

*Autorità per l'energia elettrica e il gas*

**RELAZIONE TECNICA**

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

(deliberazione 7 luglio 2008, ARG/Gas n. 92/08)

## INDICE

Premessa.....	3
PARTE I.....	4
Il contesto normativo .....	4
1    Introduzione .....	4
2    Normativa di carattere generale .....	4
3    Normativa delle condizioni di accesso e relative deroghe.....	5
4    Regolazione tariffaria.....	7
PARTE II .....	10
Obiettivi dell' autorità e processo di consultazione.....	10
5    Introduzione .....	10
6    La rigassificazione del Gnl in Italia .....	10
7    Obiettivi .....	10
8    Processo di consultazione .....	11
PARTE III .....	14
Provvedimento finale .....	14
9    Introduzione .....	14
10   Criteri generali adottati .....	14
11   Ambito di applicazione .....	15
12   Determinazione del costo riconosciuto per il servizio di rigassificazione.....	16
13   Ripartizione dei ricavi.....	27
14   Struttura ed articolazione tariffaria .....	28
15   Aggiornamento annuale dei parametri tariffari.....	32
16   Incentivazione degli investimenti .....	35
17   Trasmissione delle informazioni, approvazione delle proposte tariffarie e attestazione dei ricavi.....	38
18   Modifiche alla disciplina del trasporto.....	38
19   Modifiche alla disciplina dell' <i>unbundling</i> .....	39
20   Criteri generali della disciplina del fattore di garanzia .....	39
21   Requisiti per l' applicazione del fattore di garanzia .....	40
22   Modalità applicative del fattore di garanzia.....	42
Appendice A1 - Elenco delle iniziative e dei progetti riguardanti la realizzazione di terminali di rigassificazione di Gnl .....	44

## **PREMESSA**

La presente relazione tecnica illustra i contenuti della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: Autorità) 7 luglio 2008, ARG/Gas n. 92/08 "Criteri per la determinazione delle tariffe per il servizio di rigassificazione e modifiche alle deliberazioni n. 166/05 e n. 11/07" (di seguito: deliberazione ARG/Gas n. 92/08).

Il provvedimento oggetto della presente relazione tecnica (di seguito: il provvedimento) si inserisce nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione dell'Autorità 14 settembre 2007, n. 222/07 (di seguito: deliberazione n. 222/07), ai fini della formazione di 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 (di seguito: decreto legislativo n. 164/00).

La predisposizione del provvedimento è stata preceduta da una fase di consultazione dei soggetti interessati avviata con il documento per la consultazione 13 marzo 2008 relativo a "Criteri per la determinazione delle tariffe per l'attività di utilizzo dei terminali di Gnl per il terzo periodo di regolazione", Atto DCO n. 7/08 (di seguito: documento per la consultazione 13 marzo 2008).

La deliberazione ARG/Gas n. 92/08, oggetto della presente relazione tecnica, definisce la normativa in materia di regolazione delle tariffe per il servizio di rigassificazione di gas naturale liquefatto (di seguito: Gnl) per il terzo periodo di regolazione che ha avuto inizio l'1 ottobre 2008, e delle modalità applicative delle misure per incentivare la realizzazione di nuovi terminali di rigassificazione di cui all'articolo 13, commi 13.2 e 13.3, e all'articolo 16, comma 16.1, della deliberazione dell'Autorità 4 agosto 2005, n. 178 (di seguito: deliberazione n. 178/05).

# PARTE I

## IL CONTESTO NORMATIVO

### 1 Introduzione

- 1.1 Questa sezione illustra il contesto normativo di riferimento e i vincoli di natura giuridica dell'intervento regolatorio. Nei paragrafi seguenti è riportata la normativa rilevante che disciplina la materia oggetto del provvedimento, che definisce il contesto normativo e che è stata considerata nella formulazione e nella definizione del provvedimento finale: la normativa di carattere generale; la normativa delle condizioni di accesso e relative deroghe; la normativa relativa alla regolazione tariffaria del servizio di rigassificazione del Gnl.

### 2 Normativa di carattere generale

- 2.1 La legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95), stabilisce che l'Autorità definisce ed aggiorna, in relazione all'andamento del mercato, la tariffa base, i parametri e gli altri elementi di riferimento per determinare le tariffe dei servizi. In particolare, l'ordinamento tariffario deve:
- essere “certo, trasparente e basato su criteri predefiniti”;
  - promuovere la tutela degli interessi di utenti e consumatori, in coerenza con la normativa comunitaria e gli indirizzi di politica generale formulati dal Governo;
  - “armonizzare gli obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti i servizi con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse”.
- 2.2 Inoltre, ai fini dell'aggiornamento della tariffa, l'articolo 2 della legge n. 481/95 prevede l'utilizzo da parte dell'Autorità del metodo del *price-cap*, ossia di uno schema tariffario incentivante in base al quale viene tra l'altro identificato il livello dei costi da riconoscere agli esercenti al fine di conseguire, su base annuale, un recupero di produttività.
- 2.3 Il quadro normativo nell'ambito del quale l'Autorità è chiamata a definire prezzi e corrispettivi per il servizio di rigassificazione è precisato nel decreto legislativo n. 164/00. In particolare, l'articolo 23 sottopone espressamente il servizio di rigassificazione di Gnl alla potestà di regolazione tariffaria dell'Autorità, il cui esercizio deve anche assicurare una congrua remunerazione del capitale investito (comma 2), permettere lo sviluppo dei terminali di Gnl ed incentivare gli investimenti per il potenziamento della relativa capacità (comma 3).
- 2.4 Inoltre, la legge 27 ottobre 2003, n. 290 (di seguito: legge n. 290/03) sebbene riferibile alle disposizioni relative ai servizi del settore elettrico<sup>1</sup>, ha introdotto alcuni criteri di carattere generale cui l'Autorità deve attenersi nella regolazione<sup>2</sup> e che sono già stati applicati alla

---

<sup>1</sup> in più aspetti riprese anche dai recenti provvedimenti tariffari dell'Autorità nel settore elettrico (deliberazione 29 dicembre 2007, n. 348/07 e deliberazione 13 marzo 2008, ARG/elt 30/08).

<sup>2</sup> Si evidenzia tra tali criteri: 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 metodo del *price-cap*; l'esclusione dall'applicazione del metodo del *price-cap* della remunerazione del capitale investito.

disciplina tariffaria del servizio di rigassificazione di Gnl adottata con la deliberazione n. 178/05 per il secondo periodo di regolazione. Nella prospettiva di continuità della regolazione e di convergenza dei criteri tariffari tra i due settori, l'Autorità, pur in assenza di specifiche previsioni normative, in relazione all'obiettivo di garantire certezza e stabilità della regolazione, ha tenuto conto delle richiamate disposizioni anche ai fini della definizione delle regole per il terzo periodo di regolazione del settore gas.

- 2.5 La normativa nazionale sopra richiamata si inserisce nel più generale quadro normativo europeo che, con la Direttiva 2003/55/CE del 26 giugno 2003 del Parlamento europeo e del Consiglio (di seguito: direttiva 2003/55/CE), ha fissato i riferimenti per la creazione di un mercato interno del gas naturale.
- 2.6 Infine, tra le norme generali è da richiamare il Testo integrato di *unbundling*, approvato con deliberazione del 18 gennaio 2007, n. 11/07, come successivamente modificato e integrato (di seguito: deliberazione n. 11/07), che ha introdotto obblighi in materia di separazione funzionale e contabile per le imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas.
- 2.7 La suddetta deliberazione definisce l'attività di rigassificazione del gas naturale liquefatto come un'attività che comprende le operazioni di scarico, stoccaggio e rigassificazione del gas naturale liquefatto effettuate tramite l'utilizzo dei terminali di rigassificazione del gas naturale liquefatto sul territorio nazionale o entro le acque territoriali italiane, compresi eventuali gasdotti di collegamento, stabilendo che costituiscono comparti di separazione contabile, per ogni singolo terminale, i) ricezione e stoccaggio del gas naturale liquefatto, ii) rigassificazione del gas naturale liquefatto, e iii) sistemi ausiliari.
- 2.8 La medesima deliberazione dispone che l'attività di rigassificazione del gas naturale liquefatto non è soggetta agli obblighi di separazione funzionale quando il servizio è fornito da un soggetto giuridicamente separato esclusivamente per mezzo di infrastrutture esentate, ai sensi di legge, dalla disciplina che prevede il diritto di accesso non discriminatorio di terzi su almeno il 50% della capacità produttiva potenziale.

### **3 Normativa delle condizioni di accesso e relative deroghe**

- 3.1 La regolazione delle condizioni di accesso e di erogazione del servizio di rigassificazione del Gnl (articolo 2, comma 12, lettera d), della legge n. 481/95 ed articolo 24, comma 4, del decreto legislativo n. 164/00) è avvenuta da parte dell'Autorità per fasi successive<sup>3</sup>.
- 3.2 Le condizioni di accesso ed erogazione del servizio sono attualmente disciplinate dalla deliberazione 1 agosto 2005, n. 167/05 (di seguito: deliberazione n. 167/05), sulla base della quale la società Gnl Italia Spa, ha predisposto il proprio codice di rigassificazione, approvato dall'Autorità con deliberazione 15 maggio 2007, n. 115/07.
- 3.3 Nell'ambito della disciplina generale delle modalità di accesso al servizio di rigassificazione si è parallelamente evoluta nel tempo una disciplina derogatoria volta a favorire la realizzazione di nuovi terminali, mediante la garanzia di impegni di lungo termine (funzionali all'esecuzione di contratti di compravendita di Gnl di durata pluriennale) tali da assicurare il recupero degli investimenti effettuati<sup>4</sup>.
- 3.4 La legge 23 agosto 2004, n. 239/04 (di seguito: legge n. 239/04), (articolo 1, commi 17 e 20) in attuazione dell'articolo 22 della direttiva 2003/55/CE ha completamente innovato la disciplina del diritto di allocazione prioritaria. Sulla base di tale previsione normativa, il

<sup>3</sup> Come riportato con maggiore dettaglio nel capitolo 3 del documento di consultazione 13 marzo 2008.

<sup>4</sup> Deliberazione dell'Autorità 15 maggio 2002, n. 91/02 e legge 12 dicembre 2002, n. 273.

Ministero dello Sviluppo Economico, previo parere dell'Autorità, può riconoscere una *“esenzione dalla disciplina che prevede il diritto di accesso dei terzi”* ai soggetti che investono nella realizzazione di nuovi terminali, o in significativi potenziamenti di quelli esistenti, tali da permettere lo sviluppo della concorrenza e di nuove fonti di approvvigionamento di gas naturale.

- 3.5 Tale esenzione è accordata caso per caso, sulla base di criteri definiti dal Ministero, per un periodo di almeno venti anni ed ha ad oggetto una quota almeno pari all'80% della nuova capacità realizzata. I predetti criteri sono stati definiti dal Ministero con decreto 11 aprile 2006.
- 3.6 Per quanto riguarda la quota di nuova capacità non oggetto dell'esenzione, la legge n. 239/04 prevede che siano applicate regole specifiche definite dall'Autorità sulla base di criteri di efficienza, economicità e sicurezza definiti dal Ministero dello Sviluppo Economico. Detti criteri sono stati adottati con decreto 28 aprile 2006, cui l'Autorità ha dato attuazione con la deliberazione 31 luglio 2006, n. 168/06, modificata con deliberazione 18 dicembre 2007, n. 327/07.
- 3.7 Ad oggi le esenzioni al regime di accesso regolato accordate ai sensi del suddetto articolo 1, comma 17, della legge n. 239/04, riguardano i seguenti terminali:
- il terminale di Rovigo, per il quale il Ministero delle attività produttive ha rilasciato un'esenzione dalla disciplina di accesso a terzi a favore della società Edison Lng Spa per una quota di capacità pari all'80% per un periodo di venticinque anni;
  - il terminale di Brindisi, per il quale il Ministero delle attività produttive ha rilasciato un'esenzione dalla disciplina di accesso a terzi a favore della società Brindisi Lng Spa per una quota di capacità pari all'80% per un periodo di venti anni.

***Condizioni di erogazione del servizio relative ai terminali di Gnl che beneficiano delle deroghe alle condizioni di accesso***

- 3.8 La disciplina dell'esenzione dagli obblighi di accesso di terzi costituisce una deroga alle generali previsioni, attualmente contenute nella deliberazione n. 167/05, in materia di accesso al servizio di rigassificazione.
- 3.9 In primo luogo, per quanto riguarda le modalità di erogazione del servizio, ciò comporta che anche i terminali che beneficiano del predetto regime derogatorio, sia per la quota di capacità oggetto dell'esenzione, sia per la quota residua, siano sottoposti alla disciplina generale prevista dalla deliberazione n. 167/05 in materia di programmazione delle scariche nonché obblighi di conferire la capacità che risulta non utilizzata o non disponibile; invece, non trovano piena applicazione le previsioni relative alla facoltà degli utenti di scambiarsi capacità e di rendere disponibile quella inutilizzabile al terminale per conferimenti a terzi e all'obbligo per i titolari di capacità di durata pluriennale di rendere disponibile all'esercente il terminale per conferimenti a terzi, quantitativi di capacità corrispondenti a quella non utilizzata nell'anno precedente.
- 3.10 Il sopra citato decreto ministeriale 11 aprile 2006, infatti, prevede una disciplina specifica per i quantitativi di capacità oggetto di esenzione, ciò che limita l'ambito applicativo dei predetti articoli alla sola quota di capacità residua.
- 3.11 Per quanto riguarda la quota di capacità esente, l'articolo 6, comma 3 stabilisce che, qualora essa *“non sia pienamente e costantemente utilizzata per cause dipendenti dalla volontà dei soggetti che, sottoscrivendo contratti di lungo termine, hanno contribuito direttamente o indirettamente al finanziamento della nuova infrastruttura, i soggetti che gestiscono l'infrastruttura oggetto di esenzione riattribuiscono a terzi la capacità loro assegnata e non*

*utilizzata, anche per periodi pluriennali entro il termine di scadenza dell'esenzione ottenuta".*

- 3.12 Come si nota, si tratta di indicazioni di portata alquanto generale che potranno essere dettagliate dall'Autorità nell'esercizio dei suoi poteri di regolazione.
- 3.13 In secondo luogo, sotto il profilo dei corrispettivi per il servizio di rigassificazione, la disciplina tariffaria definita dall'Autorità trova applicazione anche per i terminali per i quali è riconosciuta l'esenzione, essendo gli esercenti obbligati ad applicare le tariffe approvate dall'Autorità agli utenti che hanno avuto accesso alle capacità non oggetto dell'esenzione.
- 3.14 Tuttavia la disciplina relativa al fattore di garanzia per i terminali oggetto di esenzione non è applicata, fino a quando la quota di capacità oggetto di esenzione dal diritto di accesso a terzi riesce ad assicurare il livello di copertura del fattore di garanzia.

## **4 Regolazione tariffaria**

### ***L'ordinamento tariffario del secondo periodo di regolazione***

- 4.1 I criteri relativi al sistema tariffario del secondo periodo di regolazione sono stati definiti con la deliberazione n. 178/05. I ricavi di riferimento, determinati tramite l'identificazione degli elementi di costo relativi all'attività di rigassificazione in modo tale da garantire la copertura dei costi operativi e dei costi di capitale, ivi incluso l'ammortamento, sono stati calcolati in relazione ai costi riconosciuti del terminale esistente all'inizio del secondo periodo di regolazione, nonché agli investimenti realizzati nel corso di tale periodo.
- 4.2 All'impresa esercente il servizio di rigassificazione è stata riconosciuta una congrua remunerazione del capitale investito attraverso un WACC reale *pre tax* pari al 7,6% del capitale investito netto riconosciuto.
- 4.3 Allo scopo di attribuire in modo equo e non discriminatorio i costi del servizio di rigassificazione in relazione all'utilizzo effettivo delle infrastrutture, la deliberazione n. 178/05 ha previsto una ripartizione iniziale tra la componente legata alla capacità e quella connessa al volume di gas effettivamente rigassificato rispettivamente pari al 80% e al 20% dei ricavi di riferimento, ed un'ulteriore suddivisione della componente *capacity* in una quota relativa agli approdi effettivi (8% del totale dei ricavi riconosciuti), e in una quota relativa agli impegni contrattuali di capacità (pari al rimanente 72% del totale dei ricavi riconosciuti); quest'ultima quota parte di ricavi veniva garantita all'impresa di rigassificazione attraverso l'istituto del fattore correttivo.
- 4.4 Altre disposizioni introdotte nel secondo periodo di regolazione, prevedevano:
  - una durata del periodo di regolazione pari a 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 introdotte;
  - l'applicazione, ai fini della determinazione dei costi operativi riconosciuti per il terzo periodo di regolazione, del criterio del *profit sharing*, riconoscendo alle imprese la metà degli ulteriori recuperi di produttività realizzati in eccesso rispetto a quelli prefissati dalla deliberazione n. 178/05;
  - l'applicazione del recupero di produttività alle sole componenti del vincolo relative ai costi operativi e alla quota ammortamento in analogia a quanto indicato dalla legge n. 290/03, 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;

- al fine di garantire una maggior stabilità tariffaria durante il periodo di regolazione, una revisione del meccanismo di conguaglio esistente implicito nel meccanismo del fattore correttivo, imponendo una ripartizione dell'ammontare su più anni termici nel caso in cui vengano calcolati fattori correttivi superiori ad una determinata soglia dei ricavi di riferimento.

#### **Misure introdotte dalla deliberazione n. 178/05 a garanzia degli investimenti nei terminali di Gnl**

- 4.5 Al fine di favorire lo sviluppo delle infrastrutture di rigassificazione e condizioni favorevoli alla concorrenza nel mercato interno, l'articolo 4 del provvedimento ha previsto, analogamente a quanto disposto dalla deliberazione n. 166/05 per la tariffa di trasporto gas naturale, un sistema di incentivi per i nuovi investimenti mediante il riconoscimento di un tasso di remunerazione dei nuovi investimenti superiore a quello riconosciuto sul capitale esistente al termine dell'esercizio 2004 e per una durata superiore al periodo di regolazione, differenziato in funzione di differenti tipologie di investimento classificate in base al livello di rischio associato all'investimento stesso e ai contributi apportati al sistema in termini di incremento delle fonti di approvvigionamento di gas naturale e di ottimizzazione delle infrastrutture esistenti.
- 4.6 L'Autorità ha inoltre dovuto considerare, oltre ai criteri generali precedentemente richiamati, anche alcune misure che, pur introdotte nel secondo periodo di regolazione dalla deliberazione n. 178/05, producono effetti anche per i periodi successivi. Si tratta, in particolare, dell'introduzione di criteri la cui attuazione è stata demandata all'entrata in esercizio dei nuovi terminali.
- 4.7 In primo luogo, l'Autorità ha ritenuto necessario favorire lo sviluppo di nuovi terminali oltre che con il differenziale sul capitale investito di cui sopra anche garantendo un parziale ritorno dei costi di capitale in grado di assicurare stabilità e certezza dei flussi di ricavi riconosciuti. In particolare, l'articolo 13.2 della deliberazione n. 178/05 ha introdotto un fattore di garanzia ( $FG^L$ ) volto ad assicurare la copertura di una quota pari all'80% dei ricavi di riferimento  $RL^C$  per un periodo di 20 anni anche in caso di mancato utilizzo dell'impianto, la cui copertura viene assicurata da una apposita componente tariffaria a carico degli utenti del servizio di trasporto.
- 4.8 Si tratta di un istituto finalizzato a favorire lo sviluppo di nuove capacità di rigassificazione anche in assenza di soggetti titolari di diritti di allocazione prioritaria di cui all'articolo 27 della legge 12 dicembre 2002, n. 273, o in assenza di un'esenzione dall'obbligo di accesso di terzi di cui all'articolo 1, comma 17, della legge 23 agosto 2004, n. 239. Infatti, anche in assenza di impegni di lungo termine, al gestore del terminale viene assicurato un parziale ritorno del capitale investito.
- 4.9 Sotto questo profilo, il fattore di garanzia si pone in linea di continuità con l'istituto del fattore correttivo, previsto per il servizio di trasporto ( $FC^N$  e  $FC^R$ ) e mantenuto per il servizio di rigassificazione ( $FC^L$ ) sia nel primo sia nel secondo periodo di regolazione. Con il fattore di garanzia, tuttavia, si intende maggiormente rafforzare la tutela dell'investimento dal rischio di capacità non impegnata in quanto tale meccanismo di tutela non opera solo nell'ambito del periodo di regolazione considerato, ma viene esteso su un arco temporale (20 anni) che copre più periodi di regolazione.
- 4.10 Ulteriore elemento che differenzia il fattore di garanzia dal fattore correttivo riguarda le modalità attraverso le quali viene assicurata la copertura della quota parte dei ricavi



consentiti in caso di mancato utilizzo del terminale: il fattore correttivo agisce sulla tariffa applicabile al medesimo terminale, mentre quello di garanzia sulla tariffa di trasporto.

- 4.11 Tale innovazione si è resa necessaria in un contesto (come quello che sta per aprirsi in Italia) caratterizzato da una pluralità di terminali che operano sul territorio nazionale in competizione tra loro. In tale contesto, infatti, un sistema di copertura dei ricavi di riferimento del terminale che ponga il relativo onere in capo agli utenti del terminale stesso ne disincentiverebbe l'utilizzo in quanto un sottoutilizzo della capacità di rigassificazione si tradurrebbe in un minore utilizzo della capacità anche negli anni successivi a causa della minore concorrenzialità del terminale implicita nelle più alte tariffe legate all'operare del fattore correttivo.
- 4.12 Coerentemente con tali considerazioni, l'articolo 13.1 della deliberazione n. 178/05 ha previsto che il meccanismo del fattore garanzia divenga operativo, sostituendosi al fattore correttivo, a decorrere dall'anno di entrata in esercizio del primo nuovo impianto di rigassificazione di Gnl.
- 4.13 In secondo luogo la deliberazione n. 178/05 è intervenuta sui corrispettivi per il servizio di trasporto relativi ai punti interconnessi con tali terminali, prevedendo che:
- da un lato, il corrispettivo di capacità di trasporto per tali punti sia applicato in misura ridotta agli utenti che hanno avuto accesso al terminale per capacità di rigassificazione di tipo continuativo;
  - dall'altro lato, a modifica dell'articolo 11 della deliberazione n. 166/05, che l'impresa maggiore di trasporto, nella determinazione del corrispettivo di capacità di trasporto nel punto di entrata interconnesso con i terminali di Gnl  $CP_e$ , consideri la capacità di trasporto nel punto di entrata corrispondente alla capacità di rigassificazione del terminale in luogo della capacità di trasporto prevista in conferimento.
- 4.14 Infine, per quanto riguarda le concrete modalità operative del fattore di garanzia, così come per quanto riguarda le concrete modalità operative delle misure relative ai corrispettivi di trasporto relativi ai punti di interconnessione con i nuovi terminali, gli articoli 13.4 e 16.1 della deliberazione n. 178/05 hanno rinviato l'applicazione a successivi provvedimenti dell'Autorità in base allo stato di avanzamento dei lavori di realizzazione di nuovi terminali; si ritiene probabile che l'entrata in operatività del primo terminale avverrà non prima dell'inizio del 2009.
- 4.15 Per il terzo periodo di regolazione restavano da definire i seguenti principali aspetti:
- definizione di un limite entro il quale operi il fattore di garanzia, cioè di un valore di *overcapacity* non impegnata che può essere sostenuta dal sistema;
  - criteri e procedure di raccolta del gettito necessario e criteri e procedure di riconoscimento dell'agevolazione;
  - applicazione delle garanzie ai titolari di impianti di rigassificazione esistenti.

## **PARTE II**

### **OBIETTIVI DELL'AUTORITÀ E PROCESSO DI CONSULTAZIONE**

#### **5 Introduzione**

- 5.1 Questa sezione illustra gli obiettivi alla base dell'intervento di revisione della disciplina tariffaria che l'Autorità ha inteso perseguire, anche a seguito dell'attività di ricognizione svolta e delle osservazioni presentate dagli operatori nel corso del processo di consultazione. Viene dapprima riportata una breve sintesi della rigassificazione del Gnl in Italia.

#### **6 La rigassificazione del Gnl in Italia**

- 6.1 In prossimità dell'inizio del terzo periodo regolatorio, continuano a permanere le criticità, più volte evidenziate, del sistema nazionale di approvvigionamento del gas naturale sia con riferimento al rapporto tra domanda e offerta, sia con riferimento alla sicurezza delle forniture, nonostante i potenziamenti in corso dei gasdotti di interconnessione con l'estero, l'entrata in servizio del nuovo terminale della società Terminale GNL Adriatico Srl prevista nel corso dell'anno termico 2008-2009 ed il crescente l'interesse alla realizzazione di nuove infrastrutture di approvvigionamento<sup>5</sup>.
- 6.2 In questo scenario, i terminali di rigassificazione di Gnl rappresentano un'efficace componente del sistema nazionale di trasporto, tali da garantire che la rete nazionale di trasporto sia alimentata anche da gas allo stato liquido e, conseguentemente, assicurare la diversificazione geografica delle fonti di approvvigionamento.
- 6.3 L'unico terminale di rigassificazione di Gnl in esercizio è ubicato a Panigaglia ed è di proprietà della società Gnl Italia Spa (controllata interamente dalla Snam Rete Gas Spa). Il terminale ha una capacità di rigassificazione pari circa a 3,7 GSmc/a e contribuisce per una quota inferiore al 5% delle importazioni complessive di gas in Italia.

#### **7 Obiettivi**

##### ***Finalità ed orientamenti generali dell'Autorità***

- 7.1 Nel procedimento avviato con deliberazione 14 settembre 2007, n. 222/07 (di seguito: deliberazione n. 222/07), per il terzo periodo di regolazione delle tariffe per l'attività di utilizzo dei terminali di Gnl, ai sensi dell'articolo 23, commi 2 e 3 del decreto legislativo n. 164/00, l'Autorità ha proposto un'impostazione coerente con i seguenti principi generali di:
- stabilità della regolazione, con la previsione di:
    - mantenere un'impostazione coerente con il precedente periodo regolatorio, privilegiando la continuità delle regole;

---

<sup>5</sup> In appendice A1 è riportato l'elenco delle iniziative e dei progetti riguardanti la realizzazione di terminali di rigassificazione.

- definire modalità applicative in merito al principio, già introdotto nel secondo periodo di regolazione, per incentivare la realizzazione e l'utilizzo dei nuovi terminali (fattore di garanzia);
- incentivazione allo sviluppo adeguato delle infrastrutture, con un attento monitoraggio in termini di efficienza degli investimenti, al fine di garantire lo sviluppo competitivo del mercato, la diversificazione delle fonti di approvvigionamento del gas e, di conseguenza, un reale beneficio per i clienti finali.

## 8 Processo di consultazione

### *Ricognizione preliminare*

- 8.1 Nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione n. 222/07, negli ultimi mesi dell'anno 2007 la Direzione Tariffe ha avviato una fase ricognitiva tramite incontri tematici (di seguito richiamati anche come *Focus group*) destinati a:
- Gnl Italia Spa;
  - società alle quali il Ministero dello sviluppo economico aveva rilasciato, alla data del novembre 2007, l'autorizzazione alla realizzazione e all'esercizio di un nuovo terminale di Gnl.
- 8.2 Nell'ambito di tali incontri tematici sono stati presentati gli orientamenti generali dell'Autorità per il terzo periodo di regolazione e sono state discusse preliminarmente alcune delle principali ipotesi di revisione della disciplina tariffaria.
- 8.3 Le principali osservazioni evidenziate dagli operatori nell'ambito del *Focus group* sono riportate nel documento di consultazione 13 marzo 2008.

### *Documento per la consultazione del 13 marzo 2008 DCO n. 7/08*

- 8.4 In data 13 marzo 2008 è stato diffuso il documento per la consultazione, in relazione al quale è stato possibile inviare osservazioni fino al 29 aprile 2008. Nel documento per la consultazione sono stati indicati gli orientamenti dell'Autorità in merito alla regolazione delle tariffe per il servizio di rigassificazione del Gnl.
- 8.5 In particolare l'Autorità, in coerenza con i criteri definiti nel precedente periodo regolatorio, ha prospettato tra l'altro la necessità di:
- assicurare lo sviluppo delle infrastrutture di rigassificazione, anche 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, confermando la disciplina incentivante relativa ai nuovi investimenti adottata nel secondo periodo di regolazione;
  - applicare, per la determinazione dei costi operativi riconosciuti, il criterio del *profit sharing*, riconoscendo alle imprese, nel primo anno del nuovo periodo regolatorio, una quota parte dei maggiori recuperi di produttività realizzati in eccesso rispetto a quelli prefissati ai sensi della deliberazione n. 178/05;
  - applicare il recupero di produttività alle sole componenti del vincolo dei ricavi relative ai costi operativi;

- sottoporre la quota parte dei ricavi riconducibile alla remunerazione del capitale investito netto ad aggiornamento mediante l'applicazione della variazione media annua del deflatore degli investimenti fissi lordi, ed aggiornare la quota parte dei ricavi riconducibile agli ammortamenti in coerenza con i meccanismi adottati per l'aggiornamento del capitale investito riconosciuto;
- applicare una ripartizione dei ricavi tra le componenti *capacity* e *commodity* in linea con il precedente periodo regolatorio;
- prevedere che nella determinazione della tariffa confluiscono tutti i costi riconosciuti per l'erogazione del servizio di rigassificazione offerto dall'impresa; e che, per eventuali ulteriori servizi, le tariffe siano determinate dall'Autorità sulla base dell'analisi dei costi sottostanti, in modo da definire anche per tali servizi le modalità di applicazione dei recuperi di efficienza;
- prevedere che:
  - a. il dimensionamento dei corrispettivi unitari avvenga sulla base della capacità massima rigassificabile del terminale;
  - b. il corrispettivo di entrata alla rete nazionale di gasdotti sia dimensionato sulla base della capacità massima di rigassificazione del terminale;
  - c. venga applicata anche ai punti di entrata interconnessi con terminali di Gnl la disciplina che prevede conferimenti su base infrannuale e relativi corrispettivi riproporzionati sulla base di opportuni coefficienti moltiplicativi;
- confermare la previsione di adottare forme di garanzia che favoriscano la realizzazione di terminali di rigassificazione anche in mancanza dell'esenzione dal regime di accesso regolato a terzi ai sensi dell'articolo 1, comma 17, della legge n. 239/04;
- attuare le previsioni in tema di fattore di garanzia di cui alla deliberazione n. 178/05 prevedendo, in particolare:
  - a. un limite di capacità di rigassificazione complessiva nazionale entro il quale il fattore di garanzia debba operare;
  - b. l'applicazione del fattore di garanzia anche ai terminali oggetto di esenzione per la quota parte di capacità non esentata, complementare all'esenzione medesima nel limite dell'80% dei ricavi di capacità;
  - c. l'introduzione, nell'ambito della tariffa di trasporto, di un corrispettivo unitario addizionale da applicare al corrispettivo variabile, ovvero di una maggiorazione da applicare ai corrispettivi di capacità;
  - d. l'attribuzione alla Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico (di seguito: Cassa) del ruolo di soggetto compensatore responsabile della gestione del gettito derivante dall'applicazione del corrispettivo di cui al punto precedente.

***Principali osservazioni ricevute dagli operatori nell'ambito del processo di consultazione***

8.6 Rispetto alle ipotesi proposte nel documento per la consultazione 13 marzo 2008 le osservazioni degli operatori hanno evidenziato le seguenti principali esigenze:

- prevedere l'introduzione di nuove categorie di cespiti, con particolare riferimento ai terminali di Gnl caratterizzati da tecnologie fortemente innovative, per i quali è necessario prevedere una vita utile tariffaria pari a 20 anni;
- non applicare nel caso di nuovi terminali, almeno per un congruo periodo di tempo, il recupero di produttività, in quanto nel caso di realizzazione di nuove infrastrutture con le più recenti tecnologie disponibili non è possibile prevedere margini di efficientamento;

- prevedere una ripartizione dei ricavi tale per cui nella componente di ricavo *capacity* confluiscono i costi di capitale e i costi fissi operativi, mentre nella componente *commodity* confluiscono unicamente i costi operativi variabili; o, in alternativa, prevedere una ripartizione tale per cui le componenti di ricavo di *capacity* e *commodity* siano rispettivamente pari al 90% e al 10% dei ricavi complessivi riconosciuti all'impresa di rigassificazione;
- prevedere la determinazione di corrispettivi nei punti di entrata interconnessi con terminali di Gnl sulla base della capacità di trasporto prevista in conferimento;
- confermare criteri di rivalutazione del capitale investito riconosciuto coerenti con quelli del precedente periodo regolatorio, al fine di consentire una rivalutazione monetaria congruente con gli investimenti storici effettuati e con le modalità di determinazione dei costi operativi;
- in merito ai servizi marittimi di traghettamento verso i terminali offshore sono emerse posizioni divergenti, in particolare:
  - a. alcuni operatori hanno manifestato l'esigenza che tali servizi non siano soggetti a tariffe regolamentate;
  - b. altri, al contrario, ne hanno richiesto l'inclusione nei costi riconosciuti per il servizio di rigassificazione;
- riconoscere i costi per il ripristino del sito alle condizioni originarie al termine dell'attività di rigassificazione attraverso una quota di ammortamento;
- non introdurre meccanismi di efficientamento di consumi e perdite del terminale, in quanto generati da fattori esogeni;
- prevedere corrispettivi infrannuali nei punti di uscita della rete nazionale di gasdotti interconnessi con terminali di Gnl al fine di permettere l'avviamento di un nuovo terminale di Gnl;
- nell'ambito della consultazione, in merito al fattore di garanzia, sono emerse posizioni divergenti, in quanto:
  - a. alcuni operatori ne hanno contestato la previsione sostenendo che tale meccanismo:
    - introdurrebbe sussidi incrociati tra diverse attività, alterando le dinamiche competitive dei settori e distorcendo i segnali di prezzo per gli utenti dei servizi di rigassificazione e di trasporto;
    - limiterebbe il livello di rischio correlato all'investimento in modo tale da pregiudicare le esigenze dei soggetti investitori in nuovi terminali che hanno ottenuto un'esenzione dall'accesso di terzi ai sensi dell'articolo 1, comma 17, della legge n. 239/04;
  - b. altri operatori, invece, condividendo la necessità di dare attuazione al fattore di garanzia, hanno evidenziato:
    - la necessità di definire criteri e procedure che consentano di individuare in modo certo e tempestivo i terminali che beneficeranno del fattore di garanzia;
    - l'esigenza che il fattore di garanzia sia applicabile anche ai terminali per i quali sia stata riconosciuta un'esenzione dal diritto di accesso di terzi di cui all'articolo 1, comma 17, della legge n. 239/04.

## PARTE III

### PROVVEDIMENTO FINALE

## 9 Introduzione

9.1 Questa sezione illustra in dettaglio, dal punto di vista tecnico e delle scelte di regolazione adottate, il provvedimento<sup>6</sup> e le motivazioni alla base dell'intervento per la determinazione delle tariffe per il servizio di rigassificazione per il terzo periodo di regolazione. La deliberazione contiene anche le modalità applicative del fattore di garanzia  $FG^L$ , istituito dall'Articolo 13 della deliberazione n. 178/05 e le disposizioni transitorie in merito al raccordo tra la disciplina del fattore di garanzia con la disciplina del fattore correttivo.

## 10 Criteri generali adottati

10.1 In termini generali, alla luce degli esiti della consultazione nonché di parallele consultazioni finalizzate alla definizione dei nuovi sistemi tariffari in altre attività del settore gas<sup>7</sup>, e tenuto conto dell'esperienza maturata nel secondo periodo di regolazione tariffaria, l'Autorità per il terzo periodo di regolazione ha previsto di:

- ripristinare una durata del periodo di regolazione tariffaria pari a quattro anni;
- definire un tasso di remunerazione del capitale investito pari al 7,6% reale pre-tasse, in linea con le altre esperienze internazionali;
- assumere il punto di vista del terminale come componente integrato a valle nella rete di trasporto nazionale al fine di favorire l'uniforme gestione dei meccanismi di incentivazione finalizzati a predisporre una struttura di ricezione del gas di provenienza estera, favorendo la possibilità di diversificazione delle fonti di approvvigionamento;
- confermare una disciplina tariffaria che incentivi lo sviluppo delle infrastrutture di rigassificazione mediante il riconoscimento di un tasso di remunerazione maggiorato rispetto a quello riconosciuto sul capitale esistente e per durate superiori al periodo di regolazione;
- applicare, per la determinazione dei costi operativi riconosciuti per il primo anno del nuovo periodo di regolazione, il criterio del *profit sharing*, ripartendo equamente tra gestori e utilizzatori del terminale le maggiori efficienze conseguite rispetto ai recuperi obbligatori imposti durante il secondo periodo regolatorio;
- prevedere per i nuovi terminali l'applicazione di un recupero di produttività nullo nei primi anni di operatività e, per i terminali esistenti, commisurare il recupero di produttività al riassorbimento del *profit sharing* riconosciuto alle imprese in un periodo di 8 anni;
- modificare, in analogia con quanto indicato nel documento per la consultazione 18 giugno 2008 e accogliendo le richieste degli operatori in tal senso, alcune categorie di cespiti per adeguarle alla durata tecnica effettiva;

---

<sup>6</sup> Deliberazione dell'Autorità 7 luglio 2008, ARG/Gas n. 92/08.

<sup>7</sup> Documento per la consultazione 18 giugno 2008, "Tariffe per l'attività di distribuzione e misura del gas naturale per il terzo periodo di regolazione - Orientamenti finali", DCO 20/08.

- aggiornare le quote parti dei ricavi riconducibili alla remunerazione del capitale investito netto e all'ammortamento secondo i criteri adottati per la regolazione del settore elettrico;
- prevedere una ripartizione dei ricavi tale per cui nella componente *commodity* confluisca la quota di ricavo riconducibile ai costi operativi e nella componente *capacity* confluiscono le quote di ricavo riconducibili al capitale, prevedendo che detta componente non possa assumere una percentuale inferiore al 90% dei ricavi riconosciuti;
- determinare il capitale circolante netto in modo parametrico in funzione del valore lordo delle immobilizzazioni, anziché al valore netto, in modo da garantire un riconoscimento costante nel tempo e non dipendente dal valore residuo del capitale investito riconosciuto;
- prevedere che nella determinazione della tariffa confluiscono tutti i costi riconosciuti per l'erogazione del servizio di rigassificazione offerto dall'impresa, e che le condizioni economiche di eventuali ulteriori servizi siano approvate dall'Autorità sulla base dell'analisi dei costi sottostanti;
- introdurre conferimenti e corrispettivi di capacità di trasporto infrannuale nei punti di entrata interconnessi con terminali di Gnl;
- prevedere la definizione di un corrispettivo di capacità di trasporto nel punto di entrata interconnesso con terminali di Gnl con riferimento all'intera capacità del terminale;
- prevedere altresì, al fine di permettere le operazioni di avviamento di un nuovo terminale di Gnl, l'introduzione di un corrispettivo di capacità infrannuale in uscita dalla rete nazionale di gasdotti.

## 11 Ambito di applicazione

- 11.1 I criteri di regolazione tariffaria disposti dalla deliberazione ARG/Gas n. 92/08 si applicano alle imprese che svolgono l'attività di rigassificazione mediante terminali di Gnl che:
- a) appartengono al sistema nazionale del gas come definito all'Articolo 2, comma 1, lettera ee) del decreto legislativo n. 164/00;
  - b) sono sottoposti alla disciplina generale di accesso e di erogazione del servizio di rigassificazione secondo le disposizioni contenute nella deliberazione n. 167/05, ivi inclusi i terminali cui sia stata riconosciuta un'esenzione.
- 11.2 Tra i terminali di Gnl di cui al paragrafo 11.1 sono ricomprese anche le unità galleggianti di rigassificazione purché esse costituiscano una infrastruttura fissa, ovvero siano ancorate in maniera permanente al fondo marino e siano in grado di erogare il servizio di rigassificazione su base continuativa per un periodo uguale o superiore a venti anni, vale a dire durante il periodo di autorizzazione all'esercizio dell'infrastruttura. Tra tali infrastrutture sono pertanto da considerare sia gli impianti fissi *off-shore* che permettono l'attracco delle navi metaniere con sistemi di rigassificazione a bordo, sia le medesime navi nel caso in cui l'ancoraggio sia permanente, fermo restando il vincolo che siano ubicate nel territorio nazionale e nelle zone marine soggette al diritto italiano in base ad atti internazionali di proprietà.
- 11.3 La tariffa di rigassificazione è definita in modo da coprire tutti i costi relativi al servizio di rigassificazione di base (comprendente le attività di ricezione delle navi metaniere, scarico, stoccaggio, vaporizzazione del Gnl e riconsegna presso i punti nei quali il terminale è

interconnesso con sistemi di trasporto), ivi compresi i servizi (accessori ed opzionali) strumentali all'effettuazione delle suddette attività.

- 11.4 La suddetta tariffa, determinata sulla base dei criteri di regolazione tariffaria definiti per il terzo periodo di regolazione, è da intendersi come tariffa massima, e deve essere applicata dalle imprese di rigassificazione, anche nel caso di sue eventuali riduzioni, assicurando trasparenza e parità di trattamento tra tutti gli utenti.

## **12 Determinazione del costo riconosciuto per il servizio di rigassificazione**

### ***Ricavi di riferimento per terminali di rigassificazione esistenti***

- 12.1 L'impresa di rigassificazione che, alla data di entrata in vigore del presente provvedimento, svolge il servizio di rigassificazione calcola per ciascun terminale di Gnl i ricavi di riferimento *RL* sommando le seguenti quote di ricavo:
- a) remunerazione del capitale investito netto riconosciuto ai fini regolatori, pari al 7,6 per cento reale pre tasse, riferito al capitale investito netto riconosciuto;
  - b) maggiore remunerazione del capitale investito netto per gli investimenti sostenuti durante il secondo periodo di regolazione, determinate sulla base dei criteri disposti dalla deliberazione n. 178/05;
  - c) ammortamenti economico - tecnici calcolati in relazione alle caratteristiche dei cespiti necessari a ciascuna attività;
  - d) costi operativi riconosciuti per l'esercizio economico.

### ***Capitale investito riconosciuto***

- 12.2 Alla valorizzazione del capitale investito riconosciuto ai fini regolatori (*CIR*) per il terzo periodo di regolazione concorrono le seguenti voci:
- a) immobilizzazioni nette;
  - b) immobilizzazioni in corso;
  - c) capitale circolante netto;
  - d) poste rettificative (trattamento di fine rapporto).
- 12.3 La determinazione del valore delle immobilizzazioni nette avviene con il metodo del costo storico rivalutato. Tale metodo, basandosi sul livello di costo effettivamente sostenuto dall'operatore, consente, anche grazie al processo iterativo di ricalcolo annuale del capitale investito netto, il mantenimento del valore reale delle immobilizzazioni nonché il pieno recupero dell'investimento da parte degli esercenti.



12.4 Il valore dell'attivo immobilizzato netto per l'impresa che alla data di entrata in vigore del presente provvedimento svolge il servizio di rigassificazione avviene pertanto con riferimento ai dati di bilancio dell'esercizio 2007, secondo la seguente procedura di calcolo:

- a) individuazione degli incrementi patrimoniali annuali relativi alle immobilizzazioni realizzate e presenti in bilancio al 31 dicembre 2007, raggruppate nelle categorie di cui alla Tabella 1, lettera c), 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) maturati successivamente all'avviamento dell'erogazione del servizio di rigassificazione e considerando i terreni e il gas di riempimento;
- b) rivalutazione dei costi storici degli incrementi di cui alla precedente lettera a) in base al deflatore degli investimenti fissi lordi riportato nella tabella 2;
- c) calcolo dell'attivo immobilizzato lordo delle singole categorie di cespiti come somma dei valori risultanti dalle rivalutazioni di cui alla precedente lettera b);
- d) determinazione del fondo di ammortamento economico - tecnico derivante dalla somma dei prodotti degli incrementi patrimoniali di cui alla precedente lettera c) per le rispettive percentuali di degrado, come definite nella lettera seguente;
- e) le percentuali di degrado (*PD*) sono calcolate con la seguente formula:

$$PD = \max\left[\frac{2004 - AIP}{DC_I}; 0\right] + \min\left[\frac{3}{DC_{II}}; \frac{2007 - AIP}{DC_{II}}\right]$$

dove *AIP* è l'anno dell'incremento patrimoniale e *DC<sub>I</sub>* e *DC<sub>II</sub>* rappresentano la durata convenzionale tariffaria delle infrastrutture, per le singole categorie di cespiti, individuate rispettivamente nella tabella 1, lettera a), e nella tabella 1, lettera b); i terreni e il gas di riempimento non sono oggetto di ammortamento;

- f) calcolo, in relazione ai contributi in conto capitale erogati da enti pubblici o comunitari per la realizzazione delle infrastrutture, del valore dei contributi ricevuti in ciascun anno rivalutato in base al deflatore degli investimenti fissi lordi, al netto della quota già degradata. Tale impostazione è stata assunta nel rispetto del principio di continuità e demandando al successivo periodo regolatorio una trattazione più rigorosa dei contributi pubblici percepiti;
- g) calcolo dell'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);
- h) aggiornamento dei valori di cui alla precedente lettera g), applicando una variazione pari al 2,6 per cento.

**Tabella 1 – Durata convenzionale tariffaria delle infrastrutture:**

a) Durata convenzionale fino all'anno 2004:

<b>Categoria di cespiti</b>	<b>Durata convenzionale (in anni)</b>
Fabbricati	50
Condotte e derivazioni	40
Impianti di Gnl	25
Altre immobilizzazioni materiali e immateriali	10

b) Durata convenzionale per gli anni 2005, 2006 e 2007:

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

c) Durata convenzionale a partire dall'anno 2008:

<b>Categoria di cespiti</b>	<b>Durata convenzionale (in anni)</b>
Fabbricati	40
Condotte e derivazioni	50
Impianti di Gnl	25
Misuratori	20
Automezzi, sistemi informatici, attrezzature industriali e commerciali	5
Altre immobilizzazioni materiali e immateriali	10

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

<b>Anno</b>	<b>Deflatore investimenti fissi lordi</b>	<b>Anno</b>	<b>Deflatore investimenti fissi lordi</b>	<b>Anno</b>	<b>Deflatore investimenti fissi lordi</b>	<b>Anno</b>	<b>Deflatore investimenti fissi lordi</b>
1950	31,4046	1965	23,1024	1980	3,9337	1995	1,3322
1951	29,4656	1966	22,4808	1981	3,2179	1996	1,2946
1952	29,2231	1967	21,7420	1982	2,7961	1997	1,2607
1953	29,7737	1968	21,2527	1983	2,5061	1998	1,2374
1954	30,2566	1969	20,0685	1984	2,2956	1999	1,2232
1955	30,2420	1970	17,6620	1985	2,1054	2000	1,1885
1956	29,3788	1971	16,7720	1986	2,0277	2001	1,1641
1957	28,5619	1972	16,2380	1987	1,9428	2002	1,1313
1958	29,2207	1973	13,5491	1988	1,8403	2003	1,1139
1959	29,4268	1974	10,4546	1989	1,7459	2004	1,0843
1960	28,2456	1975	8,9178	1990	1,6374	2005	1,0533
1961	27,2605	1976	7,4533	1991	1,5470	2006	1,0263
1962	26,1500	1977	6,3478	1992	1,4878	2007	1,0000
1963	24,1884	1978	5,6055	1993	1,4332		
1964	23,1756	1979	4,8738	1994	1,3859		

- 12.5 In relazione al tema del riconoscimento degli IPCO ai fini della determinazione dell'attivo immobilizzato netto, come descritto nel documento di consultazione 13 marzo 2008 è necessario rilevare che, se dal punto di vista del bilancio aziendale tale pratica consente di attribuire con maggior precisione i costi connessi alla realizzazione di un determinato cespite in modo da migliorare la rappresentazione contabile dell'impresa, da un punto di vista regolatorio porterebbe al doppio riconoscimento del costo di finanziamento che, come evidenziato anche in seguito, è già coperto tramite la remunerazione del CIR.
- 12.6 L'Autorità però, derogando al principio generale in base al quale ad un operatore che esercita a regime la propria attività non siano riconosciuti eventuali oneri finanziari capitalizzati, per i quali è già prevista una copertura implicita nel tasso di remunerazione del capitale di debito che concorre a determinare il WACC, ha ritenuto opportuno tenere in considerazione eventuali IPCO determinati in sede di bilancio che si sono generati prima che il terminale sia divenuto operativo. In tale periodo infatti, durante il quale non viene offerto il servizio, all'impresa non è riconosciuto alcun ricavo, e di conseguenza nemmeno la remunerazione relativa alle immobilizzazioni in corso; il riconoscimento avviene, pertanto, con riferimento agli oneri sostenuti fino all'anno solare precedente l'avviamento dell'attività. Per gli incrementi patrimoniali in corso di esercizio gli eventuali IPCO non concorrono a determinare l'attivo immobilizzato ai fini tariffari.
- 12.7 Ai fini della determinazione dell'attivo immobilizzato netto l'Autorità ha ritenuto opportuno dare separata evidenza al gas di riempimento. Con tale termine, si indicano i quantitativi di gas naturale strumentali all'esercizio del terminale; in particolare:
- gas necessario al riempimento iniziale della condotta che collega il terminale sino al punto fisico di consegna del gas alla rete nazionale di gasdotti;
  - gas necessario alla costituzione del livello minimo di Gnl nei serbatoi necessario a garantire l'operatività del terminale (*heel gas*).

- 12.8 Ai fini della rivalutazione del capitale investito lordo rilevante per l'anno termico 2008-2009 l'Autorità ha confermato l'utilizzo del deflatore degli investimenti fissi lordi pubblicato dall'Istat in quanto consente di ottenere una rivalutazione monetaria congruente degli investimenti storici effettuati nell'attività di rigassificazione. In analogia con quanto previsto dalla disciplina tariffaria della trasmissione elettrica, il deflatore si riferisce all'anno solare precedente a quello di presentazione della proposta tariffaria: per il calcolo dei ricavi relativi all'anno termico 2008-2009, è stato utilizzato pertanto un deflatore che abbia un valore base pari a 1 nell'anno 2007.
- 12.9 Tuttavia, anche in una logica di convergenza tra settore elettrico e settore gas e al fine di consentire una rivalutazione monetaria congruente con gli investimenti storici effettuati e con le modalità di determinazione dei costi operativi, l'attivo immobilizzato netto, è stato ulteriormente rivalutato attraverso un tasso di variazione del deflatore pari a 2.6%. Tale tasso è stato calcolato come variazione della media dei valori a consuntivo assunti dal deflatore degli investimenti fissi lordi negli ultimi quattro trimestri disponibili rispetto alla media dei valori assunti dal suddetto indice nei quattro trimestri precedenti.
- 12.10 Ai fini della definizione delle percentuali di degrado, è stata elaborata la formula di cui al paragrafo 12.4 lettera e) che, tenendo in considerazione le differenti durate convenzionali tariffarie delle infrastrutture definite nei precedenti periodi di regolazione, permette di calcolare le percentuali di degrado valide per il primo anno del nuovo periodo di regolazione. In questo modo, il fondo di ammortamento determinato attraverso tali percentuali di degrado permette di calcolare un attivo immobilizzato netto che tenga conto delle differenti durate convenzionali tariffarie delle infrastrutture in vigore nei differenti periodi regolatori, evitando quindi un deterioramento delle infrastrutture non in linea con le suddette durate convenzionali.
- 12.11 Il valore del capitale circolante netto è stato determinato in modo parametrico in funzione del valore lordo delle immobilizzazioni, anziché al valore netto, in modo da garantire un riconoscimento costante nel tempo e non dipendente dal valore residuo del capitale investito riconosciuto; più precisamente tale valore è stato fissato pari allo 0,8% dell'attivo immobilizzato lordo di cui al paragrafo 12.4, lettera c), deducendo il fondo trattamento di fine rapporto.
- 12.12 Ai fini del calcolo della quota parte dei ricavi riconducibile agli investimenti sostenuti durante il secondo periodo di regolazione di cui al paragrafo 12.1, lettera b), le imprese:
- a) determinano il valore del capitale investito netto riconosciuto relativo agli investimenti sostenuti nel secondo periodo di regolazione secondo i criteri di cui al precedente paragrafo 12.4;
  - b) applicano al valore di cui alla lettera a) gli incrementi del tasso di remunerazione di cui al comma 4.4 della deliberazione n. 178/05.

### ***Tasso di remunerazione del capitale investito riconosciuto***

- 12.13 Il tasso di remunerazione del capitale investito riconosciuto è stato fissato con modalità coerenti con quelle adottate nei precedenti periodi di regolazione per la definizione del livello di remunerazione congruo del *CIR*. Il tasso è stato fissato in modo da assicurare così alle imprese di rigassificazione le risorse per la copertura degli oneri relativi alle varie forme di finanziamento, capitale di rischio e di debito, della propria attività.
- 12.14 Il tasso di rendimento del *CIR* è stato determinato come media ponderata del tasso di rendimento sul capitale di rischio e di quello sul debito (*Weighted Average Cost of Capital, WACC*), secondo la seguente formula già utilizzata per il secondo periodo di regolazione ed in coerenza con quanto adottato nel settore elettrico<sup>8</sup>, che tiene conto del fatto che le imposte pagate dalle imprese si applicano ai profitti nominali e non a quelli reali.

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

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 del capitale di debito;
- *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.

- 12.15 I parametri rilevanti per la fissazione del tasso di rendimento del *CIR* sono in parte indipendenti dall'attività oggetto di remunerazione e in parte strettamente collegati alle caratteristiche dell'attività stessa.

### **Rapporto tra capitale di debito e capitale proprio (D/E)**

- 12.16 Per il terzo periodo di regolazione l'Autorità ha ritenuto opportuno confermare, anche in un'ottica di continuità regolatoria con il precedente periodo di regolazione, il valore più basso dell'intervallo di valori proposto nel documento di consultazione 13 marzo 2008 adottando pertanto un rapporto tra capitale di debito e capitale di rischio (*D/E*) pari a 0,7. Tale scelta si è resa necessaria anche in considerazione delle differenti realtà tra le strutture finanziarie delle imprese di rigassificazione, che contemplan situazioni in cui le nuove infrastrutture vengono finanziate attraverso il metodo del *project financing* e situazioni in cui, nel caso di gruppi verticalmente integrati, vengono finanziate interamente attraverso capitale di rischio.

---

<sup>8</sup> Deliberazione 29 dicembre 2007, n. 348/07: "Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011 e disposizioni in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione".

### Rendimento del capitale di rischio ( $K_e$ )

12.17 Il modello più comunemente usato per stimare il rendimento che gli investitori si aspettano in cambio del livello di rischio da loro affrontato è il *Capital Asset Pricing Model (CAPM)*, dove il costo del capitale viene determinato sommando il rendimento dei titoli privi di rischio con un premio per il rischio sistematico dell'attività oggetto di valutazione affronta sul mercato, misurato da un coefficiente identificato da  $\beta$ . Questo modello, già utilizzato nella regolazione tariffaria del settore elettrico e del gas, implica che il rendimento atteso di un titolo è linearmente correlato con il coefficiente  $\beta$ , secondo la formula:

$$K_e = r_f + ERP * \beta$$

12.18 Pertanto, il rendimento atteso da un generico investimento nel mercato azionario ( $K_e$ ) è determinato dal concorrere di tre principali fattori:

- $r_f$  (*Risk Free Return*) è il tasso di rendimento delle attività prive di rischio;
- $ERP$  (*Equity Risk Premium*) è il premio per il rischio di mercato;
- $\beta$  è il valore che riflette il rischio sistematico (non diversificabile) dell'attività in esame e quindi la variabilità dei rendimenti azionari dell'impresa rispetto alla variabilità dei rendimenti del mercato azionario.

### Rendimento delle attività prive di rischio ( $r_f$ )

12.19 In relazione al livello del tasso di rendimento delle attività prive di rischio  $r_f$  da assumere come base per la determinazione del costo medio ponderato del capitale investito riconosciuto si è confermato l'utilizzo della media degli ultimi 12 mesi (giugno 2007 – maggio 2008) dei rendimenti lordi del *BTP* decennale *benchmark* rilevato dalla Banca d'Italia. Il tasso delle attività prive di rischio è pertanto stato fissato pari al 4,55%.

### Premio per il rischio di mercato ( $ERP$ )

12.20 Il premio per il rischio di mercato ( $ERP$ ) può essere definito come il rendimento addizionale rispetto a quello offerto da uno strumento finanziario privo di rischio che un investitore richiede per investire nel "portafoglio di mercato".

12.21 La definizione di tale rendimento richiede l'esplicitazione di attese riguardo al rendimento stesso del "portafoglio di mercato": il premio al rischio è dunque una richiesta *ex ante* dell'investitore, che risulta dalla differenza tra il rendimento atteso di mercato ed il rendimento atteso del titolo privo di rischio.

12.22 Il calcolo del premio per il rischio di mercato può essere effettuato sulla base del confronto tra l'andamento storico del rendimento del titolo privo di rischio e quello di un indice azionario che tenga conto anche dei dividendi pagati (indice *total return*), ipotizzando che il differenziale medio assunto in passato dal premio al rischio sia un buon indice delle attese nel suo livello futuro.

12.23 Alcuni operatori avevano chiesto in consultazione all'Autorità l'adozione di valori più elevati di  $ERP$  rispetto al valore del 4% proposto nel corso della consultazione e riconosciuto anche nel precedente periodo di regolazione. Di contro l'Autorità ha evidenziato di non intravedere ragioni per fissare tale parametro ad un livello superiore. Tale richiesta si basava, infatti, su una definizione più ampia di "mercato" rispetto al singolo mercato di capitali nazionale e sulla variazione dell'orizzonte temporale di riferimento ai fini del calcolo dei valori di rischio di mercato registratisi nei decenni precedenti, senza che gli operatori avessero apportato alcun elemento di analisi decisivo circa i possibili scenari futuri di

mercato. Pertanto, anche in un'ottica di continuità regolatoria, l'Autorità ha ritenuto di poter confermare il valore fissato per il precedente periodo regolatorio pari al 4%.

#### Rischio sistematico ( $\beta$ )

12.24 L'Autorità, per il terzo periodo di regolazione, in mancanza di eventi tali da giustificare una revisione sostanziale del rischio sistematico dell'attività e tenuto conto di transitorie limitazioni nell'offerta di Gnl (non sufficienti a soddisfare lo sviluppo della domanda del mercato nel prossimo periodo di regolazione), ha confermato un livello di  $\beta^{levered}$  pari a 0,79, ovvero uguale a quello fissato per il servizio di rigassificazione nel secondo periodo di regolazione.

#### Costo del debito ( $K_d$ )

12.25 Alla luce degli importanti cambiamenti registratisi nell'ultimo anno sullo scenario internazionale e tenuto conto delle mutate condizioni del mercato di capitali, per il terzo periodo di regolazione l'Autorità si è provveduto, rispetto al precedente periodo regolatorio e in analogia con le scelte operate per la regolazione del settore elettrico, ad un aumento dello *spread* riconosciuto sul costo del debito rispetto alle attività prive di rischio passando da 41 a 45 punti base.

#### Aliquota teorica di incidenza delle imposte e scudo fiscale ( $T$ e $tc$ )

12.26 La legge 24 dicembre 2007, n. 244, avente ad oggetto "Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato" (di seguito: legge finanziaria 2008)<sup>9</sup> ha modificato le aliquote d'imposta per i redditi delle società (Ires) e per le attività produttive (Irap).

12.27 In particolare la legge finanziaria 2008 ha introdotto norme in materia di indeducibilità degli interessi passivi oltre una certa soglia, definita in funzione del risultato operativo. Queste modifiche, che impattano sia sul livello dell'aliquota fiscale assunta ai fini regolatori per il calcolo dello scudo fiscale degli oneri finanziari ( $tc$ ), sia sull'aliquota teorica di incidenza delle imposte sul risultato d'esercizio ( $T$ ), tra l'altro riducono la convenienza delle imprese a ricorrere all'indebitamento oltre certi limiti. Questo aspetto intercetta anche una preoccupazione dell'Autorità, cioè quella di vigilare sull'equilibrio economico finanziario e sulla solidità patrimoniale delle imprese che svolgono servizi regolati.

12.28 Per quanto riguarda l'aliquota teorica di incidenza delle imposte (compresa l'Irap) sul risultato d'esercizio ( $T$ ), sulla base delle prime analisi condotte dall'Autorità in considerazione delle modificazioni introdotte con la legge finanziaria 2008, la modifica dell'aliquota Ires e gli effetti dell'allargamento della base imponibile hanno indotto alla fissazione di un valore pari al 38%.

12.29 In relazione all'aliquota fiscale per il calcolo dello scudo fiscale degli oneri finanziari ( $tc$ ) l'Autorità ha fissato tale aliquota al 27,5% pari all'Ires.

#### Tasso d'inflazione ( $r_{pi}$ )

12.30 Al fine di tener conto dell'incertezza associata alla stima del valore tendenziale del tasso di inflazione, nel terzo periodo di regolazione il tasso di inflazione, pari al 2%, è stato fissato tenendo conto delle stime di breve-medio periodo pubblicate dalle principali istituzioni economiche nazionali ed internazionali.

---

<sup>9</sup> Pubblicata nella Gazzetta Ufficiale del 28 dicembre 2007, n. 300, Supplemento ordinario n. 285.

### Determinazione del WACC per il terzo periodo di regolazione

12.31 Sulla base dei parametri precedentemente indicati si arriva all'individuazione di un valore del WACC reale *pre tax* pari al 7,6%, come riassunto nella seguente tabella:

Parametro	Descrizione	Valori
$D/E$	Rapporto Debt/Equity	0,70
$r_f$	Tasso nominale delle attività prive di rischio	4,55%
DRP	Debt Risk Premium	0,45%
$K_d$	Rendimento capitale di debito	5,00%
$\beta_{levered}$	Rischio sistematico dell'attività	0,79
MRP	Premio di rischio per il mercato	4,00%
$T$	Aliquota fiscale	38,00%
$tc$	Scudo fiscale	27,50%
$R_{pi}$	Inflazione tendenziale media	2,00%
WACC	Costo medio ponderato del capitale	7,6%

### ***Ammortamenti***

12.32 Ai fini della determinazione e dell'aggiornamento della quota di ammortamento riconosciuta sono stati confermati i valori delle durate convenzionali dei cespiti già utilizzati nel periodo di regolazione 2005-2007, con la sola eccezione delle condotte e derivazioni per i quali è stata prevista una vita utile pari a 50 anni, maggiore dei 40 anni riconosciuti nei precedenti periodi di regolazione e sono state inoltre previste categorie di cespiti distinte per i misuratori e per gli automezzi, sistemi informatici ed attrezzature industriali e commerciali, al fine di riflettere la durata tecnica effettiva dei cespiti accogliendo quindi le richieste degli operatori in tal senso.

12.33 Ai fini della determinazione degli ammortamenti economico-tecnici riconosciuti annualmente ai fini tariffari, ciascuna impresa che alla data di entrata in vigore del provvedimento svolge il servizio di rigassificazione procede a:

- determinare gli ammortamenti annui dividendo l'attivo immobilizzato lordo delle singole categorie di cespiti di cui al precedente paragrafo 12.4, lettera c), al netto degli incrementi patrimoniali relativi alle immobilizzazioni in corso presenti nel bilancio al 31 dicembre 2007, per la durata convenzionale riportata nella Tabella 1, lettera c); i terreni ed il gas di riempimento non sono oggetto di ammortamento;
- somma gli ammortamenti annui di cui alla precedente lettera a), relativi alle diverse categorie;
- aggiorna i valori di cui alla precedente lettera b), applicando una variazione pari al 2,6 per cento.

### ***Costi operativi***

12.34 Nella determinazione dei costi operativi riconosciuti, in coerenza con il secondo periodo di regolazione e con riferimento alle disposizioni di cui al comma 10.8 della deliberazione n. 178/05, l'Autorità ha confermato una simmetrica ripartizione tra utenti ed imprese delle maggiori efficienze realizzate rispetto agli obiettivi definiti con il meccanismo del *price-cap* per il secondo periodo di regolazione.



12.35 A tal fine i costi operativi proposti dall'impresa e sottoposti a verifica dell'Autorità, sono stati calcolati con la seguente formula:

$$COR_{2009} = [COE_{2007} + 0,5 * \max(COR_{2007} - COE_{2007}; 0)] * (1 + I_{2008} - X) * (1 + I_{2009} - \bar{X})$$

dove:

- $COR_{2009}$  è il livello dei costi operativi riconosciuto per l'anno termico 2008-2009;
- $COE_{2007}$  è il livello dei costi operativi effettivamente sostenuti nell'esercizio 2007 e risultanti dai bilanci d'esercizio sottoposti a revisione contabile delle imprese di rigassificazione;
- $COR_{2007}$  è il livello dei costi operativi riconosciuto per l'anno termico 2006-2007;
- $I_{2008}$  è il tasso annuo di inflazione rilevante per la fissazione delle tariffe per l'anno termico 2007-2008, pari al 2,1%;
- $I_{2009}$  è il tasso annuo di inflazione rilevante per la fissazione delle tariffe per l'anno termico 2008-2009 pari a 2%;
- $X$  è l'obiettivo annuo di recupero di produttività in vigore nel secondo periodo di regolazione, pari a 1,5%;
- $\bar{X}$  è l'obiettivo annuo di recupero di produttività in vigore nel terzo periodo di regolazione, pari a 0,5%.

12.36 In relazione alla determinazione dei costi operativi  $COE_{2007}$ , come già precisato in sede di consultazione, tali costi comprendono tutte le spese operative e di carattere generale attribuibili al servizio di rigassificazione effettivamente sostenute nell'esercizio 2007 e risultanti dai bilanci d'esercizio sottoposti a revisione contabile delle imprese di rigassificazione e dai conti separati presentati ai sensi della deliberazione n. 11/07. I costi operativi sono calcolati al netto dei costi attribuibili alle attività capitalizzate, comprendendo in particolare le seguenti voci:

- a) il costo del personale;
- b) i costi sostenuti per acquisti di materiali di consumo;
- c) i costi per servizi e prestazioni esterne;
- d) gli altri accantonamenti diversi dagli ammortamenti, purché non operati esclusivamente in applicazione di norme tributarie o per la copertura di rischi derivanti da contenziosi;
- e) i costi afferenti l'attività di misura, come definita ai sensi del comma 4.17 della deliberazione n. 11/07.

12.37 In particolare, non sono da comprendere nei costi operativi di cui al precedente paragrafo 12.36 e coerentemente con quanto effettuato anche nei precedenti periodi di regolazione, 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, gli oneri straordinari e gli oneri per sanzioni, penali e risarcimenti, nonché i costi sostenuti per il contenzioso ove l'impresa sia soccombente.

### ***Ricavi di riferimento per i nuovi terminali di rigassificazione***

- 12.38 Ai fini del riconoscimento dei ricavi di riferimento per la formulazione dei corrispettivi unitari per il primo anno di effettiva erogazione del servizio di rigassificazione i nuovi terminali e i terminali esistenti a cui ha fatto seguito un potenziamento della loro capacità maggiore del 30%, calcolano le quote di ricavo annuo relative alla remunerazione del capitale investito e agli ammortamenti economico – tecnici secondo i criteri indicati al paragrafo 12.1, lettere a), b) e c), 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:
- a) del deflatore degli investimenti fissi lordi riferito all'anno solare precedente la presentazione della proposta tariffaria, ai fini della rivalutazione di cui al paragrafo 12.4, lettera b);
  - b) della variazione del deflatore degli investimenti fissi lordi riferita agli ultimi 4 trimestri disponibili, ai fini dell'aggiornamento di cui al paragrafo 12.4, lettera h);
  - c) dell'incremento di remunerazione riconosciuto per i nuovi investimenti.
- 12.39 Ai fini della determinazione del valore dell'attivo immobilizzato netto, di cui al precedente paragrafo, concorrono i quantitativi di gas naturale definito, ai sensi del precedente paragrafo 12.7, gas di riempimento, valorizzato attraverso il valore di acquisizione, ove questa sia avvenuta con procedura concorsuale, oppure attraverso il valore medio del *QE* dell'anno di iscrizione nel bilancio di esercizio, come definito ai sensi della deliberazione n. 52/99.
- 12.40 Ai fini della determinazione dell'attivo immobilizzato netto, le imprese che realizzano nuovi terminali includono nel cespite *Impianti di Gnl* il costo relativo all'acquisto del Gnl utilizzato nelle operazioni preliminari di raffreddamento dei serbatoi (*cool down*) durante la fase di avviamento di un nuovo terminale di Gnl (denominato gas di raffreddamento) valorizzato sulla base dei criteri di cui al precedente paragrafo 12.39.
- 12.41 Si sottolinea che i criteri generali di regolazione tariffaria prevedono che le quote di ricavo relative alla remunerazione del capitale investito ed agli ammortamenti economico – tecnici siano determinate sulla base del valore degli incrementi patrimoniali relativi alle immobilizzazioni presenti in bilancio. Quindi, ai fini della determinazione dell'attivo immobilizzato netto, in nessun caso concorrono costi operativi non capitalizzati.
- 12.42 Alcuni operatori hanno evidenziato la necessità di includere nel capitale investito riconosciuto i costi operativi non capitalizzati, sostenuti nel periodo antecedente l'avvio dell'operatività del terminale. Al riguardo si evidenzia che i criteri generali di regolazione finora applicati non prevedono il riconoscimento dei costi generali e amministrativi sostenuti in tale fase. Per quanto riguarda i costi di impianto, si evidenzia che la normativa e i principi contabili nazionali consentono la loro capitalizzazione, prerequisite essenziale per il riconoscimento in tariffa, qualora abbiano una valenza pluriennale e siano direttamente attribuibili all'attività considerata.
- 12.43 La quota di ricavo annuo riconducibile ai costi operativi è proposta dalle imprese e sottoposta a verifica dell'Autorità. L'impresa dovrà obbligatoriamente presentare una proposta dei suddetti costi operativi supportata da un confronto con realtà simili o da evidenza di procedure di minimizzazione degli oneri.
- 12.44 Nel caso in cui un terminale di Gnl entri in esercizio in corso d'anno termico, il valore del vincolo sui ricavi è riproporzionato in ragione dei mesi in cui il servizio viene reso effettivamente disponibile.

- 12.45 Per i nuovi terminali, relativamente ai quali è stata riconosciuta un'esenzione, i ricavi di riferimento sono calcolati in coerenza con i criteri di cui ai precedenti paragrafi indipendentemente dall'esenzione ed applicate alla capacità non oggetto di esenzione.
- 12.46 L'impresa di rigassificazione che svolge il servizio di rigassificazione mediante infrastrutture di proprietà di soggetti diversi dall'impresa stessa calcola i ricavi di riferimento ai sensi del paragrafo 12.1 e in particolare ai fini del calcolo dell'attivo immobilizzato considera gli incrementi patrimoniali utilizzati per lo svolgimento del servizio di rigassificazione presenti nel bilancio di soggetti diversi dall'impresa stessa.
- 12.47 Per quanto riguarda l'individuazione delle vite utili dei nuovi cespiti afferenti tecnologie fortemente innovative, si evidenzia che nel corso del processo di consultazione non sono state fornite adeguate evidenze in merito alla necessità di prevedere ulteriori categorie di cespiti, anche con riferimento alle caratteristiche di innovazione tecnologica dei nuovi terminali di rigassificazione. L'introduzione di specifiche categorie di cespiti sarà oggetto di valutazione qualora vengano evidenziate esigenze opportunamente motivate e documentate da parte degli operatori.
- 12.48 Infine, per quanto riguarda il riconoscimento dei costi di ripristino del sito alle condizioni originarie è stato deciso di rimandare la definizione della disciplina a valle di successivi approfondimenti, necessari al fine di procedere ad una più chiara identificazione di tali costi.

### 13 Ripartizione dei ricavi

- 13.1 In coerenza con quanto previsto nel secondo periodo di regolazione, l'Autorità ha mantenuto la suddivisione dei ricavi ammessi tra una parte maggiore soggetta a opportune forme di garanzia 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 rigassificati.
- 13.2 Nel documento di consultazione 13 marzo 2008 l'Autorità aveva indicato l'intenzione di adottare una ripartizione dei ricavi di riferimento  $RL$  coerente con quella del secondo periodo di regolazione, suddividendo i ricavi riconosciuti in una componente *capacity*  $RL^C$  (pari all'80% dei ricavi riconosciuti all'inizio del periodo di regolazione) e in una componente *commodity*  $RL^E$  (pari alla restante parte dei ricavi riconosciuti).
- 13.3 Tuttavia, dall'analisi dei dati dei costi afferenti i nuovi terminali e come richiesto dagli operatori, l'Autorità ha ritenuto opportuno, al fine di riflettere meglio la struttura dei costi di un nuovo terminale, prevedere una differente ripartizione tra le componenti *capacity* e *commodity*, in modo che nella componente di capacità confluiscono le quote di ricavo riconducibili al capitale.
- 13.4 I ricavi di riferimento  $RL$  calcolati secondo i criteri di cui al capitolo 12 sono suddivisi nelle seguenti componenti:
- $RL^C$ , pari alla somma delle quote parti di ricavi  $RL_{capitale}$  e  $RL_{amm}$ , e comunque non inferiore al 90% del ricavo di riferimento  $RL$  del servizio di rigassificazione;
  - $RL^E$ , pari alla differenza tra il valore del ricavo di riferimento  $RL$  e la componente  $RL^C$  di cui alla precedente lettera a).
- 13.5 La componente di ricavo *capacity*  $RL^C$  viene ulteriormente suddivisa in una componente di ricavo  $RL^Q$ , pari al 90% di  $RL^C$ , relativa all'impegno di rigassificazione del volume annuo di

Gnl e in una componente di ricavo  $RL^A$ , pari al 10% di  $RL^C$ , relativa all'attività di ricezione e scarico delle navi metaniere. A partire da tali componenti di ricavo vengono calcolati, rispettivamente, i corrispettivi unitari relativi all'impegno di capacità associato ai quantitativi contrattuali di Gnl e agli approdi previsti in conferimento.

- 13.6 A partire dal valore della componente di ricavo *commodity* viene invece definito il corrispettivo unitario variabile di rigassificazione *CVL* per l'energia associata ai volumi rigassificati.

## 14 Struttura ed articolazione tariffaria

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

- 14.1 Ai fini della determinazione della tariffe, l'Autorità ha confermato anche per il terzo periodo di regolazione, l'adozione di criteri che prevedono una tariffa differenziata per ciascun terminale, in quanto tale struttura tariffaria risulta essere quella in grado di riflettere correttamente i costi, la tecnologia e le flessibilità tipiche dell'infrastruttura, stimolando e incentivando la maggiore efficienza economica da parte delle imprese.
- 14.2 La tariffa per il servizio di rigassificazione continuativo su base annuale *TL*, per l'utente che approda al terminale, consegna gas naturale liquefatto e ritira volumi di gas rigassificati al punto di entrata interconnesso con la rete nazionale di gasdotti, è data dalla seguente formula:

$$TL = Cqs * QS + Cna * NA + (CVL + CVL^P + CVL^U) * E$$

dove:

- *Cqs* è il corrispettivo unitario di impegno associato ai quantitativi contrattuali di Gnl, espresso in euro/metro cubo di Gnl liquido/anno;
  - *QS* sono le quantità contrattuali di Gnl consegnabili nell'anno, espresse in metri cubi di Gnl liquido/anno;
  - *Cna* è il corrispettivo unitario associato agli approdi previsti in conferimento, espresso in euro/approdo;
  - *NA* è il numero annuo di approdi previsti in conferimento;
  - *CVL* è il corrispettivo unitario variabile per l'energia associata ai volumi rigassificati, espresso in euro/gigajoule;
  - *CVL<sup>P</sup>* è il corrispettivo unitario variabile integrativo per l'energia associata ai volumi rigassificati, espresso in euro/gigajoule;
  - *CVL<sup>U</sup>* è il corrispettivo unitario variabile relativo al trattamento di consumi e perdite del terminale e vale zero per gli anni termici 2008-2009 e 2009-2010.
  - *E* è la quantità di energia associata ai volumi di Gnl rigassificati (al netto dei consumi e perdite), espressa in gigajoule/anno.
- 14.3 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.

### **La tariffa per il servizio di rigassificazione spot**

- 14.4 Nel caso del servizio di rigassificazione su base *spot*<sup>10</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 opportuno coefficiente  $\alpha$ .
- 14.5 Nella definizione delle regole del secondo periodo di regolazione, l'Autorità aveva indicato che, al verificarsi dell'auspicato eccesso di capacità delle infrastrutture, il coefficiente  $\alpha$  per il servizio su base *spot* da applicare al corrispettivo di impegno *Cqs*, avrebbe potuto assumere valori pari o anche superiori all'unità, per fornire agli utenti del servizio un incentivo a sottoscrivere contratti di tipo continuativo.
- 14.6 Tuttavia, l'Autorità dalle evidenze in base alle quali il prossimo periodo di regolazione, così come il periodo di regolazione precedente, sarà caratterizzato da transitorie condizioni di limitazioni nell'offerta di Gnl e quindi da un eccesso di capacità di rigassificazione, ha ritenuto opportuno confermare lo stesso coefficiente  $\alpha$  pari a 0,7 utilizzato nel secondo periodo di regolazione al fine evitare che le infrastrutture di rigassificazione possano rimanere parzialmente inutilizzate.
- 14.7 La tariffa per il servizio di rigassificazione *spot*, *TLspot*, è data pertanto dalla seguente formula:

$$TLspot = \alpha * Cqs * QS + Cna * NA + (CVL + CVL^P + CVL^U) * E$$

dove  $\alpha$  è un coefficiente che per il terzo periodo di regolazione è pari a 0,7.

### **Corrispettivo unitario di impegno**

- 14.8 Il corrispettivo unitario *Cqs*, è calcolato annualmente in modo che il prodotto di tale corrispettivo moltiplicato per la capacità di Gnl consegnabile nell'anno al terminale non sia superiore ai ricavi di riferimento  $RL^Q$ .
- 14.9 Per capacità di Gnl consegnabile nell'anno si intende la capacità di Gnl effettivamente consegnabile al terminale. Al fine di determinare tale capacità si sono tenute in considerazione le attuali condizioni del mercato europeo del Gnl, che evidenziano che le capacità tecniche di rigassificazione possano essere impegnate mediamente per una percentuale pari al 70%, ottenuta considerando un utilizzo medio della capacità impegnata pari al 90%. Sulla base delle osservazioni relative agli ultimi tre anni, è stato pertanto definito un fattore di carico delle infrastrutture di rigassificazione (pari a 0,7) con il quale la capacità tecnica di rigassificazione è stata riproporzionata al fine di determinare la capacità di Gnl consegnabile nell'anno.

### **Corrispettivo unitario di approdo**

- 14.10 Il corrispettivo unitario *Cna* è calcolato annualmente come rapporto tra il valore della componente di ricavo  $RL^A$  e il numero medio di approdi annui effettuabili presso il

---

<sup>10</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.

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. Il numero medio di approdi annui deve essere coerente con i limiti fisici di approdo e con i valori storici relativi alla stazza delle navi metaniere.

- 14.11 Nel caso di nuovi terminali, la stima previsionale del numero medio di approdi annui deve essere supportata da opportune evidenze relative alle caratteristiche del periodo di avviamento del terminale e alle flessibilità dei relativi contratti di approvvigionamento di Gnl.
- 14.12 Il corrispettivo è applicato al numero di approdi conferiti in coerenza con il criterio adottato di considerare la componente di ricavo  $RL^A$  determinata a partire dalla componente di ricavo capacity  $RL^C$ .

### ***Corrispettivo unitario variabile***

- 14.13 Il corrispettivo unitario  $CVL$  è calcolato come rapporto tra il valore della componente di riferimento  $RL^E$  ed il 90% dell'energia corrispondente ai volumi massimi rigassificabili nell'anno dall'impianto.
- 14.14 Ai fini del calcolo dell'energia corrispondente ai volumi massimi rigassificabili di cui al precedente paragrafo 14.13, si considera:
- relativamente ai terminali esistenti, il potere calorifico superiore medio del Gnl consegnato al terminale nell'anno solare 2007;
  - relativamente ai nuovi terminali, nei primi due anni di attività, una stima del potere calorifico superiore medio del Gnl consegnabile al terminale nel corso dell'anno termico e, a partire dal terzo anno di attività, il potere calorifico superiore medio del Gnl consegnato al terminale nell'anno solare precedente la presentazione delle proposte tariffarie.
- 14.15 Sono state confermate le disposizioni di cui all'articolo 9 della deliberazione n. 178/05 relative al *tail off* del corrispettivo variabile integrativo,  $CVL^P$  della società Gnl Italia Spa: tale corrispettivo, 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 relative opere.

### ***Consumi e perdite del terminale***

- 14.16 L'Autorità ha introdotto meccanismi per tener conto delle differenze tra la quota percentuale di gas a copertura di consumi e perdite della catena di rigassificazione corrisposta in natura dagli utenti del servizio di rigassificazione ed i consumi e le perdite effettivamente sostenuti dall'operatore, accogliendo le osservazioni pervenute durante il processo di consultazione in merito alla controllabilità da parte dell'operatore del terminale dei fattori che incidono su consumi e perdite del terminale.
- 14.17 In particolare, l'impresa di rigassificazione definisce annualmente, con riferimento alle condizioni operative di funzionamento del terminale, sulla base dei dati storici e previa approvazione dell'Autorità, la quota percentuale del gas a copertura di consumi e perdite della catena della rigassificazione  $Q_{CP}$  che è corrisposta dall'utente del terminale, nel rispetto dei principi di trasparenza e parità di trattamento tra gli utenti.
- 14.18 Nel caso di nuovi terminali la quota percentuale di cui al precedente paragrafo 14.16 è proposta dall'impresa di rigassificazione sulla base di una stima riferita alle condizioni operative di funzionamento previste nel corso del successivo anno termico.

14.19 Nel caso in cui il livello effettivo degli autoconsumi e delle perdite si discosti dalla quota determinata secondo i criteri descritti nei paragrafi 14.17 e 14.18, i relativi maggiori oneri o risparmi sono trasferiti agli utenti attraverso l'applicazione di un corrispettivo variabile unitario  $CVL^U$ , calcolato come rapporto tra la componente di ricavo  $RL^U$  e il 90% dell'energia corrispondente ai volumi massimi rigassificabili nell'anno dall'impianto. La componente di ricavo  $RL^U$  viene determinata sulla base della differenza tra i quantitativi di gas effettivamente utilizzati dall'impresa a copertura di consumi e perdite e i quantitativi di gas stimati *ex ante* e tiene conto del valore medio aritmetico del corrispettivo variabile relativo alla commercializzazione all'ingrosso.

### ***Corrispettivi per la fornitura di servizi aggiuntivi rispetto al servizio di rigassificazione***

- 14.20 L'Autorità ha inteso confermare il principio proposto nel documento per la consultazione 13 marzo 2008 in base al quale nella determinazione della tariffa di rigassificazione confluiscono tutti i sostenuti dall'impresa.
- 14.21 Pertanto con riferimento ai servizi regolati dal codice di rigassificazione di Gnl Italia Spa approvato con deliberazione dell'Autorità, 15 maggio 2007, n. 115/07, i costi associati ai servizi accessori (correzione dell'indice di *Wobbe* del Gnl consegnato, discarica di Gnl con pressione nelle tanche superiore a 1200 mm H<sub>2</sub>O relativi) e ai servizi opzionali (messa a disposizione di attrezzature per il trasferimento di azoto liquido da un'autobotte alla nave metaniera, fornitura di acqua potabile alla nave metaniera) sono già inclusi nei costi complessivamente riconosciuti per l'erogazione del servizio di rigassificazione
- 14.22 L'impresa di rigassificazione ha comunque facoltà di offrire in maniera non discriminatoria eventuali ulteriori servizi (servizi aggiuntivi) rispetto al servizio di rigassificazione di base e rispetto ai servizi opzionali ed accessori, presentando all'Autorità una proposta recante le condizioni tecniche ed economiche per l'offerta dei suddetti servizi aggiuntivi ai fini della loro approvazione.
- 14.23 Le condizioni economiche di cui al precedente paragrafo 14.22, al fine di evitare una duplicazione nel riconoscimento dei costi, devono essere determinate sulla base dei costi sottostanti al servizio offerto, enucleati dai costi riconosciuti per il servizio di rigassificazione e non già compresi nei costi operativi di cui al precedente paragrafo 12.35.
- 14.24 L'impresa di rigassificazione pubblica le condizioni tecniche ed economiche per l'erogazione dei servizi aggiuntivi ed offre il relativo servizio assicurando trasparenza e parità di trattamento tra gli utenti.
- 14.25 Le condizioni economiche di fornitura dei servizi marittimi di rimorchio e di ormeggio, nel caso in cui tali servizi siano offerti al di fuori di un ambito portuale e non siano conseguentemente sottoposti alla regolazione definita dal Ministero delle infrastrutture e dei trasporti, sono definite sulla base dei costi sottostanti la loro erogazione, opportunamente enucleati dai costi riconosciuti nella tariffa di rigassificazione, e sottoposte ad approvazione da parte dell'Autorità, sulla base dei criteri di cui all'articolo 9 della deliberazione ARG/Gas n. 92/08, anche al fine di garantire condizioni di accesso trasparenti e non discriminatorie agli utenti del terminale di rigassificazione.

## 15 Aggiornamento annuale dei parametri tariffari

- 15.1 Ogni anno la componente di ricavo  $RL^C$  è calcolata a partire dal valore aggiornato delle componenti di ricavo  $RL_{capitale}$ ,  $RL_{amm}$ ,  $RL_{co}^C$  e  $RLNI$  e suddivisa nelle componenti di ricavi  $RL^A$  e  $RL^Q$ .
- 15.2 I corrispettivi  $Cqs$  e  $Cna$  sono calcolati a partire dal valore aggiornato delle componenti di ricavo  $RL^A$  e  $RL^Q$  secondo i criteri di cui ai paragrafi 14.8 e 14.10.
- 15.3 Per quanto riguarda i nuovi terminali, tenuto conto della possibile mancata entrata in esercizio di parte delle immobilizzazioni in corso, nonché della natura incerta dei costi operativi approvati alle imprese sulla base delle loro stime previsionali, è stato previsto che per i primi tre anni di attività la ripartizione dei ricavi relativi avvenga secondo i criteri di cui al paragrafo 13.4.
- 15.4 A differenza del secondo periodo di regolazione in cui il recupero di produttività era applicato sia ai costi operativi che agli ammortamenti, ed in analogia con la regolazione tariffaria del settore elettrico, per il terzo periodo di regolazione l'Autorità provvederà ad aggiornare annualmente i parametri tariffari per il servizio di rigassificazione applicando il meccanismo del *price-cap* esclusivamente alla quota parte destinata a remunerare i costi operativi.

### ***Aggiornamento della quota parte di ricavo riconducibile al capitale investito riconosciuto***

- 15.5 Negli anni termici del periodo di regolazione successivi al primo, la quota parte dei ricavi riconducibile al capitale investito riconosciuto nell'anno termico  $t-1$   $RL_{capitale,t-1}$  è aggiornata considerando:
- il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat;
  - gli investimenti netti realizzati nel corso dell'esercizio precedente la presentazione della proposta tariffaria;
  - i contributi in conto capitale ottenuti relativamente a detti nuovi investimenti;
  - l'incremento del fondo di ammortamento sulla base delle durate convenzionali di cui in Tabella 1, lettera c);
  - le alienazioni e le dismissioni effettuate a qualsiasi titolo, ivi comprese quelle per il completamento della vita utile standard dei cespiti.

### ***Aggiornamento della quota parte di ricavo riconducibile agli ammortamenti***

- 15.6 L'Autorità ha inteso allineare le modalità di aggiornamento della quota parte dei ricavi riconducibile agli ammortamenti  $RL_{amm}$  con le logiche previste per l'aggiornamento del *CIR*.
- 15.7 Negli anni termici del periodo di regolazione successivi al primo, la quota parte dei ricavi riconducibile agli ammortamenti nell'anno termico  $t-1$   $RL_{amm,t-1}$ , è aggiornata considerando:
- il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat;
  - il valore, in termini di capitale investito lordo, dei nuovi investimenti, esclusi i lavori in corso, tenuto conto per ogni categoria di cespiti, della durata convenzionale riportata nella Tabella 1, lettera c); nel valore sono inclusi gli investimenti per i quali siano stati erogati contributi in conto capitale pari al valore lordo dell'immobilizzazione;



c) la riduzione del capitale investito lordo per effetto di alienazioni, dismissioni effettuate a qualsiasi titolo, ivi comprese quelle per il completamento della vita utile standard dei cespiti.

15.8 L'impostazione sopra descritta, facendo venir meno qualsiasi meccanismo di incentivazione all'efficientamento del capitale investito, richiederà l'attivazione, già nel corso del prossimo periodo di regolazione, di una più stringente procedura di verifica dei criteri di capitalizzazione.

### **Aggiornamento della quota parte di costo operativo eccedente il 10% dei ricavi di riferimento**

15.9 Negli anni termici del periodo di regolazione successivi al primo, nell'eventualità in cui  $RL_{capitale}$  e  $RL_{amm}$  siano inferiori al 90 per cento dei ricavi di riferimento  $RL$  la quota parte di costo operativo che confluisce nella componente  $capacity RL_{co,t}^C$  è soggetta ad un aggiornamento annuale sulla base della seguente formula:

$$RL_{co,t}^C = RL_{co,t-1}^C (1 + I_{t-1} - X + Y)$$

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;
- l'*X-factor* è il tasso annuale prefissato di variazione del recupero di produttività, pari a:
  - o 0,5% per i terminali esistenti;
  - o 0% per i nuovi terminali;
- $Y$  è un ulteriore parametro di variazione dei ricavi che tiene conto di costi derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali ed a mutamenti del quadro normativo.

Con successivi provvedimenti l'Autorità, qualora sia necessario, definisce il parametro  $Y$ . Fino all'emanazione di tali provvedimenti il parametro  $Y$  è pari a zero.

15.10 Negli anni termici successivi all'inizio dell'erogazione del servizio dei nuovi terminali, la quota di ricavo riconducibile ai costi operativi  $RL_{co,t}$  si determina secondo le seguenti modalità:

- a) per il secondo anno termico secondo i medesimi criteri indicati nel paragrafo 12.43;
- b) per il terzo anno termico a partire dal bilancio dell'esercizio precedente sottoposto a revisione contabile e dai conti separati presentati ai sensi della deliberazione n. 11/07.

15.11 Nell'applicare il meccanismo del *price-cap* per l'aggiornamento in corso di periodo regolatorio dei costi operativi riconosciuti, l'Autorità ha modificato il criterio alla base della definizione del recupero di produttività applicato negli anni passati prevedendo che tale fattore debba essere determinato in modo da riassorbire il *profit sharing* riconosciuto alle imprese in un periodo di 8 anni, in coerenza con quanto definito per il settore elettrico dalla deliberazione n. 348/07 e in considerazione del fatto che, procedendo con l'efficientamento della gestione, i margini di ulteriore miglioramento diventano sempre più esigui.

15.12 Per i nuovi terminali di rigassificazione l'Autorità ha ritenuto di fissare valori di *X-factor* pari a zero in considerazione degli esigui margini che, nella fase iniziale di avvio dell'attività, avranno gli operatori per implementare logiche di efficientamento su infrastrutture nuove e ad alto contenuto tecnologico.

15.13 L'Autorità ha infine confermato l'applicazione del meccanismo del *profit sharing* al termine del periodo di regolazione, in modo da restituire ai clienti finali le eventuali maggiori efficienze realizzate dall'impresa di rigassificazione. Pertanto sarà definito il valore dei costi operativi riconosciuti per il primo anno del periodo di regolazione che decorre dall'1 ottobre 2012, riconoscendo alle imprese una quota parte, non superiore al 50%, degli ulteriori recuperi di produttività realizzati in eccesso rispetto a quelli prefissati.

### **Aggiornamento dei corrispettivi**

- 15.14 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:

$$CVL_t = CVL_{t-1} \times (1 + I_{t-1} - X + Y)$$

dove i parametri assumono i valori indicati al paragrafo 15.9.

- 15.15 Per il secondo e terzo anno termico di funzionamento dei nuovi terminali il corrispettivo unitario variabile di rigassificazione  $CVL$  associato all'energia rigassificata è determinato sulla base delle disposizioni di cui al paragrafo 14.13.
- 15.16 Per gli anni termici successivi, l'aggiornamento del corrispettivo unitario variabile avviene sulla base dei criteri di cui al precedente paragrafo 15.14.

## **16 Incentivazione degli investimenti**

- 16.1 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 condizioni di sicurezza del sistema, garantendo una maggiore flessibilità e diversificazione delle fonti di approvvigionamento di gas naturale.
- 16.2 Alla luce degli orientamenti generali di stabilità della regolazione l'Autorità, per il terzo periodo di regolazione, ha confermato gli incentivi alla realizzazione di nuova capacità di rigassificazione, garantendo la remunerazione dei nuovi investimenti effettuati nel rispetto di criteri di economicità ed efficienza ed in coerenza con l'obiettivo di garantire un'offerta di capacità di rigassificazione tale da favorire lo sviluppo di un mercato concorrenziale e sicurezza negli approvvigionamenti.
- 16.3 Seppur in un quadro di sostanziale stabilità regolatoria, l'Autorità ha introdotto semplificazioni ed affinamenti ai criteri di incentivazione degli investimenti già adottati nel secondo periodo di regolazione, anche in una logica di convergenza tra settore elettrico e settore gas.
- 16.4 L'Autorità ha pertanto:
- a) confermato il sistema incentivante in vigore nel secondo periodo di regolazione, in quanto già in grado di perseguire gli obiettivi sopra esposti, prevedendo che agli investimenti compatibili con l'efficienza e la sicurezza del sistema e realizzati secondo criteri di economicità che saranno effettuati nel corso del terzo periodo di regolazione a partire dall'esercizio 2008, sia riconosciuta una componente di ricavo addizionale secondo i criteri di cui alla deliberazione n. 178/05;
  - b) previsto che il recupero della componente di ricavo addizionale di cui alla precedente lettera a) confluisca nella quota di ricavi relativa alla componente *capacity*;
  - c) introdotto criteri di classificazione delle tipologie di investimento sostanzialmente analoghi a quelli già introdotti dalla deliberazione n. 178/05, riconoscendo a ciascuna tipologia incrementi del tasso di remunerazione del capitale investito netto  $r_G^{NI}$  differenziati in base al livello di rischio associato all'investimento stesso e ai contributi apportati al sistema in termini di incremento delle fonti di approvvigionamento di gas naturale e di ottimizzazione delle infrastrutture esistenti, e riconosciuti per differenti durate come di seguito descritto.

- 16.5 Le classificazione degli investimenti di cui al precedente paragrafo 16.4, lettera c), risulta così articolata:
- tipologia G=1: investimenti di sostituzione comprensiva degli investimenti a cui i soggetti esercenti il servizio di rigassificazione sono obbligati da specifiche disposizioni normative, inclusi gli investimenti destinati alla sicurezza; per tali investimenti il valore della remunerazione incrementale  $r_G^{NI}$  è pari a 0%.
  - tipologia G=2: investimenti che determinano un incremento del fattore di utilizzazione del terminale senza richiedere potenziamenti, o investimenti destinati ad un potenziamento delle capacità di rigassificazione dei terminali esistenti inferiore al 30%; per tali investimenti il valore della remunerazione incrementale  $r_G^{NI}$  è 2% per una durata di 8 anni.
  - tipologia G=3: investimenti destinati ad un potenziamento delle capacità di rigassificazione dei terminali esistenti maggiore del 30% o alla realizzazione di nuovi terminali; per tali investimenti il valore della remunerazione incrementale  $r_G^{NI}$  è 3% per una durata di 16 anni.
- 16.6 Il riconoscimento del trattamento incentivante per gli investimenti della tipologia G=2 decorre dall'anno in cui le nuove capacità sono offerte in conferimento. Nel caso di investimenti della tipologia G=3 il riconoscimento avviene a partire dal primo anno di effettiva erogazione del servizio di rigassificazione.
- 16.7 In aggiunta alle suddette tipologie di investimenti, l'Autorità ha introdotto una modifica alla disciplina del trasporto considerando che nella tipologia T=6 di cui al comma 4.4, lettera f), della deliberazione n. 166/05 (relativa agli investimenti destinati a rendere disponibile una maggiore capacità in ingresso alle frontiere) siano inclusi gli investimenti che consentono di immettere quantitativi di Gnl rigassificati da navi metaniere con sistemi di rigassificazione a bordo.
- 16.8 Dall'anno termico 2009-2010, con riferimento agli investimenti di cui al paragrafo 16.5, realizzati nell'esercizio precedente e riportati sui bilanci pubblicati, le imprese di rigassificazione calcolano  $RLNI_t$  come segue:

$$RLNI_t = \sum_{G=1}^3 NI_{t-1,G} \times r_G^{NI} + RLNI_{t-1}$$

dove:

- $NI_{t-1,G}$  è il valore degli investimenti della tipologia  $G$  di cui al precedente paragrafo 16.4 realizzati nell'esercizio  $t-1$ , e calcolati con la seguente formula:

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

dove:

- $NI_{bil,G}$  è il valore degli investimenti della tipologia  $G$ , realizzati e riportati sui bilanci sottoposti a revisione contabile;
- $CONTR_{cap,G}$  è il valore dei contributi in conto capitale erogati da enti pubblici o comunitari per la realizzazione delle infrastrutture, riferibili agli investimenti  $NI_{bil,G}$ , capitalizzati e riportati sui bilanci sottoposti a revisione contabile;
- $r_G^{NI}$  è l'incremento del tasso di remunerazione del capitale investito netto per il terzo periodo di regolazione, riconosciuto per ciascuna tipologia  $G$ , di cui al precedente paragrafo 16.4;

- $RLNI_{t-1}$  è il valore aggiornato ai sensi del successivo paragrafo 16.9 dei ricavi relativi alle maggiori remunerazioni riconosciute sui nuovi investimenti realizzati fino all'anno solare precedente la presentazione delle proposte tariffarie, ivi inclusi i ricavi riferiti alle maggiori remunerazioni riconosciute ai sensi del paragrafo 12.12 per il precedente periodo di regolazione.
- 16.9 A partire dall'anno termico 2009-2010, l'impresa di rigassificazione, ai fini della determinazione della quota  $RLNI_{t-1}$  di cui al paragrafo 16.7, aggiorna il valore della quota di ricavi relativa ai nuovi investimenti realizzati negli esercizi precedenti, considerando:
- a) il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat;
  - b) l'incremento del fondo di ammortamento relativo allo specifico investimento;
  - c) la fine del periodo di riconoscimento della maggiore remunerazione dei cespiti.
- 16.10 L'Autorità verifica, anche mediante controlli a campione:
- a) l'effettiva realizzazione degli investimenti di cui al presente articolo e la corrispondenza degli investimenti comunicati ai sensi del comma 22.4, lettera a) del provvedimento, con i costi effettivamente sostenuti;
  - b) la corrispondenza del valore degli incrementi patrimoniali di cui al paragrafo 16.7, con quelli risultanti dai bilanci certificati;
  - c) la pertinenza e la corretta imputazione degli incrementi patrimoniali di cui alla precedente lettera b) rispetto alle attività svolte.

#### ***Trattamento dei costi compensativi capitalizzati***

- 16.11 Al fine di perseguire l'obiettivo generale di incentivare lo sviluppo delle infrastrutture secondo criteri di efficienza, l'Autorità ha introdotto un meccanismo di responsabilizzazione del soggetto regolato, prevedendo la limitazione del riconoscimento dei costi compensativi esogeni al servizio e solo nella misura e ove questi siano previsti da normative nazionali e locali. Il meccanismo prevede una riduzione del tasso di remunerazione del capitale investito, nel caso in cui i costi compensativi sostenuti dall'esercente siano superiori al livello efficiente individuato dall'Autorità. In particolare, alla quota di costi compensativi eccedente il livello efficiente, è applicato un tasso di remunerazione pari al costo del capitale di debito (5,0%).
- 16.12 Pertanto, in deroga a quanto disposto al comma 11.3 della deliberazione ARG/Gas n. 92/08, per gli investimenti realizzati a partire dal 2009, nel caso in cui il valore di investimenti rientranti nelle categorie G=2 e G=3 includa costi compensativi  $C_{comp}$  esogeni al servizio superiori al 3% dei costi infrastrutturali pertinenti all'investimento specifico, nella misura e ove questi siano previsti da normative nazionali e locali, la maggiore remunerazione ( $MR$ ) sul capitale investito relativa allo specifico investimento è calcolata secondo la seguente formula:

$$MR = r_{ridotto} - r_{base}$$

essendo:

- $r_{base}$  è il tasso di remunerazione riconosciuto sul capitale investito determinato come indicato al comma 3.2, lettera a) della deliberazione ARG/Gas n. 92/08 ;
- $r_{ridotto}$  è il tasso calcolato come segue:

$$r_{ridotto} = (r_{base} + r_{premium}) * \frac{C^{eff} * (1 + \alpha)}{C^{eff} + C^{comp}} + K_D * \frac{C^{comp} - C^{eff} * \alpha}{C^{eff} + C^{comp}}$$

dove:

- $r_{premium}$  è la remunerazione incrementale riconosciuta agli investimenti di sviluppo in coerenza con le disposizioni di cui al comma 11.3 della deliberazione ARG/Gas n. 92/08;
- la componente  $C^{comp}$  rappresenta i costi compensativi;
- la componente  $C^{eff}$  rappresenta i costi infrastrutturali pertinenti all'investimento specifico, al netto dei costi compensativi;
- $\alpha$  è fissato ad un valore pari a 0,03;
- $K_D$  rappresenta il tasso nominale di rendimento del capitale di debito riconosciuto ai fini tariffari, pari al 5%.

## **17 Trasmissione delle informazioni, approvazione delle proposte tariffarie e attestazione dei ricavi**

- 17.1 Gli articoli 20 e 21 del provvedimento ARG/Gas n. 92/08 disciplinano rispettivamente le modalità di trasmissione da parte delle imprese di rigassificazione delle informazioni necessarie alla determinazione delle tariffe relative all'anno termico 2008-2009 per il terminale esistente e per i nuovi terminali, mentre l'articolo 22 del provvedimento disciplina le modalità di trasmissione per gli anni termici successivi al primo anno di applicazione delle tariffe.
- 17.2 Le suddette proposte tariffarie sono approvate qualora l'Autorità non si pronunci in senso contrario entro sessanta giorni dal loro ricevimento. 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.
- 17.3 L'articolo 23 della deliberazione ARG/Gas n. 92/08 dispone infine che, entro il 28 febbraio di ogni anno, l'impresa di rigassificazione trasmetta all'Autorità una dichiarazione, sottoscritta dal legale rappresentante e certificata da una società di revisione iscritta all'albo speciale di cui alla legge 7 giugno 1974, n. 216, riportante i ricavi conseguiti nel precedente anno termico.

## **18 Modifiche alla disciplina del trasporto**

- 18.1 L'Autorità ha ritenuto opportuno apportare modifiche alla disciplina tariffaria del trasporto in modo da raccorderla con le nuove regole applicative definite con la deliberazione ARG/Gas n. 92/08.
- 18.2 Al fine di fornire ulteriori incentivi al servizio di rigassificazione di tipo *spot* è stato inoltre prevista l'introduzione di conferimenti e corrispettivi di trasporto infrannuale nei punti di entrata interconnessi con terminali di Gnl, in analogia con quanto disposto per i punti di entrata interconnessi con l'estero.
- 18.3 Al fine di permettere le operazioni di avviamento di un nuovo terminale di Gnl, l'Autorità ha introdotto anche un corrispettivo di capacità infrannuale in uscita dalla rete nazionale di gasdotti nei punti di entrata interconnessi con terminali di Gnl, da applicarsi fino all'inizio

del periodo di avviamento del servizio di trasporto mediante un riproporzionamento su base mensile del corrispettivo di capacità  $CP_u$  dell'area di uscita.

- 18.4 Al fine di fornire incentivi al maggior utilizzo dei terminali di rigassificazione, l'autorità ha introdotto inoltre una modifica della deliberazione n. 166/05, disponendo che nel calcolo dei corrispettivi della matrice *entry-exit* l'impresa di trasporto consideri, nei punti di entrata inteconnessi con terminali di Gnl, la capacità di rigassificazione del terminale in luogo della capacità prevista in conferimento.

## 19 Modifiche alla disciplina dell'*unbundling*

Coerentemente con l'impostazione adottata di considerare il terminale di Gnl come componente integrato a valle nella rete di trasporto nazionale al fine di favorire la uniforme gestione dei meccanismi di incentivazione finalizzati a predisporre una struttura di ricezione del gas di provenienza estera e la possibilità di diversificazione delle fonti di approvvigionamento, l'Autorità ha disposto una deroga alla disciplina relativa alla separazione funzionale di cui alla deliberazione n. 11/07, prevedendo che un'impresa verticalmente integrata possa gestire congiuntamente le attività di rigassificazione del Gnl e del trasporto di gas naturale.

## 20 Criteri generali della disciplina del fattore di garanzia

- 20.1 Nella memoria presentata alla Camera dei Deputati<sup>11</sup> il 3 ottobre 2007, l'Autorità ha formulato proposte e osservazioni al fine di risolvere le problematiche relative all'autosufficienza ed alla sicurezza del sistema gas nazionale. Tra gli interventi di carattere strutturale è stata evidenziata la necessità di procedere ad un rapido e significativo potenziamento delle infrastrutture di interconnessione con l'estero della rete nazionale, anche in funzione di una diversificazione dei paesi produttori, attraverso nuovi gasdotti e almeno quattro terminali di rigassificazione.
- 20.2 La memoria evidenzia inoltre che i terminali di rigassificazione rappresentano un'importante opportunità per attenuare le barriere all'entrata di nuovi *players*, limitare il potere di mercato dell'operatore dominante e diversificare geograficamente e tipologicamente le fonti di approvvigionamento.
- 20.3 L'avvio di progetti finalizzati alla costruzione di nuova capacità di rigassificazione per mezzo della realizzazione di nuovi terminali di Gnl e del potenziamento di terminali esistenti, ancor più se non tarati esattamente su quote predeterminate di domanda, rappresenta quindi un'importante occasione per favorire lo sviluppo della concorrenza attraverso l'ingresso di nuovi operatori, che sarebbero altrimenti impediti dalla insufficienza delle strutture di approvvigionamento del gas naturale rispetto alla domanda, e per garantire la promozione della sicurezza del sistema del gas attraverso la diversificazione tipologica e geografica delle fonti di approvvigionamento.
- 20.4 Per promuovere lo sviluppo di infrastrutture che assicurino l'afflusso di gas in Italia e al fine di creare le condizioni per lo sviluppo di un mercato concorrenziale, l'Autorità, con la

---

<sup>11</sup> Problematiche relative all'autosufficienza ed alla sicurezza del sistema gas naturale in Italia - Audizione alla Camera dei Deputati – X commissione Attività Produttive, Commercio e Turismo – Roma 3 ottobre 2007.

deliberazione ARG/gas 92/08, ha confermato le misure relative al fattore di garanzia, introdotte con la deliberazione n. 178/05, e ne ha definito le modalità applicative.

- 20.5 L'istituto del fattore di garanzia si pone in linea di continuità con quello del fattore correttivo previsto dalla regolazione tariffaria dell'Autorità per i servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione, assicurando una parziale copertura dei ricavi relativi all'impegno di capacità. In particolare, tale istituto assicura all'impresa di rigassificazione la copertura di una quota di ricavo pari al 71,5% della componente di ricavo  $RL^C$  (pari al 64% dei ricavi di riferimento  $RL$ ) anche in caso di mancato conferimento della capacità di rigassificazione disponibile. La percentuale di copertura della componente di ricavo  $RL^C$  è stata riproporzionata per tener conto della diversa ripartizione del ricavo di riferimento disposta per il terzo periodo di regolazione.
- 20.6 Nel caso di terminali che beneficino del diritto all'esenzione dalla disciplina di accesso terzi, la quota di capacità esente, ai fini dell'applicazione della disciplina del fattore di garanzia, si considera conferita alle condizioni economiche stabilite dall'Autorità. Conseguentemente non è previsto alcun riconoscimento dei minori ricavi fino a quando la capacità oggetto di esenzione non scenda al di sotto della quota di capacità coperta dal fattore di garanzia a seguito di rinuncia definitiva dell'esenzione da parte dell'operatore.
- 20.7 L'Autorità, al fine di limitare il rischio che il sistema possa in futuro riconoscere oneri per infrastrutture che rimarranno inutilizzate, ha definito un valore di soglia della capacità di rigassificazione complessiva del sistema entro il quale operi il fattore di garanzia, pari a 95 milioni di Smc/giorno.
- 20.8 Al fine di dare attuazione alle previsioni in materia di fattore di garanzia definite dalla deliberazione n. 178/05, l'Autorità ha previsto:
- l'istituzione di un corrispettivo unitario variabile  $CV^{FG}$  da applicare come maggiorazione del corrispettivo variabile del trasporto al fine di riscuotere l'ammontare necessario alla copertura del fattore di garanzia;
  - che il corrispettivo unitario variabile di cui alla precedente lettera b) possa essere aggiornato anche nel corso dell'anno termico, a scadenze prefissate e che tali scadenze possano essere individuate con l'ultimo giorno di ciascun trimestre, anche in analogia con quanto è previsto nella regolazione tariffaria del servizio elettrico;
  - che la nuova disciplina decorra dall'anno termico 2008-2009, accordando di diritto la titolarità del fattore di garanzia al terminale esistente, e nel contempo superare il meccanismo di garanzia dei ricavi attualmente vigente.

## **21 Requisiti per l'applicazione del fattore di garanzia**

- 21.1 L'Autorità riconosce il diritto all'applicazione del fattore di garanzia  $FG^L$  a tutti i terminali di Gnl autorizzati alla realizzazione e all'esercizio dal Ministero dello sviluppo economico fino al raggiungimento di una capacità tecnica di rigassificazione complessiva del sistema nazionale del gas pari a 95 milioni Smc/giorno, arrotondata per eccesso in modo da comprendere tutta la capacità del terminale di Gnl marginale.
- 21.2 La soglia della capacità tecnica di rigassificazione entro cui opera il fattore di garanzia è stata determinata in modo tale da assicurare la realizzazione di interventi strutturali necessari per la risoluzione delle problematiche relative all'autosufficienza ed alla sicurezza energetica, incentivando lo sviluppo di infrastrutture di rigassificazione fino al punto in cui la capacità di importazione attraverso le strutture di rigassificazione possa ritenersi alternativa a quella fornita dal maggior gasdotto di importazione, limitando in tal modo il



rischio che il sistema possa in futuro riconoscere oneri per infrastrutture che rimarranno inutilizzate. In particolare, il volume di gas importabile annualmente attraverso il maggior gasdotto di importazione è stato determinato applicando alla capacità tecnica di trasporto continua del punto di entrata di Tarvisio (per l'anno termico 2008-2009 pari a 100 milioni di mc/g) un fattore di carico su base annuale pari a 0,85 e calcolando la corrispondente capacità tecnica di rigassificazione giornaliera complessiva del sistema nazionale del gas applicando al volume annuale così ottenuto un fattore di carico del terminale di rigassificazione pari a 0,9, in modo da tenere in considerazione dei giorni di funzionamento medio annuo del terminale, a seguito di interventi di manutenzione per guasti, fermate o riduzioni di produzione per ispezioni o collaudi, indisponibilità di Gnl a causa di condizioni meteo marine avverse.

- 21.3 Nella tabella 3 sono riportati i terminali che ad oggi, avendo ottenuto l'autorizzazione alla realizzazione e all'esercizio di un terminale di rigassificazione, hanno la titolarità del diritto all'applicazione del fattore di garanzia, e la corrispondente capacità di rigassificazione che è pari a 71,39 milioni di mc/g. Pertanto la capacità giornaliera di rigassificazione residua entro la quale opera il fattore di garanzia è pari a 23,61 milioni di Smc/giorno, pari alla differenza tra il valore di soglia della capacità tecnica di rigassificazione nazionale e la capacità di rigassificazione con diritto di applicazione del fattore di garanzia.

**Tabella 3 – Titolarietà del diritto di applicazione del fattore di garanzia**

Società	Impianto	Autorizzazione MSE alla realizzazione e all'esercizio	Volume annuo Gnl [GSmc/a]	Capacità giornaliera Gnl [MSmc/g]
GNL Italia Spa	Panigaglia	-	3,7	11,26
Terminale Gnl Adriatico Srl	Rovigo	DM 7 luglio 2000 DM 4 agosto 2000 DM 11 novembre 2004	8	24,35
BG Brindisi Lng Spa	Brindisi	DM 23 febbraio 2006	8	24,35
OLT Offshore LNG Toscana Spa	Livorno	DM 21 gennaio 2003	3,75	11,42
<b>Totale</b>			<b>23,45</b>	<b>71,39</b>

- 21.4 La priorità di accesso alla disciplina del fattore di garanzia è definita con riferimento alla data di autorizzazione alla realizzazione e alla messa in esercizio del terminale da parte del Ministero dello Sviluppo Economico.
- 21.5 L'Autorità ha inoltre definito le norme per la decadenza dal diritto di applicazione del fattore di garanzia, al fine di evitare che la capacità, entro la quale opera il fattore di garanzia, possa rimanere nella titolarità di soggetti che non realizzeranno o completeranno le infrastrutture, e che conseguentemente non contribuiscano alla sicurezza dell'approvvigionamento del gas naturale. Pertanto, qualora il terminale di Gnl non sia entrato in esercizio entro i termini indicati nel suddetto provvedimento, la titolarità del diritto al riconoscimento del fattore di garanzia decade.

## 22 Modalità applicative del fattore di garanzia

- 22.1 Il fattore di garanzia  $FG^L$  si applica per una durata di 20 anni decorrenti dall'anno termico in cui l'impresa che gestisce il terminale di Gnl offre il servizio di rigassificazione e presenta all'Autorità le relative proposte tariffarie. La messa in esercizio del terminale e l'effettiva disponibilità della capacità di rigassificazione rappresentano infatti un requisito necessario per l'applicazione della disciplina del fattore di garanzia.
- 22.2 L'impresa di rigassificazione calcola il fattore di garanzia come differenza tra il 71,5% della componente dei ricavi relativa al servizio di rigassificazione  $RL^C$ , aggiornata annualmente secondo i criteri di cui all'articolo 12 della deliberazione ARG/gas n. 92/08, e i ricavi annuali conseguiti dall'impresa mediante l'applicazione dei corrispettivi unitari di impegno  $Cqs$  e di approdo  $Cna$  di cui all'articolo 6 e 7 della medesima deliberazione, sulla base della seguente formula:

$$FG_t^L = \max[71,5\% \cdot RL_t^C - REF_t^L; 0]$$

dove:

- $FG_t^L$ , è il fattore di garanzia per l'anno termico  $t$ ;
  - $REF_t^L$ , sono i ricavi conseguiti applicando i corrispettivi unitari di impegno  $Cqs$  e di approdo  $Cna$  di cui all'articolo 6 e all'articolo 7, al lordo di eventuali riduzioni operate dall'impresa e non previste dalla presente deliberazione, alle capacità effettivamente conferite per l'anno termico  $t$ .
- 22.3 Nel caso di terminali in regime di esenzione, ai fini del calcolo della componente  $REF_t^L$ , derivanti dall'applicazione dei corrispettivi unitari di impegno  $Cqs$  e di approdo  $Cna$ , i ricavi afferenti relativi alla capacità oggetto di esenzione sono valutati *pro forma* secondo le tariffe approvate dall'Autorità.

### **Riscossione del gettito a copertura degli oneri derivanti dall'applicazione del fattore di garanzia**

- 22.4 L'Autorità, al fine di riscuotere l'ammontare necessario alla copertura degli oneri derivanti dall'applicazione del fattore di garanzia, ha istituito un corrispettivo unitario variabile  $CV^{FG}$  da applicare, a decorrere dal 1 ottobre 2008, come maggiorazione del corrispettivo unitario variabile  $CV$  del servizio di trasporto di cui alla deliberazione n. 166/05, in coerenza con l'impostazione descritta nel paragrafo 10.1 secondo la quale i terminali rigassificazione di Gnl costituiscono una parte integrante della rete di trasporto del gas.
- 22.5 L'Autorità, ai fini della gestione delle partite economiche relative al fattore di garanzia, ha inoltre previsto:
- a. l'istituzione di un conto apposito presso la Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico (di seguito: Cassa);
  - b. che la determinazione del corrispettivo  $CV^{FG}$  avvenga contestualmente all'approvazione delle proposte tariffarie relative all'attività di trasporto, prevedendo che tale corrispettivo possa essere aggiornato anche in corso di anno termico, con cadenza trimestrale, in analogia con quanto è previsto nella regolazione tariffaria del settore elettrico;
  - c. che le imprese di rigassificazione versino alla Cassa i ricavi derivanti dall'applicazione dei corrispettivi di scostamento  $RSC^L$ , al fine di contribuire alla copertura degli oneri derivanti dall'applicazione del fattore di garanzia.

### ***Erogazione delle spettanze relative al fattore di garanzia***

- 22.6 L'Autorità ha disposto che, entro 5 mesi dalla conclusione di ciascun anno termico, l'impresa di rigassificazione titolare del fattore di garanzia comunichi alla Cassa rispettivamente ai sensi dell'articolo 17.2 e dell'articolo 23 della deliberazione ARG/Gas n. 92/08, l'ammontare del fattore di garanzia e le informazioni utilizzate per il calcolo e l'attestazione dei ricavi, e che la Cassa definisca le modalità di trasmissione delle suddette informazioni entro 180 giorni dalla pubblicazione della medesima deliberazione, previa approvazione da parte della Direzione tariffe dell'Autorità.
- 22.7 È stato inoltre disposto che la Cassa, entro 6 mesi dalla conclusione di ciascun anno termico, provveda all'erogazione, per ciascuna impresa di rigassificazione, delle spettanze relative al fattore di garanzia.
- 22.8 La disciplina del fattore di garanzia, rispetto alla disciplina del fattore correttivo, richiede un lasso temporale più breve per il recupero dei minori ricavi sostenuti dalle imprese. L'Autorità conseguentemente, anche in coerenza con i criteri generali della perequazione, non ha previsto l'applicazione di alcun coefficiente di rivalutazione delle spettanze relative al fattore di garanzia.

### ***Raccordo tra la disciplina del fattore correttivo e quella del fattore di garanzia***

- 22.9 L'Autorità ha previsto che la liquidazione delle spettanze, positive o negative, derivanti dall'applicazione del fattore correttivo, relativamente agli anni termici 2006-2007 e 2007-2008, avvenga con le medesime modalità e tempistiche previste per la liquidazione del fattore di garanzia relativo all'anno termico 2008-2009.

## APPENDICE A1 - ELENCO DELLE INIZIATIVE E DEI PROGETTI RIGUARDANTI LA REALIZZAZIONE DI TERMINALI DI RIGASSIFICAZIONE DI GNL

Nella tabella successiva è riportato l'elenco, aggiornato al 31 gennaio 2008, delle iniziative e dei progetti riguardanti la realizzazione di terminali di rigassificazione:

Regione	Ubicazione	Tipologia impianto	Capacità di rigassificazione nominale annuale (GSmc/a)	Società proponente	Autorizzazione MSE alla realizzazione e all'esercizio
Veneto	Rovigo	offshore	8	GNL Adriatico Srl	Autorizzato
Puglia	Brindisi	onshore	8	Brindisi LNG Spa	Autorizzazione sospesa
Toscana	Livorno	offshore su nave	3,75	OLT Offshore LNG Toscana Spa	Autorizzato
Toscana	Rosignano (LI)	onshore	8	Edison Spa	Non emessa
Liguria	Panigaglia	onshore	8 (potenziamento)	Gnl Italia Spa	Non emessa
Puglia	Taranto	onshore	8	Gas Natural Internacional	Non emessa
Calabria	Gioia Tauro (RC)	onshore	12	LNG MedGas Terminal	Non emessa
Sicilia	Porto Empedocle (AG)	onshore	8	Nuove Energie Srl	Non emessa
Sicilia	Melilli (SR)	onshore	I fase: 8 II fase: 12	Ionio Gas Srl	Non emessa
Friuli	Zaule (TS)	onshore	8	Gas Natural Internacional	Non emessa
Friuli	Trieste	offshore	8	Terminal Alpi Adriatico Srl	Non emessa
Emilia Romagna	Ravenna	offshore	8	Atlas Ing.	Non emessa
Lazio	Civitavecchia	onshore	12	Compagnia del Gas di Civitavecchia Srl	Non emessa
Marche	Senigallia / Ancona	offshore	I fase: 5 II fase: 10	Gaz de France	Non emessa

*Fonte: Ministero dello sviluppo economico (aggiornamento al 31 gennaio 2008) e comunicazioni degli operatori*

Gli impianti per i quali il Ministero dello sviluppo economico ha rilasciato l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio sono di seguito descritti:

- il terminale della società Terminale Gnl Adriatico Srl, in fase di realizzazione, che sarà ubicato al largo della costa italiana del mare Adriatico settentrionale, in direzione nord est da Porto Levante (Rovigo); la capacità nominale di rigassificazione prevista è pari a 8 GSmc di gas, all'80% della quale è stata accordata l'esenzione dal regime di accesso per un periodo di 25 anni; si prevede che il terminale avvii l'esercizio entro la fine dell'anno 2008;
- il terminale della società BG Brindisi Lng Spa, che sarà ubicato a terra nella zona portuale di Brindisi in località Capo Bianco, con una capacità nominale di rigassificazione prevista pari a 8 GSmc di gas, all'80% della quale è stata accordata

un'esenzione della disciplina che prevede il diritto di accesso di terzi per un periodo di 20 anni; l'autorizzazione è stata temporaneamente sospesa in attesa che la società proceda alla Valutazione di impatto ambientale (VIA) sull'opera. Per quanto riguarda la tempistica, in caso di esito positivo del percorso autorizzativo, la sua eventuale entrata in funzione non è prevista prima dell'inizio del 2011;

- il progetto della società OLT Offshore LNG Toscana Spa, che prevede la realizzazione di un terminale di Gnl su nave al largo della costa tirrenica a Livorno, con una capacità nominale di rigassificazione prevista pari a 3,75 GSmc di gas.

Relativamente ai progetti di realizzazione di nuovi terminali non ancora autorizzati, sono in corso di valutazione le istruttorie da parte delle Autorità competenti.