossi dall'impresa di rigassificazione e percepiti ai sensi di disposizioni stabilite dalle condizioni di accesso al servizio di rigassificazione, di disposizioni stabilite dal codice di rigassificazione predisposto ai sensi della deliberazione 167/05, nonché di nuovi ricavi derivanti da altre attività.

Ai fini del calcolo dei ricavi di riferimento per l'anno termico 2006-2007 si tiene conto del fattore correttivo relativo all'anno termico 2004-2005, calcolato in coerenza con quanto previsto dalla deliberazione n. 120/01.

Negli anni termici del periodo di regolazione successivi al primo, il corrispettivo unitario variabile di rigassificazione  $CVL$  associato all'energia rigassificata è soggetto ad un aggiornamento annuale sulla base della seguente formula:

$$CVL_t = CV_{t-1} \times (1 + I_{t-1} - RP^L)$$

dove  $RP^L$  è il tasso annuale prefissato di variazione del recupero di produttività per la quota di costo legata all'energia rigassificata, pari all'1,5 per cento.

Rispetto al documento di consultazione del 20 giugno in cui era stato previsto un valore di efficientamento compreso tra il 2 e il 3% il tasso annuale prefissato di variazione del recupero di produttività  $RP^L$  è stato assunto pari all'1,5%, in analogia al coefficiente previsto ai fini dell'aggiornamento del *revenue cap*, tenuto conto di una limitata potenzialità di espansione dei volumi rigassificabili dati i limiti tecnici del terminale.

A partire dall'anno termico 2007-2008, l'impresa di rigassificazione, in aggiunta alla quota  $RLNI_t$  relativa agli investimenti realizzati nell'esercizio 2006, somma il valore aggiornato della quota di ricavi  $RLNI$  relativa agli investimenti realizzati negli esercizi pregressi, a partire dall'anno 2005, calcolata come segue:

- la quota di remunerazione riconosciuta per ciascuna tipologia di investimento, calcolata con riferimento al valore cumulato fino all'anno termico  $t-2$  degli investimenti realizzati negli esercizi precedenti, a partire dall'anno 2005, calcolato con il metodo del costo storico rivalutato, di cui all'articolo 3 del provvedimento, tenuto conto dell'inflazione, del fondo ammortamento relativo ai soli cespiti entrati in esercizio, calcolato sulla base delle durate convenzionali indicate in tabella 1, e dei contributi pubblici percepiti;

- la quota  $AMM_{NI}$  riconosciuta ai sensi dell'articolo 4, comma 4.3, del provvedimento aggiornata sulla base della seguente formula:

$$AMM_{NI} = AMM_{NI-t-1} (1 + I_{t-1} - RP + Y + Q + W)$$

## 10 PROPOSTA, APPROVAZIONE E PUBBLICAZIONE DELLE TARIFFE

Gli articoli 11 e 14 del provvedimento disciplinano le modalità di trasmissione da parte delle imprese di rigassificazione delle proposte tariffarie.

Ai fini della determinazione delle tariffe relative all'anno termico 2005-2006 l'impresa di rigassificazione trasmette all'Autorità entro 30 (trenta) giorni dall'entrata in vigore del presente provvedimento i ricavi di riferimento e le proposte tariffarie relative al primo anno termico del periodo di regolazione. Per l'anno termico 2005-2006, il vincolo sui ricavi sarà calcolato tenuto conto del fattore correttivo relativo all'anno termico 2003-2004, in coerenza con quanto previsto dalla deliberazione n. 120/01.

Nel caso la proposta sia respinta in quanto non conforme ai criteri previsti dal provvedimento, l'Autorità si riserva la determinazione diretta delle tariffe in modo da assicurare agli utenti certezza sul valore delle tariffe per il servizio di rigassificazione entro l'avvio del nuovo anno termico.

Per gli anni termici successivi al primo, entro il 31 marzo di ogni anno, le imprese di rigassificazione presentano all'Autorità:

- i ricavi  $RL^C$ ,  $RL^A$  e  $RL^Q$ ;
- i ricavi  $RL^{NI}$ ;
- le proposte dei corrispettivi unitamente alla documentazione necessaria per la valutazione delle medesime proposte.

Le proposte di cui sopra sono approvate qualora l'Autorità non si pronunci in senso contrario entro 90 (novanta) giorni dal loro ricevimento.

## 11 NUOVA CAPACITÀ

Le imprese che realizzano nuovi terminali calcolano annualmente i ricavi di riferimento sulla base del valore degli incrementi patrimoniali relativi alle immobilizzazioni presenti nel bilancio dell'esercizio precedente l'anno termico cui si riferisce il calcolo, tenuto conto dell'incremento di remunerazione riconosciuto per i nuovi investimenti.

Per i primi due anni di attività, i costi operativi sono proposti dalle imprese e sottoposti a verifica dell'Autorità. In tal caso, l'impresa di rigassificazione obbligatoriamente deve presentare una proposta di costi operativi supportata o da un confronto con realtà simili o da un'evidenza di procedure di minimizzazione degli oneri.

Per il terzo anno, i costi operativi sono calcolati a partire dal bilancio dell'esercizio precedente, sottoposto a revisione contabile e dai conti separati presentati ai sensi della deliberazione n. 311/01.

I ricavi di riferimento sono ripartiti come previsto al paragrafo 6.6 e le tariffe di rigassificazione dei nuovi terminali sono articolate secondo i criteri previsti al capitolo 8.

L'Autorità, al fine di promuovere la concorrenza nell'offerta di gas, ha previsto inoltre l'introduzione di opportune forme di garanzia per i soggetti che intendano costruire nuovi terminali.

Tali garanzie si esplicitano mediante la copertura di una quota parte del vincolo sui ricavi di riferimento, nel caso di non utilizzo del terminale, attraverso un fattore di garanzia  $FG^L$ , che assicura anche in caso di mancato utilizzo dell'impianto, la copertura di una quota pari all'80% di ricavi di riferimento  $RL^C$ .

Tale meccanismo di copertura sarà garantito a tutti i terminali e posto in capo al sistema di trasporto, a partire dall'anno termico di entrata in esercizio di un nuovo impianto di rigassificazione di Gnl e sostituirà il meccanismo del fattore correttivo  $FC^L$  attualmente previsto per il terminale di Panigaglia. La garanzia è riconosciuta per un periodo di 20 anni a partire dalla data di entrata in esercizio della nuova capacità di rigassificazione in seguito alla costruzione di nuovi impianti o ripotenziamento di impianti esistenti.

Le imprese che svolgono il servizio di rigassificazione sono comunque incentivate a ottimizzare l'utilizzo del terminale, allocando la completa capacità disponibile e rigassificando la maggiore quantità di Gnl possibile, al fine di raggiungere la piena remunerazione dell'attività.

In caso di effettivo utilizzo del nuovo terminale, il fattore di garanzia  $FG^L$ , riconosciuto dal sistema del trasporto, sarà ridotto in maniera corrispondente: la quota parte garantita del vincolo  $RL^C$  non andrà a sommarsi al ricavo realizzato, bensì si ridurrà proporzionalmente fino a annullarsi qualora i ricavi realizzati per impegno di capacità e approdi raggiungano la copertura garantita.

Al fine di favorire l'utilizzo dei nuovi terminali e contestualmente ridurre nel tempo la quota parte del vincolo sui ricavi dei nuovi terminali garantita dal trasportatore, l'Autorità propone l'applicazione di una riduzione tariffaria del corrispettivo di capacità di trasporto del punto di entrata alla rete nazionale interconnesso con il terminale per i soggetti del servizio di trasporto titolari di conferimenti di impegni di rigassificazione continuativa. Questo, congiuntamente alla maggior elasticità garantita da un impegno di capacità di lunga durata, potrebbe, da un lato, spingere i soggetti ad utilizzare i terminali con procedure diverse da quelle dello spot.

Infine, sempre a partire dall'entrata in esercizio di nuovi terminali, l'impresa maggiore di trasporto nella determinazione del corrispettivo  $CP_e$  di cui all'articolo 11, comma 11.2, della deliberazione n.166/05, considera nei punti di entrata della rete nazionale di gasdotti interconnessi con terminali di Gnl la capacità sulla base della capacità di rigassificazione del terminale in luogo della capacità prevista in conferimento, mentre la capacità di trasporto è conferita all'operatore del terminale nella misura da questi richiesta.

Le disposizioni relative alla introduzione di incentivi per la realizzazione e l'utilizzo di nuovi terminali, nonché le disposizioni in materia di modifica dell'articolo 11 della deliberazione n.166/05, avranno effetto successivamente all'emanazione delle modalità applicative che saranno definite dall'Autorità con specifico provvedimento.

In sintesi, le incentivazioni alla realizzazione di nuove potenzialità di rigassificazione si sostanziano nelle predisposizioni illustrate nello schema sottostante.

Natura	Entità	Decorrenza	Applicazione
Remunerazione	Tasso di remunerazione del capitale investito netto riconosciuto nel periodo di regolazione + 3%  Per il secondo periodo di regolazione: 10,6%	Entrata in esercizio di nuova potenzialità	15 anni
Fattore di garanzia (onere posto in capo al sistema di trasporto)	80 % di RL <sup>C</sup> (nel caso di capacità allocata la % si riduce proporzionalmente)	Entrata in esercizio di nuova potenzialità	20 anni
Definizione del corrispettivo di capacità di trasporto <i>C<sub>pe</sub></i> relativo al punto di interconnessione con il terminale	Calcolato sulla base della capacità di rigassificazione del terminale in luogo della capacità prevista in conferimento	Entrata in esercizio di nuova potenzialità	Da definire con successivo provvedimento
Applicazione del corrispettivo di capacità di trasporto <i>C<sub>pe</sub></i> relativo al punto di interconnessione con il terminale	Riduzione tariffaria	Entrata in esercizio di nuova potenzialità	Da definire con successivo provvedimento

5 agosto 2005

Il Direttore della Direzione Tariffe  
ing. Egidio Fedele Dell'Oste