

**DCO 7/08**

**CRITERI PER LA DETERMINAZIONE DELLE TARIFFE PER  
L'ATTIVITA' DI UTILIZZO DEI TERMINALI DI GNL PER IL  
TERZO PERIODO DI REGOLAZIONE**

Documento per la consultazione per la formazione di provvedimenti nell'ambito del  
procedimento avviato con deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 14  
settembre 2007, n. 222/07

*13 marzo 2008*

## *Premessa*

*Il presente documento per la consultazione illustra le proposte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) in materia di tariffe per l'attività di utilizzo dei terminali di Gnl per il terzo periodo di regolazione.*

*Il processo di consultazione è svolto nell'ambito del procedimento avviato dall'Autorità con deliberazione 14 settembre 2007, 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.*

*Il documento per la consultazione viene diffuso per offrire l'opportunità a tutti i soggetti interessati di presentare osservazioni e proposte. Prima che l'Autorità proceda all'emanazione dei provvedimenti previsti potranno anche essere organizzate audizioni con i soggetti interessati.*

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità le proprie osservazioni e proposte, in forma scritta, entro e non oltre il 29 aprile 2008.*

***Osservazioni e proposte dovranno pervenire al seguente indirizzo tramite uno solo di questi mezzi: posta, fax o e-mail***

***Autorità per l'energia elettrica e il gas  
Direzione Tariffe  
piazza Cavour n.5 - 20121 Milano  
tel. 02-65.565.311  
fax 02-65.565.222***

***e-mail: [tariffe@autorita.energia.it](mailto:tariffe@autorita.energia.it)  
sito internet: [www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it)***

## INDICE

<b>PARTE I</b> .....	<b>5</b>
<b>INTRODUZIONE</b> .....	<b>5</b>
<b>1 Finalità</b> .....	<b>5</b>
<b>2 Orientamenti generali</b> .....	<b>5</b>
<i>Orientamenti dell’Autorità</i> .....	5
<i>Sintesi osservazioni emerse nell’ambito del Focus Group</i> .....	5
<b>3 Il contesto normativo</b> .....	<b>8</b>
<i>Perimetro dell’attività di rigassificazione del Gnl</i> .....	8
<i>Normativa tariffaria</i> .....	9
<i>Misure introdotte dalla deliberazione n. 178/05 a garanzia degli investimenti nei terminali di Gnl</i> .....	10
<i>Disciplina generale della regolazione delle condizioni di accesso ed erogazione del servizio di rigassificazione di Gnl</i> .....	12
<i>Deroghe alla disciplina generale delle condizioni di accesso nel caso di realizzazione di nuovi terminali, ovvero di potenziamenti di terminali esistenti</i> .....	13
<i>Disciplina delle condizioni di erogazione del servizio ed ordinamento tariffario applicabile ai terminali che beneficiano delle deroghe alle condizioni di accesso</i> ...	15
<i>Esenzioni dal diritto di accesso accordate ai sensi della legge n. 239/04</i> .....	16
<b>4 La rigassificazione del Gnl in Italia</b> .....	<b>17</b>
<b>5 Il sistema tariffario del secondo periodo di regolazione</b> .....	<b>19</b>
<b>PARTE II</b> .....	<b>22</b>
<b>L’ORDINAMENTO TARIFFARIO DELL’ATTIVITA’ DI UTILIZZO DEI TERMINALI DI GNL PER IL TERZO PERIODO DI REGOLAZIONE</b> .....	<b>22</b>
<b>6 Indirizzi di carattere generale</b> .....	<b>22</b>
<b>7 Nuovi criteri di determinazione tariffaria</b> .....	<b>23</b>
<b>8 Modalità di determinazione del vincolo sui ricavi del servizio di rigassificazione</b> .....	<b>25</b>
<b>9 La determinazione del capitale investito riconosciuto rilevante ai fini regolatori</b> .....	<b>26</b>
<i>Riconoscimento degli oneri finanziari</i> .....	27
<i>Riconoscimento di ulteriori tipologie di costi relativi all’avviamento di un terminale</i> .....	28
<b>10 La remunerazione del capitale investito riconosciuto</b> .....	<b>28</b>
<i>Rapporto tra capitale di debito e capitale proprio (D/E)</i> .....	29
<i>Rendimento del capitale di rischio (Ke)</i> .....	30
<i>Rendimento delle attività prive di rischio (rf)</i> .....	30
<i>Premio per il rischio di mercato (ERP)</i> .....	31
<i>Rischio sistematico (<math>\beta</math>)</i> .....	31
<i>Costo del debito (Kd)</i> .....	32

<i>Scudo fiscale e aliquota teorica di incidenza delle imposte (tc e T)</i> .....	33
<i>Tasso d'inflazione (rpi)</i> .....	34
<i>Scenari di riferimento per la fissazione del WACC</i> .....	34
<b>11 La determinazione della quota di ammortamento</b> .....	<b>34</b>
<b>12 Determinazione dei costi operativi riconosciuti</b> .....	<b>35</b>
<i>Il trattamento dei costi di ripristino</i> .....	36
<i>Costi operativi riconosciuti per il terminale esistente</i> .....	37
<b>13 Ripartizione dei ricavi</b> .....	<b>38</b>
<b>14 Il trattamento dei nuovi investimenti</b> .....	<b>39</b>
<b>15 Riconoscimento dei costi compensativi relativi ai nuovi investimenti</b> .....	<b>41</b>
<b>16 Criteri per l'aggiornamento annuale dei parametri tariffari</b> .....	<b>42</b>
<i>Aggiornamento in corso di periodo regolatorio del capitale investito riconosciuto</i> .	43
<i>Aggiornamento in corso di periodo regolatorio degli ammortamenti</i> .....	43
<i>Aggiornamento in corso di periodo regolatorio della maggiore remunerazione     derivante dai nuovi investimenti</i> .....	44
<i>Aggiornamento in corso di periodo regolatorio dei costi operativi riconosciuti</i> .....	44
<i>Criteri per la fissazione dell'X-factor</i> .....	44
<b>17 Criteri per la determinazione del vincolo sui ricavi per i nuovi terminali</b> .....	<b>46</b>
<b>PARTE III</b> .....	<b>47</b>
<b>STRUTTURA E ARTICOLAZIONE TARIFFARIA</b> .....	<b>47</b>
<b>18 La struttura tariffaria</b> .....	<b>47</b>
<i>La tariffa per il servizio di rigassificazione continuativo</i> .....	47
<i>La tariffa per il servizio di rigassificazione su base inferiore all'anno</i> .....	48
<i>La tariffa per il servizio di rigassificazione spot</i> .....	48
<i>I corrispettivi unitari di impegno e di approdo</i> .....	48
<i>Il corrispettivo unitario variabile</i> .....	49
<i>Consumi e perdite dei terminali</i> .....	49
<i>Corrispettivi per la fornitura di servizi accessori ed opzionali</i> .....	50
<i>Corrispettivi per la fornitura di servizi di modulazione</i> .....	51
<b>PARTE IV</b> .....	<b>52</b>
<b>MODALITA' APPLICATIVE DEL FATTORE DI GARANZIA</b> .....	<b>52</b>
<b>19 Condizioni di ammissibilità all'assicurazione del fattore di garanzia</b> .....	<b>52</b>
<b>20 Modalità applicative del fattore di garanzia</b> .....	<b>53</b>
<b>PARTE V</b> .....	<b>57</b>
<b>MODIFICHE ALLA DISCIPLINA TARIFFARIA DELL'ATTIVITA' DI TRASPORTO</b> .....	<b>57</b>
<b>21 Revisione della disciplina tariffaria dell'attività di trasporto</b> .....	<b>57</b>
<i>Riduzione dei corrispettivi di capacità della rete di trasporto nazionale</i> .....	57
<i>Revisione della disciplina degli allacciamenti alla rete di trasporto</i> .....	58
<i>Revisione della disciplina dell'attività di misura nel trasporto gas</i> .....	59

# PARTE I

## INTRODUZIONE

### 1 Finalità

- 1.1 Il presente documento illustra gli orientamenti dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 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 avrà 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).
- 1.2 Il processo di consultazione è svolto nell'ambito del procedimento avviato dall'Autorità con deliberazione 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).

### 2 Orientamenti generali

#### *Orientamenti dell'Autorità*

- 2.1 Per il terzo periodo di regolazione, l'Autorità propone 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;
    - 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.

#### *Sintesi osservazioni emerse nell'ambito del Focus Group*

- 2.2 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, ad oggi unica società in Italia che esercisce un terminale di rigassificazione;
  - società alle quali, ad oggi, il Ministero dello sviluppo economico ha rilasciato l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio di un nuovo terminale di Gnl.
- 2.3 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.
- 2.4 Di seguito si riportano le principali osservazioni evidenziate dagli operatori nell'ambito del *Focus group*.

#### Criteria generali di regolazione tariffaria

- 2.5 Gli operatori segnalano:
- l'esigenza che siano riconosciuti in tariffa tutti i costi sostenuti per la realizzazione del terminale, a prescindere dalla loro effettiva capitalizzazione (anche nel caso in cui i principi contabili italiani non la consentano) e sostenuti anche nella fase antecedente lo *start-up* del terminale;
  - l'esigenza di incrementare il tasso di remunerazione del capitale investito anche per tener conto del maggior rischio di non conferimento delle capacità non esenti dal diritto di accesso a terzi, a causa alla limitata disponibilità di offerta di Gnl;
  - la necessità di tener conto delle specificità tecnologiche del terminale ed in particolare delle caratteristiche dei terminali *off-shore* rispetto a quelli *on-shore*, introducendo specifiche categorie di cespiti e riconoscendo un maggior livello di rischio;
  - non applicare ai nuovi terminali realizzati con le più recenti tecnologie disponibili il recupero di produttività, in quanto non sono possibili margini di efficientamento, in particolar modo nei primi anni di attività.

#### Articolazione della tariffa

- 2.6 Gli operatori segnalano l'esigenza che nella componente di ricavo di *capacity* confluiscono tutti i costi fissi riconosciuti all'impresa (inclusi i costi fissi operativi), in modo che le componenti di ricavo riflettano adeguatamente la struttura dei costi dei nuovi terminali.
- 2.7 Alcuni operatori hanno evidenziato la necessità che possa essere introdotta, limitatamente ai casi di nuovi terminali, un'articolazione tariffaria coerente con criteri di definizione del servizio più flessibili rispetto agli attuali (ad esempio prevedendo servizi di stoccaggio), con tariffe soggette ad approvazione dell'Autorità.
- 2.8 In merito all'adozione di una tariffa unica nazionale, la maggior parte degli operatori ha espresso netta contrarietà evidenziando in particolar modo che una sua introduzione:

- sarebbe opportuna nel solo caso di sistemi di gestione integrata dei terminali; nel caso italiano, al contrario, favorirebbe unicamente i terminali che presentano un maggior costo unitario, penalizzando le infrastrutture maggiormente competitive;
- penalizzerebbe l'articolazione e lo sviluppo di nuovi e/o diversi servizi di rigassificazione da parte dei nuovi terminali di rigassificazione;
- discriminerebbe i terminali posizionati nel Sud Italia, in quanto la convenienza economica dell'accesso dipenderebbe dal costo del corrispettivo di *entry* della rete nazionale di gasdotti.

#### Trattamento tariffario dei costi di ripristino ambientale del sito

2.9 È stata manifestata l'esigenza di prevedere il riconoscimento dei costi relativi al ripristino ambientale del sito alle condizioni originarie al termine della concessione, proponendone un suo riconoscimento nei costi operativi o, in alternativa, nella quota di ammortamento annua (comprensiva di remunerazione del relativo fondo al tasso *risk free*).

#### Fuel gas e autoconsumi

2.10 Gli operatori hanno espresso un parere concorde in merito al mantenimento dell'attuale metodologia che prevede la definizione di un corrispettivo in natura (quota percentuale dei consumi e delle perdite) da addebitare agli utenti del servizio.

2.11 In particolare un operatore ha proposto di definire la quota annua di autoconsumi tenendo conto delle condizioni di operatività del terminale e di *benchmark* internazionali.

#### Periodo di avviamento di un nuovo terminale di Gnl

2.12 In merito all'avviamento, alcuni degli operatori impegnati nella realizzazione di nuovi terminali hanno evidenziato la necessità di un riconoscimento di particolari categorie di costi sostenuti durante la fase di avviamento, tra i quali in particolare i costi di *cool-down* per il raffreddamento iniziale dei serbatoi di Gnl ed i costi relativi alla costituzione di un livello minimo di Gnl nei serbatoi necessario a garantire l'operatività del terminale.

2.13 E' stata inoltre evidenziata la necessità di disporre di maggiori flessibilità relativamente all'utilizzo delle capacità di trasporto e stoccaggio.

#### Finalità e modalità applicative del fattore di garanzia

2.14 Gli operatori hanno evidenziato la necessità di definire con elevato livello di dettaglio le modalità applicative del fattore di garanzia, anche in relazione alle diverse fattispecie della disciplina di esenzione del diritto di accesso a terzi.

2.15 È stata evidenziata inoltre la necessità che il fattore di garanzia possa offrire una adeguata copertura economica ad infrastrutture che contribuiscono alla sicurezza del sistema e alla diversificazione delle fonti di approvvigionamento: in tal senso è opportuno che i terminali ammessi alla garanzia facciano parte di un progetto di importazione (e quindi siano relativi a contratti di approvvigionamento sottoscritti) o siano terminali che il Ministero dello sviluppo economico e l'Autorità ritengono necessari al sistema.

- 2.16 Inoltre, è stata manifestata l'esigenza che, in particolare nel caso di operatori non integrati nelle attività *up-stream* e quindi con un maggior fattore di rischio rispetto ai soggetti verticalmente integrati, il fattore di garanzia:
- si applichi a una quota di ricavi maggiore rispetto all'attuale, anche per tenere conto degli elevati costi fissi sopportati dall'impresa;
  - sia modulato nel tempo, in modo da assicurare, a parità di valore medio complessivo di garanzia dei ricavi, un livello di copertura maggiore nei primi anni di vita del terminale, in cui è più alto il livello di esposizione al rischio del progetto, e successivamente decresca durante la vita economica dell'impianto;
  - abbia modalità applicative certe e stabili nel tempo, in modo da favorire la bancabilità del progetto di investimento.
- 2.17 Un operatore ha invece espresso un parere contrario in merito all'applicazione del fattore di garanzia, in quanto:
- la raccolta di una quota dei ricavi di rigassificazione tramite la tariffa di trasporto non è coerente con il principio della rispondenza ai costi della tariffa;
  - si introducono sussidi incrociati tra attività distinte, alterando le dinamiche competitive dei due settori e distorcendo i segnali di prezzo per gli utenti del servizio;
  - i soggetti che realizzano nuova capacità di rigassificazione risulterebbero deresponsabilizzati nell'ottimizzazione dell'utilizzo del terminale, i cui costi sarebbero comunque garantiti da soggetti terzi rispetto agli utilizzatori del servizio offerto.

#### Raccordo con la disciplina tariffaria del trasporto e degli allacciamenti

- 2.18 Alcuni operatori hanno evidenziato:
- la necessità di estendere la disciplina dei corrispettivi di trasporto infrannuali anche ai punti di entrata interconnessi con terminali di Gnl al fine di non limitare le scariche *spot* di Gnl;
  - l'esigenza di rivedere la disciplina degli allacciamenti alla rete di trasporto, richiedendo la rimozione degli oneri (incluse le garanzie finanziarie) che gravano sui soggetti che richiedono l'allacciamento del terminale alla rete di trasporto.
- 2.19 È stato per contro sottolineato che il sistema di impegni previsto dal codice di rete fornisce adeguate garanzie agli utenti del servizio di trasporto in relazione a possibili incrementi delle tariffe di trasporto derivanti dalla realizzazione di infrastrutture che non vengono effettivamente utilizzate.

### **3 Il contesto normativo**

#### ***Perimetro dell'attività di rigassificazione del Gnl***

- 3.1 L'Autorità, con deliberazione del 18 gennaio 2007, n. 11/07 (di seguito: deliberazione n. 11/07), ha introdotto obblighi in materia di separazione funzionale e contabile per le imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas.
- 3.2 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.
- 3.3 Ai sensi della deliberazione n. 11/07, è inoltre stabilito 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.
- 3.4 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.

### ***Normativa tariffaria***

- 3.5 Ai sensi dell'articolo 2 della legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95), l'Autorità stabilisce e aggiorna, in relazione all'andamento del mercato, la tariffa base, i parametri e gli altri elementi di riferimento per determinare le tariffe dei servizi.
- 3.6 L'articolo 1 della medesima legge orienta l'esercizio di tale potere alla finalità di promuovere la concorrenza e l'efficienza dei servizi, nonché di assicurarne la fruibilità e la diffusione in modo omogeneo sull'intero territorio nazionale e a condizioni di economicità e redditività. In particolare, il medesimo articolo 1 prevede che l'Autorità definisca un ordinamento tariffario:
  - certo, trasparente e basato su criteri predefiniti;
  - che promuova la tutela degli interessi di utenti e consumatori, in coerenza con la normativa comunitaria e gli indirizzi di politica generale formulati dal Governo;
  - che armonizzi 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.
- 3.7 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.
- 3.8 L'articolo 23 del decreto legislativo n. 164/00 espressamente sottopone 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).

- 3.9 Inoltre, la legge 27 ottobre 2003, n. 290 (di seguito: legge n. 290/03) ha introdotto alcuni criteri generali cui l’Autorità deve attenersi nella regolazione della tariffa dei servizi del settore elettrico del secondo periodo di regolazione (rivalutazione del valore delle infrastrutture; utilizzo di un tasso di rendimento delle attività prive di rischio almeno in linea con quelle dei titoli di Stato a lungo termine; simmetrica ripartizione tra utenti e imprese delle maggiori efficienze realizzate rispetto agli obiettivi definiti con il metodo del *price-cap*; esclusione dall’applicazione del metodo del *price-cap* della remunerazione del capitale investito).
- 3.10 Tali criteri, sebbene previsti per altri servizi, sono stati recepiti dall’Autorità nella disciplina tariffaria del servizio di rigassificazione di Gnl adottata con la deliberazione n. 178/05 per il secondo periodo di regolazione.

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

- 3.11 Ai fini di definire i contenuti dell’ordinamento tariffario per il terzo periodo di regolazione, l’Autorità deve considerare, oltre ai criteri generali sopra 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, di misure volte ad incentivare sia gli investimenti in terminali esistenti, sia gli investimenti nella realizzazione di nuovi terminali.
- 3.12 In primo luogo, per quanto riguarda gli investimenti in terminali esistenti, l’articolo 4 del provvedimento ha previsto, analogamente a quanto disposto dalla deliberazione n. 166/05 per la tariffa di trasporto gas naturale, 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 stesso (differenziato in funzione della tipologia di investimento).
- 3.13 In secondo luogo, per quanto riguarda la realizzazione di nuovi terminali, 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  $CP_e$  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.
- 3.14 In terzo luogo, l’articolo 13.2 della deliberazione n. 178/05 ha introdotto un fattore di garanzia ( $FG^L$ ) volto ad assicurare, in caso di mancato utilizzo

dell'impianto, la copertura di una quota pari all'80% dei ricavi di riferimento  $RL^C$  per un periodo di 20 anni.

- 3.15 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 (di seguito: legge n. 273/02), 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 (di seguito: legge n. 239/04). Infatti, anche in assenza di impegni di lungo termine, al gestore del terminale viene assicurato un parziale ritorno del capitale investito.
- 3.16 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.
- 3.17 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.
- 3.18 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 ponesse il relativo onere in capo agli utenti del terminale stesso ne disincentiverebbe l'utilizzo, frustrando le finalità in tal modo perseguite.
- 3.19 Coerentemente con tale considerazione, 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.
- 3.20 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 rinviando a successivi provvedimenti dell'Autorità, non ancora adottati in quanto, 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 del quarto trimestre del 2008.
- 3.21 In particolare restavano da definire i seguenti 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;

- entità della riduzione del corrispettivo di trasporto per gli impegni di rigassificazione continuativa;
- opportunità di continuare a conferire all'operatore del terminale la capacità di trasporto nel punto di entrata della rete nazionale di trasporto;
- armonizzazione delle regole tariffarie con i criteri di conferimento;
- applicazione delle garanzie ai titolari di impianti di rigassificazione esistenti;
- regime delle garanzie e delle fidejussioni per la definizione degli allacciamenti ai nuovi rigassificatori.

***Disciplina generale della regolazione delle condizioni di accesso ed erogazione del servizio di rigassificazione di Gnl***

- 3.22 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.
- 3.23 In un primo momento, con la deliberazione 20 maggio 2001, n. 120/01 (di seguito: deliberazione n. 120/01), l'Autorità ha disciplinato gli aspetti principali (criteri per il conferimento e per i corrispettivi di bilanciamento), demandando la regolazione degli altri profili all'autonomia delle parti. Peraltro, la deliberazione n. 120/01 prevedeva che i contratti di rigassificazione in tal modo conclusi dovessero comunque essere approvati dall'Autorità, che ne verificava la coerenza con la deliberazione stessa ed i criteri generali posti dal decreto legislativo n. 164/00.
- 3.24 Successivamente, con la deliberazione 1 agosto 2005, n. 167/05 (di seguito: deliberazione n. 167/05), l'Autorità ha dettato una disciplina più completa dei criteri di accesso ed erogazione del servizio, sulla base della quale la società Gnl Italia Spa (esercente l'unico terminale attualmente operativo in Italia), ha predisposto il proprio codice di rigassificazione, approvato dall'Autorità con deliberazione 15 maggio 2007, n. 115/07.
- 3.25 Per quanto qui interessa, la deliberazione n. 167/05, sotto il profilo delle modalità di accesso al servizio, ha innovato la previgente disciplina che ammetteva solo conferimenti annuali, introducendo conferimenti di durata quinquennale nei casi in cui l'accesso sia richiesto per l'esecuzione di contratti di importazione pluriennali, ovvero per l'esecuzione di contratti di importazione *take or pay* sottoscritti anteriormente al 10 agosto 1998.
- 3.26 Relativamente alle modalità di erogazione del servizio, invece, la deliberazione n. 167/05 ha introdotto misure volte a massimizzare l'utilizzo delle capacità conferite, prevedendo, in particolare:
- la facoltà per gli utenti di scambiarsi la capacità conferita e di rendere disponibile all'impresa di rigassificazione la capacità inutilizzabile ai fini del suo conferimento a terzi (articolo 7);

- l'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 (articolo 11);
- l'obbligo per l'impresa di rigassificazione di procedere a conferimenti su base mensile per il servizio di rigassificazione continua o *spot* della capacità non conferita, ovvero resa disponibile in forza delle disposizioni richiamate ai precedenti punti, ovvero che risulta non utilizzata sulla base del programma delle consegne presentato dall'utente (articolo 6).

***Deroghe alla disciplina generale delle condizioni di accesso nel caso di realizzazione di nuovi terminali, ovvero di potenziamenti di terminali esistenti***

- 3.27 Nell'ambito della disciplina generale delle modalità di accesso al servizio di rigassificazione (definito dapprima dalla deliberazione n. 120/01, e poi dalla deliberazione n. 167/05) 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.
- 3.28 Il primo intervento in tal senso è stato posto in essere dall'Autorità con la deliberazione 15 maggio 2002, n. 91/02 (di seguito: deliberazione n. 91/02). In attuazione al generale principio per cui l'accesso non può essere negato a chi finanzia la realizzazione delle opere necessarie alla connessione al sistema (articolo 25, comma 1, del decreto legislativo n. 164/00), l'Autorità ha riconosciuto ai soggetti che investivano nella realizzazione di nuovi terminali (o nel potenziamento di terminali esistenti) un diritto di accedere prioritariamente ad una quota della nuova capacità realizzata pari all'80% per un periodo di 20 anni. La deliberazione n. 91/02 riconosceva anche ai titolari di tale diritto la facoltà di negoziare con l' esercente il terminale i corrispettivi per il servizio, in deroga alle previsioni tariffarie. Il restante 20% della nuova capacità, invece, era sottoposto al regime generale di accesso ed all'ordinario regime tariffario (allora previsti dalla deliberazione n. 120/01).
- 3.29 Inoltre, poiché l'incentivo alla realizzazione di nuova capacità è funzionale alle esigenze di una maggiore sicurezza dell'approvvigionamento e di una maggiore concorrenza sul mercato interno, la deliberazione n. 91/02 prevedeva che il diritto di allocazione prioritaria fosse riconosciuto sino alla realizzazione di una capacità complessiva tale da soddisfare le predette esigenze. Tale capacità era fissata in misura pari a 25 miliardi di Smc/anno. Inoltre, si prevedeva che nessuno potesse essere titolare di un diritto di allocazione prioritaria superiore ad un terzo di tale capacità complessiva.
- 3.30 Infine, il diritto di allocazione prioritario veniva ulteriormente limitato mediante la previsione di una decadenza (anche parziale) dal diritto in caso di mancato utilizzo della capacità su base annuale (*use it or lose it*).
- 3.31 Le previsioni della deliberazione n. 91/02 sono state in parte recepite ed in parte superate dalla legge n. 273/02 che ha direttamente riconosciuto senza limiti quantitativi di sorta, a chi finanziasse la realizzazione di nuovi terminali o

potenziasse terminali esistenti, un diritto di allocazione prioritaria in misura pari all'80% della nuova capacità per un periodo di 20 anni. Coerentemente con il nuovo quadro legislativo la deliberazione n.91/02 è stata modificata (deliberazione 31 luglio 2003, n. 90/03), rimuovendo i limiti della capacità complessivamente realizzabile.

- 3.32 La disciplina del diritto di allocazione prioritaria è stata completamente innovata dalla legge n. 239/04 (articolo 1, commi 17 e 20) che ha attuato l'articolo 22 della direttiva 2003/55/CE del 26 giugno 2003 del Parlamento europeo e del Consiglio (di seguito: direttiva 2003/55/CE). Il 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.
- 3.33 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 (per i riferimenti normativi in base ai quali è stato finora accordato il riconoscimento dell'esenzione cfr. successivo paragrafo *Esenzioni dal diritto di accesso accordate ai sensi della legge n. 239/04*).
- 3.34 Per quanto riguarda la quota di nuova capacità non oggetto dell'esenzione, per essa non si applicano le disposizioni generali in materia di accesso (di cui alla deliberazione n. 167/05), ma regole specifiche che la legge n. 239/04 prevede siano definite dall'Autorità sulla base di criteri di efficienza, economicità e sicurezza definiti dal Ministero dello Sviluppo Economico.
- 3.35 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 (di seguito: deliberazione n. 168/06). In particolare, l'Autorità ha previsto che la quota della nuova capacità residua, e pertanto non rientrante nell'esenzione, sia conferita:
- per periodi compresi tra 5 e 10 anni:
    - a clienti finali diversi dai produttori di energia elettrica che importano per autoconsumi;
    - a soggetti che si impegnano ad offrire l'intero volume importato presso il punto di scambio virtuale (*PSV*);
  - per un periodo pari a 5 anni:
    - a soggetti che si impegnano ad offrire al *PSV* una quota del gas importato almeno pari al 20%;
    - a soggetti che importano Gnl da Paesi diversi dai quali erano in corso importazioni pluriennali alla data di entrata in vigore della legge n. 239/04;
    - ai soggetti titolari di una capacità di trasporto nei punti di entrata alla rete nazionale di gasdotti, diversi dalle interconnessioni da stoccaggio,

complessivamente inferiore al 25% del totale delle capacità conferite presso i medesimi punti.

- per periodi inferiori a 5 anni, nel caso di capacità di rigassificazione residua non conferita, secondo il medesimo ordine di priorità.

3.36 Sebbene i regimi derogatori abbiano una storia risalente al maggio del 2002, non risultano imprese per le quali si sia perfezionato un diritto di allocazione prioritaria ai sensi della deliberazione n. 91/02 e/o della legge n. 273/02. Vi sono solamente imprese che hanno ottenuto l'esenzione di cui all'articolo 17, comma 1, della legge n. 239/04.

***Disciplina delle condizioni di erogazione del servizio ed ordinamento tariffario applicabile ai terminali che beneficiano delle deroghe alle condizioni di accesso***

3.37 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.

3.38 Ciò comporta, in primo luogo, per quanto riguarda le modalità di erogazione del servizio, che anche i terminali che beneficiano del predetto regime derogatorio, sia per la quota di capacità oggetto dell'esenzione, sia per la quota residua, sono sottoposti alla disciplina generale prevista dalla deliberazione n. 167/05.

3.39 In particolare, si applicheranno le norme in materia di programmazione nonché quelle che impongono al gestore del terminale di conferire (su base continua o *spot*) la capacità che risulta non utilizzata o non disponibile sulla base del programma delle consegne presentato dall'utente (articolo 6 della deliberazione n. 167/05).

3.40 Invece, non trovano piena applicazione le previsioni contenute nell'articolo 7 della deliberazione n. 167/05 (facoltà degli utenti di scambiarsi capacità e di rendere disponibile quella inutilizzabile al terminale per conferimenti a terzi) e nell'articolo 11 (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).

3.41 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.

3.42 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”*.

3.43 Ai fini dell'applicazione di tale criterio, il successivo comma 5 prevede che debba tenersi conto del periodo di avviamento dell'esercizio del terminale, nonché delle flessibilità previste nei contratti di approvvigionamento. In

quest'ultimo caso, tuttavia, la capacità non utilizzata in coerenza con dette flessibilità deve essere resa disponibile a terzi (ai sensi del regolamento n. 1775/2005 del Parlamento europeo e del Consiglio del 28 settembre 2005) o mediante conferimenti da parte dell'esercente il terminale, o mediante la cessione (anche temporanea) della capacità nel mercato secondario.

- 3.44 Come si nota, si tratta di indicazioni di portata alquanto generale che potranno essere dettagliate dall'Autorità nell'esercizio dei suoi poteri di regolazione.
- 3.45 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.
- 3.46 Tuttavia il titolare del terminale oggetto di esenzione non può beneficiare della disciplina relativa al fattore di garanzia, fino a quando la quota di capacità oggetto di esenzione dal diritto di accesso a terzi non scenda (a seguito di rinuncia in via definitiva) al di sotto dell'80% della capacità produttiva potenziale.
- 3.47 Il fattore di garanzia è, pertanto, alternativo all'esenzione, in quanto, nel caso di riconoscimento dell'esenzione pari all'80%, la quota parte dei ricavi che dovrebbe essere garantita dal fattore di garanzia risulta già coperta dai contratti in essere.

#### ***Esenzioni dal diritto di accesso accordate ai sensi della legge n. 239/04***

- 3.48 Ad oggi le esenzioni al regime di accesso regolato accordate ai sensi dell'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, con decreto 26 novembre 2004, acquisito il parere favorevole dell'Autorità<sup>1</sup>, 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, con decreto 6 aprile 2005, acquisito il parere favorevole dell'Autorità<sup>2</sup>, 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.

---

<sup>1</sup> Deliberazione 23 novembre 2004, n. 206/04, recante "Parere allo schema di provvedimento del Ministero delle attività produttive di concessione di un'esenzione dalla disciplina del diritto di accesso di terzi alla società Edison Lng Spa, ai sensi dell'articolo 1, comma 17, della legge 23 agosto 2004, n. 239".

<sup>2</sup> Deliberazione 22 marzo 2005, n. 46/05, recante "Parere allo schema di provvedimento del Ministero delle Attività Produttive di concessione di un'esenzione dalla disciplina del diritto di accesso di terzi alla società Brindisi Lng Spa, ai sensi dell'articolo 1, comma 17, della legge 23 agosto 2004, n. 239".

## 4 La rigassificazione del Gnl in Italia

- 4.1 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<sup>3</sup>.
- 4.2 Il terminale offre un servizio di rigassificazione di Gnl su base continuativa e, limitatamente alle capacità di rigassificazione non utilizzate, un servizio di rigassificazione su base *spot*. Nell'anno termico 2006-2007 il volume annuo di Gnl rigassificato su base *spot* è risultato pari a circa il 7% del volume totale (vedi Tabella 1).

**Tabella 1 - Quantitativi di Gnl scaricato e rigassificato a Panigaglia nel periodo 2003-2007**

	a.t. 2003-2004			a.t. 2004-2005			a.t. 2005-2006			a.t. 2006-2007		
	approdi [nr]	Quantità scaricate [GJ]	Quantità rigassificate [GSmc <sub>38,1</sub> ]	approdi [nr]	Quantità scaricate [GJ]	Quantità rigassificate [GSmc <sub>38,1</sub> ]	approdi [nr]	Quantità scaricate [GJ]	Quantità rigassificate [GSmc <sub>38,1</sub> ]	approdi [nr]	Quantità scaricate [GJ]	Quantità rigassificate [GSmc <sub>38,1</sub> ]
Contratti continui	69	85.419.018	2,20	77	83.997.347	2,16	75	98.376.391	2,53	77	93.450.214	2,40
Contratti spot	11	8.978.277	0,23	15	14.115.765	0,36	7	5.897.042	0,15	5	6.313.885	0,16
<b>Totali</b>	<b>80</b>	<b>94.397.295</b>	<b>2,43</b>	<b>92</b>	<b>98.113.112</b>	<b>2,52</b>	<b>82</b>	<b>104.273.433</b>	<b>2,68</b>	<b>82</b>	<b>99.764.099</b>	<b>2,57</b>

Fonte: elaborazioni AEEG su dati forniti da Gnl Italia Spa

- 4.3 Le previsioni di crescita dei consumi nazionali di gas naturale, cui fa riscontro un accentuato declino della produzione nazionale, hanno suscitato fra gli operatori del settore l'interesse alla realizzazione di nuove infrastrutture di approvvigionamento, sebbene la quasi totalità delle numerose iniziative che erano state censite all'inizio del secondo periodo di regolazione non si è concretamente attuata, anche a causa di problematiche autorizzative.
- 4.4 In Tabella 2 è riportato l'elenco, aggiornato al 31 gennaio 2008, delle iniziative e dei progetti riguardanti la realizzazione di terminali di rigassificazione.
- 4.5 Gli impianti per i quali il Ministero dello sviluppo economico ha rilasciato l'autorizzazione 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

<sup>3</sup> La capacità di rigassificazione è calcolata applicando alla capacità di volume pubblicata sul sito di Gnl Italia Spa (pari a 6.125.000 mliq/anno) un coefficiente di trasformazione liquido-gas pari a 610.

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.

**Tabella 2 – Elenco 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	12,92 (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

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

## 5 Il sistema tariffario del secondo periodo di regolazione

- 5.1 I criteri relativi al sistema tariffario del secondo periodo di regolazione sono stati definiti con la deliberazione n. 178/05. La definizione dei ricavi di riferimento è avvenuta 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, riconoscendo una congrua remunerazione del capitale investito secondo le disposizioni del decreto legislativo n. 164/00.
- 5.2 I ricavi di riferimento 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; inoltre, all'impresa di rigassificazione è stata garantita la quota parte dei ricavi relativa all'impegno di rigassificazione del volume annuo di Gnl ( $RL^Q$ ) mediante l'applicazione del fattore correttivo.
- 5.3 Il provvedimento prevedeva un periodo di regolazione della durata di tre anni in modo da renderlo congruente con il presumibile avviamento di nuovi terminali nonché con la verifica sull'efficacia delle nuove misure di promozione introdotte.
- 5.4 All'impresa esercente il servizio di rigassificazione è stato riconosciuto un *WACC* reale *pre tax* pari al 7,6% del capitale investito netto riconosciuto.
- 5.5 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).
- 5.6 Al fine di favorire lo sviluppo delle infrastrutture di rigassificazione e condizioni favorevoli alla concorrenza nel mercato interno, il provvedimento ha introdotto un sistema di incentivi per i nuovi investimenti mediante il riconoscimento di un tasso di remunerazione maggiorato rispetto a quello riconosciuto sul capitale esistente al termine dell'esercizio 2004 per una durata superiore al periodo di regolazione, 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. Le tipologie individuate sono le seguenti:
- T=1: relativa agli investimenti di sostituzione, per i quali non è stata prevista alcuna remunerazione incrementale;
  - T=2: relativa agli investimenti destinati alla sicurezza e alla qualità del gas, che non determinano un incremento del fattore di utilizzazione del terminale,

per i quali è stata riconosciuta una remunerazione incrementale pari all'1% per una durata di 5 anni;

- T=3: relativa agli investimenti che determinano un incremento del fattore di utilizzazione del terminale senza potenziare la capacità delle singole sezioni che lo costituiscono, per i quali è prevista una remunerazione incrementale pari al 2% per una durata di 7 anni;
- T=4: relativa agli investimenti di potenziamento o per la realizzazione di nuovi terminali di Gnl, per i quali è prevista una remunerazione incrementale pari al 3% per una durata di 15 anni.

5.7 La realizzazione di nuovi terminali è stata incentivata anche attraverso altri strumenti, quali:

- l'introduzione, in alternativa alla sottoscrizione di impegni di lungo periodo, di una garanzia su una quota dei ricavi in grado di assicurare stabilità e certezza dei flussi di ricavi riconosciuti;
- la previsione di introdurre, a partire dall'entrata in esercizio di nuovi terminali, una riduzione del corrispettivo di entrata alla rete nazionale interconnessa con i nuovi terminali, da applicarsi ai soggetti che richiedono capacità continua di rigassificazione.

5.8 Al fine di garantire una maggior stabilità tariffaria durante il periodo di regolazione, la deliberazione n. 178/05 ha rivisto il meccanismo di conguaglio esistente, di cui prevedeva il superamento con l'introduzione del fattore di garanzia, 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.

5.9 Altre disposizioni introdotte nel secondo periodo di regolazione, prevedono:

- 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.

5.10 In Tabella 3 è riportato un prospetto riepilogativo della dinamica dei corrispettivi tariffari approvati negli ultimi quattro anni termici.

**Tabella 3 – Corrispettivi unitari di rigassificazione e quota percentuale a copertura di consumi e perdite**

	I periodo di regolazione	II periodo di regolazione			
Corrispettivo unitario	2004-2005	2005-2006	2006-2007	2007-2008	$\Delta$ 2004-2008 [%]
<i>Impegno (Cqs)</i> [€/mc]	3,102968	2,814806	1,982456	2,752746	-11,3%
<i>Associato agli approdi (Cna)</i> [€/approdi]	23.816,756937	17.477,786218	17.538,375752	17.262,822062	-27,5%
<i>Variabile associato ai volumi (CVL)</i> [€/GJ]	0,065321	0,036556	0,036629	0,036849	-43,6%
<i>Variabile integrativo (CVL<sup>P</sup>)</i> [€/GJ]	0,004277	0,004424	0,004424	0,004424	3,4%
<b>% consumi e perdite</b>	2%	2%	2%	1,7%	-15,0%

## PARTE II

### L'ORDINAMENTO TARIFFARIO DELL'ATTIVITA' DI UTILIZZO DEI TERMINALI DI GNL PER IL TERZO PERIODO DI REGOLAZIONE

#### 6 Indirizzi di carattere generale

- 6.1 Nella memoria presentata alla Camera dei Deputati<sup>4</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.
- 6.2 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.
- 6.3 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.
- 6.4 I criteri individuati nel presente documento di consultazione, in analogia con la regolazione tariffaria degli altri segmenti del sistema nazionale del gas, si applicano con riferimento ad impianti di rigassificazione che:
- appartengono al sistema nazionale del gas come definito all'articolo 2, comma 1, lettera ee) del decreto legislativo n. 164/00, vale a dire "... ubicati nel territorio nazionale e nelle zone marine soggette al diritto italiano in base ad atti internazionali di proprietà ...";
  - sono sottoposti alla disciplina generale di accesso e di erogazione del servizio di rigassificazione secondo le disposizioni contenute nella deliberazione n. 167/05, inclusi i terminali che beneficiano del regime derogatorio accordato ai sensi della legge n. 239/04.

---

<sup>4</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.

*S 1. Si condividono gli indirizzi di carattere generale indicati? In caso negativo, per quali motivi? Quali altri criteri dovrebbero essere presi in considerazione e per quali motivi?*

## **7 Nuovi criteri di determinazione tariffaria**

7.1 L'Autorità, ai fini della determinazione delle tariffe per il terzo periodo di regolazione, ritiene opportuno, in coerenza con gli orientamenti e gli indirizzi generali illustrati nei capitoli 2 e 6, individuare i seguenti criteri:

- a) ripristinare una durata del periodo di regolazione tariffaria pari a quattro anni, in quanto la durata di tre anni del secondo periodo di regolazione era stata adottata al fine di articolare la regolazione sulla base delle specifiche del terminale esistente e in coerenza con il presumibile avviamento di nuovi terminali, al fine di verificare l'efficacia delle nuove misure di promozione introdotte con la deliberazione n. 178/05;
- b) 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, e confermare la disciplina incentivante relativa ai nuovi investimenti mediante il riconoscimento di un tasso di remunerazione maggiorato rispetto a quello riconosciuto sul capitale esistente per durate superiori al periodo di regolazione in funzione delle diverse tipologie di investimento;
- c) confermare l'adozione di opportune forme di garanzia che favoriscano la realizzazione dei terminali di rigassificazione, in mancanza di soggetti ai quali è stata accordata una esenzione dal regime di accesso regolato a terzi ai sensi dell'articolo 1, comma 17 della legge n. 239/04, a garanzia dello sviluppo della concorrenza nel mercato interno e di una maggiore liquidità del mercato a supporto di una prospettica funzione di *hub* del territorio italiano per il resto del continente europeo;
- d) confermare la previsione che l'attuale fattore correttivo sia sostituito da un fattore di garanzia che assicuri all'impresa una quota dei propri ricavi e la cui copertura avvenga tramite il sistema tariffario del trasporto;
- e) definire criteri che comportino il più possibile la determinazione *ex-ante* delle posizioni di costo degli utenti e non introducano o assecondino discriminazioni ingiustificate tra gli operatori;
- f) 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;
- g) applicare il recupero di produttività alle sole componenti del vincolo relative ai costi operativi;

- h) sottoporre la quota parte dei ricavi riconducibili alla remunerazione del capitale investito netto ad un aggiornamento mediante l'applicazione della variazione media annua del deflatore degli investimenti fissi lordi;
- i) aggiornare la quota parte del costo riconosciuto relativa agli ammortamenti in coerenza con i meccanismi adottati per l'aggiornamento del capitale investito riconosciuto;
- j) applicare una ripartizione dei ricavi tra le componenti *capacity* e *commodity* in linea con il precedente periodo regolatorio;
- k) prevedere che nella determinazione della tariffa confluiscano tutti i costi riconosciuti per l'erogazione del servizio di rigassificazione offerto dall'impresa, come definito ai sensi della deliberazione n. 167/05<sup>5</sup>. Per eventuali ulteriori servizi associati ma non ricompresi nel servizio di rigassificazione offerti dall'impresa, le tariffe saranno 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;
- l) prevedere la revisione del sistema di garanzie nel caso di allacciamenti di nuovi terminali di Gnl alla rete di trasporto, ed in particolare la rimozione dell'obbligo di sottoscrizione di un impegno di capacità di trasporto in linea con le potenzialità del terminale entro un anno dalla sua disponibilità;
- m) considerare il terminale di rigassificazione di Gnl un elemento complementare al sistema di trasporto, prevedendo che:
  - nei punti di entrata della rete di gasdotti interconnessi con terminali di Gnl:
    - la capacità di trasporto sia conferita all'operatore del terminale nella misura da questi richiesta per conto degli utenti del servizio di rigassificazione;
    - l'operatore del terminale ripartisca i costi di trasporto di cui al precedente alinea tra gli utilizzatori del terminale;
    - il dimensionamento dei corrispettivi di capacità di trasporto avvenga sulla base delle capacità di rigassificazione del terminale, in luogo della capacità prevista in conferimento;
    - il corrispettivo di capacità di trasporto  $CP_e$  sia applicato senza riduzioni, fatta eccezione per le riduzioni dei corrispettivi di capacità dei punti di entrata in fase di avviamento (art. 12.2 della deliberazione n. 166/05);
    - sia estesa la disciplina applicata nei punti di entrata interconnessi con l'estero che prevede conferimenti su base infrannuale e relativi corrispettivi riproporzionati sulla base di opportuni coefficienti moltiplicativi;

---

<sup>5</sup> L'articolo 1 della deliberazione n. 167/05, definisce il servizio di rigassificazione come la ricezione, lo stoccaggio, la vaporizzazione del Gnl e la riconsegna, presso i punti nei quali il terminale è interconnesso con sistemi di trasporto, di quantità di gas naturale equivalenti in termini energetici, dedotti consumi e perdite, al Gnl preso in consegna.

- i corrispettivi tariffari per il servizio di rigassificazione siano articolati in funzione della tipologia del servizio offerto dall'impresa, ed in particolare:
  - siano mantenute le agevolazioni già introdotte nel secondo periodo di regolazione per le scariche *spot*;
  - sia valutata anche per il servizio di rigassificazione l'applicazione di corrispettivi differenziati per impegni di capacità inferiori all'anno con criterio analogo a quello adottato nei punti di entrata della rete di trasporto nazionale.

*S 2. Si condividono i criteri sopra elencati? In caso negativo, per quali motivi? Quali altri criteri dovrebbero essere presi in considerazione e per quali motivi?*

## **8 Modalità di determinazione del vincolo sui ricavi del servizio di rigassificazione**

- 8.1 La determinazione del vincolo sui ricavi rappresenta il riferimento nel rispetto del quale le imprese che svolgono l'attività di rigassificazione fissano le tariffe. Tali vincoli rappresentano valori massimi rispetto ai quali le imprese di rigassificazione possono applicare eventuali riduzioni, assicurando trasparenza e parità di trattamento tra utenti.
- 8.2 Ai sensi dell'articolo 23, comma 2, del decreto legislativo n. 164/00 il vincolo sui ricavi dell'attività di rigassificazione deve garantire la copertura dei costi operativi e di capitale, oltre ad una congrua remunerazione del capitale investito.
- 8.3 Si ritiene opportuno confermare anche per il terzo periodo di regolazione il criterio di determinazione di un vincolo sui ricavi e di corrispettivi di rigassificazione distinti per ciascuna impresa.
- 8.4 Pertanto, ai fini regolatori ed in coerenza con l'impostazione adottata nei precedenti periodi di regolazione, il costo riconosciuto che costituisce il ricavo di riferimento dell'impresa di rigassificazione è dato dalla somma di:
- remunerazione del capitale investito riconosciuto a fini regolatori (di seguito anche richiamato come *CIR*);
  - ammortamenti economico-tecnici relativi agli immobilizzi patrimoniali riconosciuti per l'esercizio dell'attività di rigassificazione di Gnl;
  - costi operativi riconosciuti per l'esercizio economico.
- 8.5 I criteri di seguito indicati per il calcolo del vincolo sui ricavi si applicano anche alle imprese che avviano l'attività nel corso del terzo periodo di regolazione.
- 8.6 Per i nuovi terminali relativamente ai quali è stata riconosciuta l'esenzione dal diritto di accesso ai sensi della legge n. 239/04, tale esenzione non rileva ai fini tariffari, e pertanto:
- i ricavi di riferimento sono calcolati secondo i criteri descritti nella parte II;
  - le tariffe sono determinate secondo i criteri descritti nella parte III.

Ovviamente tali tariffe verranno applicate esclusivamente alla quota parte di capacità non oggetto di esenzione (capacità di rigassificazione residua), essendo lasciata agli accordi tra le parti la definizione della remunerazione della quota parte di capacità oggetto di esenzione.

## **9 La determinazione del capitale investito riconosciuto rilevante ai fini regolatori**

- 9.1 In sede di fissazione del valore del *CIR* per il terzo periodo di regolazione concorrono le seguenti voci:
- immobilizzazioni nette;
  - immobilizzazioni in corso;
  - capitale circolante netto;
  - poste rettificative (trattamento di fine rapporto).
- 9.2 Si intende inoltre confermare la valutazione delle immobilizzazioni nette sulla base del 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.
- 9.3 Da un punto di vista applicativo, il valore del *CIR* del primo anno del nuovo periodo di regolazione è determinato mediante l'applicazione del costo storico rivalutato al capitale riconosciuto presente in bilancio al 31 dicembre 2007, vale a dire al capitale riconosciuto al 31 dicembre 2004 a cui si aggiungono gli incrementi patrimoniali relativi agli investimenti realizzati nel periodo 2005-2007, tenendo conto:
- a) delle dismissioni operate dall'impresa nel medesimo periodo;
  - b) del fondo di ammortamento relativo a ciascuna categoria di cespiti;
  - c) dei cespiti che hanno completato la loro vita utile;
  - d) di eventuali contributi in conto capitale erogati da enti pubblici o comunitari per la realizzazione dell'infrastruttura.
- 9.4 Ai fini della rivalutazione del capitale investito lordo rilevante per l'anno termico 2008-2009 si intende confermare 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.
- 9.5 In analogia con quanto previsto dalla disciplina tariffaria della trasmissione elettrica, il deflatore sarà riferito all'anno solare precedente a quello di presentazione della proposta tariffaria: per il calcolo dei ricavi relativi all'anno termico 2008-2009, si utilizzerà pertanto un deflatore che abbia un valore base pari a 1 nell'anno 2007.

- 9.6 Si evidenzia che il riferimento all'anno solare precedente la proposta tariffaria permette il calcolo sulla base dei valori a consuntivo del deflatore degli investimenti fissi lordi, evitando pertanto l'utilizzo di stime soggette ad aleatorietà, con conseguente incertezza nella determinazione del *CIR*.
- 9.7 La metodologia di calcolo sopra descritta si applica anche alle imprese che avviano il servizio di rigassificazione durante il terzo periodo di regolazione con riferimento, per la determinazione del capitale investito riconosciuto, ai cespiti iscritti in bilancio nell'esercizio precedente la presentazione della proposta tariffaria.
- 9.8 Ai fini del calcolo del capitale investito vengono considerati anche gli incrementi patrimoniali necessari allo svolgimento dell'attività di rigassificazione presenti nel bilancio di soggetti diversi dall'impresa stessa.
- 9.9 In relazione a quanto sopra, appare qui opportuno evidenziare che, per il rispetto del principio di carattere generale in base al quale l'utente del servizio non può essere chiamato a pagare due volte lo stesso costo, il *CIR* non può essere valutato né attraverso metodi che riconoscano eventuali avviamenti derivanti da acquisizioni di rami d'azienda, né in applicazione del criterio del *fair value* (proprio dei principi contabili internazionali e non necessariamente coerente con il costo storico).
- 9.10 In merito alla valutazione del valore del capitale circolante netto si propone la conferma del criterio parametrico adottato nel secondo periodo di regolazione, e di fissarlo in misura pari all'1% delle immobilizzazioni nette riconosciute ai fini tariffari.

*S 3. Si concorda con la metodologia proposta per la rivalutazione degli asset che concorrono a determinare il capitale investito riconosciuto? Se no, per quali motivi e quali alternative si intendono proporre?*

### ***Riconoscimento degli oneri finanziari***

- 9.11 In relazione al tema della capitalizzazione degli oneri finanziari 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*.
- 9.12 Premesso ciò, l'Autorità intende:
- a) prevedere, anche in una logica di convergenza tra settore elettricità e gas, una disciplina di carattere generale in base alla 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*;

- b) derogare al principio generale sopra descritto nel caso di realizzazione di nuovi terminali di Gnl o di potenziamento del terminale esistente, prevedendo di includere nella base di remunerazione del capitale investito riconosciuto eventuali interessi passivi in corso d'opera determinati in sede di bilancio che si sono generati durante il periodo di realizzazione delle infrastrutture; 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.

### ***Riconoscimento di ulteriori tipologie di costi relativi all'avviamento di un terminale***

- 9.13 Ai fini del calcolo del valore del *CIR* concorrono anche i quantitativi di gas naturale impiegati per la formazione del livello minimo di Gnl che deve essere garantito all'interno dei serbatoi per il funzionamento del sistema (*heel gas*). Si propone che tale determinazione avvenga, in analogia con quanto previsto dalla deliberazione n. 50/06 relativamente alla valorizzazione del *cushion gas* per i nuovi siti di stoccaggio, riconoscendo il valore di acquisizione, nel caso di procedura concorsuale, o il valore medio del *QE* dell'anno di iscrizione nel bilancio d'esercizio, come definito ai sensi della deliberazione n. 52/99. Tale quantitativo di Gnl non è soggetto ad ammortamento.
- 9.14 Inoltre, l'Autorità intende riconoscere il costo per l'acquisto di Gnl necessario alle operazioni preliminari di raffreddamento dei serbatoi (*cool-down*) caratteristiche dell'avviamento di un nuovo terminale, considerandolo come costo costitutivo del cespite impianto di Gnl. Il criterio di valorizzazione di tale costo è il medesimo di cui al precedente punto 9.13.

*S 4. Si condivide l'impostazione che l'Autorità intende adottare per la valutazione del CIR di riferimento ai fini della fissazione dei parametri tariffari iniziali? Se no, per quali motivi e quali alternative si intendono proporre?*

*S 5. Si condivide la proposta di riconoscere gli oneri finanziari capitalizzati ai soggetti che realizzano o potenziano infrastrutture di rigassificazione limitatamente al periodo durante il quale non offrono il servizio di rigassificazione? Se no, per quali motivi e quali alternative si intendono proporre?*

## **10 La remunerazione del capitale investito riconosciuto**

- 10.1 L'Autorità intende dare continuità ai criteri adottati nei precedenti periodi di regolazione per la definizione del livello di remunerazione congruo del *CIR*, assicurando 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.

- 10.2 Il tasso di rendimento del *CIR* verrà quindi 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>6</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.
- 10.3 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)***

- 10.4 Per il secondo periodo di regolazione, l'Autorità, in analogia con quanto previsto per il servizio di trasporto del gas e al fine di fornire stimoli al processo di sviluppo di infrastrutture che permettano l'ingresso di nuovi operatori, elemento fondamentale per la realizzazione della concorrenza nel settore, ha ritenuto opportuno adottare un rapporto tra capitale di debito e capitale di rischio (*D/E*) pari a 0,7.
- 10.5 Inoltre, è stato ipotizzato che tale rapporto, nel corso del periodo di regolazione, anche sulla base dell'esperienza internazionale, potesse crescere per riflettere i livelli tipici di strutture finanziarie di imprese che realizzano nuove infrastrutture di rigassificazione.

---

<sup>6</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".

- 10.6 Per il terzo periodo di regolazione, l’Autorità intende dare continuità alla logica di fissare il rapporto  $D/E$  tenendo conto di un graduale avvicinamento alla reale struttura finanziaria di imprese impegnate nella fornitura di servizi energetici regolati.
- 10.7 Alla luce di tali considerazioni l’Autorità, per il terzo periodo di regolazione, ritiene opportuno incrementare il livello del rapporto tra capitale di debito e capitale di rischio, che si potrebbe attestare in un intervallo di valori compreso tra 0,7 e 1.

*S 6. Quali livelli del rapporto tra capitale di debito e capitale proprio (D/E) si ritiene opportuno adottare e per quali motivi?*

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

- 10.8 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 che l’impresa/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:

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

- 10.9 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 ( $r_f$ )***

- 10.10 In relazione alla valorizzazione del tasso di rendimento delle attività prive di rischio  $r_f$ , l’Autorità intende confermare il riferimento utilizzato per il secondo periodo di regolazione, ossia la media valutata su 12 mesi dei rendimenti lordi del *BTP* decennale *benchmark* rilevato dalla Banca d’Italia.
- 10.11 Ai fini della fissazione del valore definitivo, l’Autorità intende utilizzare i dati più aggiornati disponibili, che, tenuto conto delle tempistiche attese per il completamento del presente procedimento, dovrebbero presumibilmente portare ad utilizzare una media dei rendimenti lordi calcolata con riferimento al periodo maggio 2007 – aprile 2008.
- 10.12 Si ricorda che, in applicazione di tale metodologia, il parametro  $r_f$  relativo al terzo periodo regolatorio per il trasporto elettrico è stato fissato pari a 4,45%.

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

- 10.13 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”.
- 10.14 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.
- 10.15 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.
- 10.16 Data la volatilità della borsa, il valore del premio per il rischio di mercato varia a seconda del momento dal quale si fa partire l’analisi e, in particolare, a seconda che tale momento si situi in corrispondenza di un picco o di una depressione delle quotazioni. Al fine di ridurre l’effetto delle oscillazioni è necessario considerare un periodo sufficientemente lungo cercando di evitare gli eventi più traumatici quali guerre o la grande depressione degli anni ‘30.
- 10.17 In merito al calcolo dell’*ERP* si rimanda alle considerazioni riportate nel documento di consultazione 2 agosto 2007, atto n. 34/07<sup>7</sup>.
- 10.18 Alla luce delle considerazioni ivi esposte e in un’ottica di continuità con le scelte operate per la regolazione nel settore elettrico e nel gas, l’Autorità ritiene opportuno confermare un valore di *ERP* pari al 4%.

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

- 10.19 Il  $\beta$  è una misura del rischio a cui un investitore si espone detenendo l’*equity* di una società. Si tratta di un rischio sistematico, dunque non diversificabile, legato all’attività considerata e non connesso alle caratteristiche della specifica società. Il rendimento atteso di un qualsiasi investimento azionario sarà quindi proporzionale al  $\beta$  ad esso associato, perché, per sua natura, il  $\beta$  rappresenta una misura della remunerazione che è congruo riconoscere ad un investitore per la sua esposizione al rischio.
- 10.20 Va inoltre evidenziato che, per l’attività di rigassificazione, il parametro  $\beta$  non può essere determinato facendo riferimento ad osservazioni dirette del mercato, vale a dire all’andamento del titolo azionario delle società regolate o di società ad esse paragonabili.
- 10.21 Nel secondo periodo di regolazione, in mancanza di dati specifici relativi a società europee quotate in borsa che svolgono l’attività di rigassificazione, è stato assunto un  $\beta$  *levered* pari a 0,79, considerando le caratteristiche specifiche di

---

<sup>7</sup> Documento per la consultazione 2 agosto 2007: “Tariffe per l’erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell’energia elettrica per il periodo 2008 – 2011”.

rischio riferibili a tale attività (autorizzazione, rischio climatico, rischio sull'intera catena del Gnl a monte, ecc.), e riconoscendo implicitamente una maggiore rischiosità al servizio di rigassificazione rispetto a quello di trasporto e di distribuzione del gas legata al minor livello di garanzia sui ricavi.

- 10.22 D'altra parte, l'Autorità ritiene opportuno considerare che i terminali di rigassificazione, pur essendo complementari al sistema di trasporto, presentano rispetto a tale servizio un maggior livello di rischiosità legato al fatto che il meccanismo di garanzia copre l'80% dei ricavi riconducibili alla componente *capacity*, diversamente da quanto avviene nel sistema di trasporto dove il fattore correttivo copre la totalità dei ricavi riconducibili alla componente *capacity*.
- 10.23 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), è orientata a proporre un livello di  $\beta_{levered}$  in un intervallo di valori compreso tra il  $\beta_{levered}$  determinato per il servizio di trasporto del gas naturale, pari a 0,56, ed un valore di  $\beta_{levered}$  pari a 0,86, superiore a quello fissato per il servizio di rigassificazione nel secondo periodo di regolazione, al fine di riflettere le condizioni di maggior concorrenzialità nell'offerta del servizio di rigassificazione derivante dal potenziale avviamento di nuovi terminali nel corso del terzo periodo di regolazione.
- 10.24 In relazione a tale scelta, appare opportuno evidenziare che un eventuale incremento, seppur di piccola entità, del rapporto *D/E* (come sopra evidenziato nel relativo paragrafo) si ritiene non richieda necessariamente la revisione del valore di  $\beta_{levered}$  utilizzato. Occorre infatti osservare come l'analisi del *rating* di società operanti in contesti regolati, nazionali ed europei, evidenzia il venir meno di una relazione matematica tra il crescere del livello di indebitamento e la rischiosità percepita dal mercato. Il crescente indebitamento di tali operatori fatto registrare negli ultimi anni, infatti, non ha in genere comportato alcun peggioramento del *rating* (presumibilmente in ragione della minore probabilità di *default* in presenza di un ricavo tariffato *cost-reflective*).

### **Costo del debito ( $K_D$ )**

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

$$K_D = r_f + DRP$$

dove:

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

- 10.26 Per quanto riguarda il valore di  $r_f$  si rimanda alle considerazioni sopra esposte nell'ambito della determinazione di  $Ke$ .
- 10.27 Anche per il terzo periodo di regolazione, in un'ottica di stabilità regolatoria, l'Autorità intende adottare uno *spread* (*DRP*) rispetto al tasso rilevato per le attività prive di rischio che misuri il differenziale che le aziende del settore devono mediamente pagare per finanziare con capitale di debito le proprie attività.
- 10.28 Nella definizione del costo del debito, è opportuno tenere in considerazione la capacità di una società, attiva in un settore infrastrutturale sottoposto a regolazione tariffaria, di attrarre capitale di debito a tassi di interesse particolarmente convenienti grazie al più basso livello di rischio che i mercati finanziari associano a queste attività, e di beneficiare, in coerenza con la più consolidata dottrina finanziaria, dello scudo fiscale garantito dagli interessi passivi che di fatto riduce il costo del capitale per l'impresa.
- 10.29 Alla luce delle considerazioni sopra esposte, e tenendo anche conto delle mutate condizioni del mercato di capitali, per il terzo periodo di regolazione l'Autorità propone uno *spread* pari a 0,46%, leggermente superiore rispetto a quello adottato per il secondo periodo di regolazione (pari a 0,41%).

#### ***Scudo fiscale e aliquota teorica di incidenza delle imposte ( $tc$ e $T$ )***

- 10.30 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>8</sup> ha modificato le aliquote d'imposta per i redditi delle società (*Ires*) e per le attività produttive (*Irap*).
- 10.31 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.
- 10.32 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 inducono alla fissazione di un valore pari al 37-38%.
- 10.33 In relazione all'aliquota fiscale per il calcolo dello scudo fiscale degli oneri finanziari ( $tc$ ) invece l'Autorità intende fissare tale aliquota al 27,5% pari all'*Ires*.

---

<sup>8</sup> Pubblicata nella Gazzetta Ufficiale del 28 dicembre 2007, n. 300, Supplemento ordinario n. 285.

### ***Tasso d'inflazione (rpi)***

10.34 Con riferimento, infine, al livello di inflazione, coerentemente con quanto adottato in passato, l'Autorità intende allineare tale parametro alla luce delle indicazioni programmatiche e di quadro congiunturale per il terzo periodo di regolazione del settore elettrico; tale tasso è stato recentemente fissato pari all'1,7%.

### ***Scenari di riferimento per la fissazione del WACC***

10.35 Sulla base dei parametri precedentemente indicati si arriva all'individuazione di un intervallo di valori del *WACC* reale *pre tax* compreso tra il 6,4% e il 8,1%, come riassunto nella seguente tabella:

<b>Parametro</b>	<b>Descrizione</b>	<b>Valore</b>	
<i>D/E</i>	Rapporto Debt/Equity	1,00	0,70
<i>r<sub>f</sub></i>	Tasso nominale delle attività prive di rischio	4,47%	4,52%
<i>β<sub>levered</sub></i>	Rischio sistematico dell'attività	0,56	0,86
<i>MRP</i>	Premio di rischio per il mercato	4,00%	
<i>K<sub>d</sub></i>	Rendimento capitale di debito	4,93%	4,98%
<i>T</i>	Aliquota fiscale	37,00%	38,00%
<i>tc</i>	Scudo fiscale	27,50%	
<i>Rpi</i>	Inflazione tendenziale media	1,70%	
<b>WACC</b>	<b>Costo medio ponderato del capitale</b>	<b>6,4%</b>	<b>8,1%</b>

*S 7. Si condividono le argomentazioni sopra esposte relativamente ai parametri che concorrono alla determinazione del WACC? Si condividono i livelli prospettati per il terzo periodo regolatorio? Se no, per quali motivi? Quali alternative si propongono?*

## **11 La determinazione della quota di ammortamento**

11.1 Ai fini della determinazione degli ammortamenti economico-tecnici riconosciuti annualmente ai fini tariffari, l'Autorità propone che l'impresa di rigassificazione:

- calcoli la somma dell'attivo immobilizzato lordo delle singole categorie di cespiti che non hanno completato la loro durata convenzionale tariffaria al 31 dicembre 2007 secondo i criteri illustrati nel precedente capitolo 9;
- determini gli ammortamenti annui dividendo la somma di cui alla lettera a), al netto degli incrementi patrimoniali relativi alle immobilizzazioni in corso presenti nel bilancio al 31 dicembre 2007, per ogni categoria, per la durata convenzionale tariffaria riportata nella Tabella 4;
- sommi gli ammortamenti annui di cui alla precedente lettera b), relativi alle diverse categorie.

- 11.2 L'Autorità intende confermare le categorie di cespiti e la durata convenzionale tariffaria delle infrastrutture previste per il secondo periodo di regolazione, introducendo una categoria distinta per i misuratori.

**Tabella 4 – Durata convenzionale tariffaria delle categorie di cespiti**

<b>Categoria di cespiti</b>	<b>Durata convenzionale (in anni)</b>
Fabbricati	40
Condotte e derivazioni	40
Impianti di Gnl	25
Misuratori	20
Altre immobilizzazioni materiali e immateriali	10

- 11.3 L'Autorità intende comunque valutare eventuali esigenze, opportunamente motivate e documentate dagli operatori, in merito all'identificazione di ulteriori categorie di cespiti rispetto a quelle riportate nella Tabella 4, anche con riferimento alle caratteristiche di innovazione tecnologica dei nuovi terminali di rigassificazione in fase di realizzazione.

*S 8. Si ritiene necessario introdurre nuove categorie di cespiti? In caso affermativo, quali categorie si ritiene opportuno introdurre e per quali motivi?*

## **12 Determinazione dei costi operativi riconosciuti**

- 12.1 L'Autorità, per la determinazione delle tariffe per l'anno termico 2008-2009, in continuità con il precedente periodo di regolazione, è orientata a fare riferimento ai costi sostenuti dalle imprese nell'esercizio più prossimo al primo anno termico del nuovo periodo di regolazione, vale a dire all'anno 2007.
- 12.2 La componente dei costi operativi riconosciuti comprende 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 annuali separati predisposti dagli esercenti ai sensi della deliberazione dell'Autorità 21 dicembre 2001, n. 311/01 e della deliberazione n. 11/07. I costi operativi sono calcolati al netto dei costi attribuibili ai ricavi compensativi e alle attività capitalizzate, e comprendono in particolare:
- il costo del personale;
  - i costi sostenuti per acquisti di materiali di consumo;
  - i costi per servizi e prestazioni esterne;

- gli altri accantonamenti diversi dagli ammortamenti, purché non operati esclusivamente in applicazione di norme tributarie;
  - i costi sostenuti per gli autoconsumi nel caso di utilizzo di energia elettrica, in luogo del gas naturale.
- 12.3 Ai fini della quantificazione del livello dei costi operativi effettivi, l’Autorità non intende includere nei costi riconosciuti alcune voci per le quali la copertura è già implicitamente garantita nei meccanismi di regolazione (ad esempio tramite la remunerazione del rischio) o in relazione alle quali il riconoscimento risulta non compatibile con l’attività svolta.
- 12.4 In particolare sono da escludere, coerentemente con quanto effettuato anche nei precedenti periodi di regolazione, i costi relativi ai canoni di affitto di infrastrutture di proprietà di altre imprese, gli oneri finanziari, le rettifiche di valori di attività finanziarie ed i proventi straordinari, anche quando tali oneri sono posti a carico tramite l’attribuzione di quote di costi relativi a servizi comuni o funzioni operative condivise.
- 12.5 L’impresa di rigassificazione, ai fini del calcolo dei costi operativi, considera i costi operativi relativi alle infrastrutture in gestione, fornendo separata evidenza contabile dei costi relativi all’attività di misura, come descritto al punto 21.11 e seguenti.

*S 9. Si concorda con la proposta di determinazione dei costi operativi? In caso contrario quali criteri ritenete opportuno adottare e per quali motivi?*

### ***Il trattamento dei costi di ripristino***

- 12.6 Alcuni operatori hanno evidenziato la necessità di includere nei costi riconosciuti per il servizio di rigassificazione i costi di ripristino ambientale di un sito, che presentano generalmente le seguenti caratteristiche:
- vengono sostenuti al termine dell’operatività del terminale per ripristinare le condizioni originarie del sito;
  - il loro ammontare è definito da una stima, e dal relativo aggiornamento nel tempo, di costi che verranno sostenuti in futuro; la stima deve tenere conto dell’evoluzione dei prezzi delle materie prime, dei costi di appalti e manodopera e di possibili innovazioni tecnologiche.
- 12.7 La contabilizzazione di oneri per ripristini ambientali ha assunto nel tempo metodologie di valutazioni differenti sia in base a disposizioni di legge nazionali sia per effetto dell’introduzione dei principi contabili internazionali.
- 12.8 L’Autorità al riguardo, a partire dal terzo periodo di regolazione, intende definire i criteri da adottare per la stima dei costi di ripristino del sito e le relative modalità di riconoscimento come di seguito indicato:
- valutazione *ex-ante* del costo di ripristino al netto del valore residuo dei beni e dei terreni, sulla base di una stima peritale i cui costi sono a carico dell’operatore del terminale; tale valutazione deve essere supportata da *benchmark* con realtà similari;

- revisione dei costi di ripristino all'inizio di ciascun periodo di regolazione tariffaria, sulla base dell'evoluzione dei prezzi delle materie prime, dei costi di appalti e manodopera e di possibili innovazioni tecnologiche; anche la revisione periodica deve essere supportata da stima peritale.
- 12.9 L'Autorità propone che tali costi, in analogia con quanto oggi previsto per l'attività di stoccaggio<sup>9</sup>, siano inclusi nei costi operativi riconosciuti all'impresa di rigassificazione e siano valorizzati secondo il rapporto tra il valore del costo riconosciuto e la vita utile del terminale di rigassificazione.
- 12.10 In alternativa si propone che i costi di ripristino vengano riconosciuti attraverso una quota di ammortamento annua determinata in misura pari al rapporto tra il valore del costo stimato e la vita utile dell'impianto di rigassificazione.
- 12.11 Le voci di ricavo relative ai costi di ripristino, a prescindere dalla modalità di riconoscimento adottata, dovranno essere accantonate in un apposito fondo. L'entità dei costi di ripristino riconosciuti agli esercenti nel corso del periodo di operatività del terminale terrà conto della rivalutazione del fondo medesimo.
- 12.12 Una possibile ulteriore alternativa potrebbe essere rappresentata dall'introduzione di una specifica componente tariffaria destinata alla copertura dei costi di ripristino che alimenti un apposito fondo presso la Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico: in tal modo, si garantirebbe agli operatori un'adeguata sicurezza in merito alla copertura delle suddette voci di costo, senza però includere nei ricavi riconosciuti voci di costo future e pertanto aleatorie.

*S 10. Si condivide l'impostazione proposta di trattare i costi di ripristino alla stregua di costi operativi? In caso negativo, quali tra le alternative proposte si ritiene preferibile adottare e per quali motivi?*

### **Costi operativi riconosciuti per il terminale esistente**

- 12.13 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 intende confermare 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.
- 12.14 Pertanto, i costi operativi per il primo anno del terzo periodo di regolazione saranno calcolati a partire dal valore dei costi operativi sopra descritti effettivamente sostenuti nell'esercizio 2007, così come risultanti dal bilancio d'esercizio certificato dall'impresa di rigassificazione (e dai conti separati per *unbundling*), aumentati del 50% della differenza tra il valore dei costi operativi riconosciuti per l'anno termico 2007-2008 ed il valore dei costi operativi

<sup>9</sup> Trattasi dei costi per chiusure minerarie di cui all'articolo 3, comma 3.6 lettera d) della deliberazione 3 marzo 2006, n. 50/06 "Criteri per la determinazione delle tariffe per l'attività di stoccaggio e modifiche e integrazioni alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 21 giugno 2005, n. 119/05 e alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 luglio 2005, n. 166/05".

effettivamente sostenuti nell'esercizio 2007, tenuto conto dell'inflazione e del livello di recupero di produttività prefissati.

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

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

dove:

- $COR_{2008}$  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 2007-2008;
- $I_{2007}$  e  $I_{2008}$  sono i tassi annui di inflazione rilevanti ai fini dell'applicazione del *price cap* per la fissazione delle tariffe rispettivamente per l'anno termico 2007-2008 e 2008-2009;
- $X$  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.

12.16 Ai fini della determinazione dei costi operativi riconosciuti per il terzo periodo di regolazione l'Autorità intende limitare il mantenimento in capo alle imprese dei benefici derivanti dai maggiori recuperi di efficienza, residuati dal precedente periodo di regolazione, secondo un opportuno dimensionamento del recupero di produttività per il terzo periodo di regolazione (cfr. capitolo 16).

12.17 L'Autorità si riserva la possibilità di ridefinire, a partire dal quarto periodo regolatorio, la percentuale di ripartizione delle maggiori efficienze tra impresa regolata ed utenti del servizio.

*Punto di discussione n. 11. Si condivide la formula proposta per la determinazione dei costi operativi riconosciuti per il primo anno del nuovo periodo regolatorio? Se no, per quali motivi e quale modalità di calcolo si propone?*

### 13 Ripartizione dei ricavi

13.1 L'Autorità intende adottare una ripartizione dei ricavi coerente con quella adottata nel secondo periodo di regolazione, suddividendo i ricavi riconosciuti in una componente *capacity RL<sup>C</sup>* (pari all'80% dei ricavi riconosciuti all'inizio del periodo di regolazione) e in una componente *commodity RL<sup>E</sup>* (pari alla restante parte dei ricavi riconosciuti).

- 13.2 L'assegnazione di una percentuale predominante, ma non esclusiva, dei ricavi alla componente *capacity*, rispetto alla quale vengono definiti i corrispettivi di capacità, se da un lato responsabilizza gli utenti del servizio in sede di determinazione dei propri impegni di rigassificazione, dall'altro incentiva comunque l'impresa di rigassificazione, al fine di recuperare i costi sostenuti, a massimizzare l'utilizzo del terminale, anche mediante l'applicazione delle disposizioni introdotte in materia di conferimento di capacità disponibili o non utilizzate, ai fini del servizio di rigassificazione continuativo o su base *spot*.
- 13.3 La componente di ricavo *capacity*  $RL^C$  viene ulteriormente suddivisa in una componente di ricavo  $RL^Q$  (pari al 90% di  $RL^C$ ) relativa alla capacità di rigassificazione del terminale e in una componente di ricavo  $RL^A$  (pari al rimanente 10% di  $RL^C$ ) relativa al numero di approdi annui.
- 13.4 A partire da tali componenti di ricavo vengono calcolati, rispettivamente, i corrispettivi unitari relativi all'impegno di capacità associato ai quantitativi di Gnl e agli approdi. A partire dal valore della componente di ricavo *commodity* viene invece definito il corrispettivo unitario variabile di rigassificazione *CVL*.
- 13.5 La ripartizione dei ricavi nelle componenti *capacity* ( $RL^C$ ) e *commodity* ( $RL^E$ ) avviene per il primo anno del periodo di regolazione per il terminale esistente e per il primo anno termico di regolazione dell'attività di rigassificazione per i nuovi operatori.
- 13.6 Negli anni successivi al primo si procederà ad un aggiornamento delle componenti di ricavo secondo i criteri indicati nel successivo capitolo 16.

## 14 Il trattamento dei nuovi investimenti

- 14.1 Come già descritto nel paragrafo 2.1, 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.
- 14.2 In coerenza con l'obiettivo di garantire un'offerta tale da favorire lo sviluppo di un mercato concorrenziale, l'Autorità nel secondo periodo di regolazione ha incentivato la realizzazione di nuova capacità di rigassificazione sulla base dei meccanismi descritti nel paragrafo 1.5, garantendo la remunerazione dei nuovi investimenti effettuati nel rispetto di criteri di economicità ed efficienza.
- 14.3 Alla luce degli orientamenti generali di stabilità della regolazione e di convergenza tra settore elettrico e settore gas<sup>10</sup>, l'Autorità intende proporre alcuni affinamenti ai criteri di incentivazione degli investimenti in un quadro di sostanziale stabilità regolatoria.
- 14.4 L'Autorità intende pertanto:

---

<sup>10</sup> Documento per la consultazione "Tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo 2008-2011" diffuso il 2 agosto 2007.

- confermare 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 che saranno effettuati nel corso del terzo periodo di regolazione a partire dall'esercizio 2008, sia riconosciuta, a decorrere dalla loro entrata in esercizio, una componente di ricavo addizionale secondo i criteri di cui alla deliberazione n. 178/05;
- prevedere che il recupero della componente di ricavo addizionale di cui al precedente alinea confluisca nella quota di ricavi relativa alla componente *capacity*;
- confermare 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 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:
  - tipologia T=1, relativa ad interventi di sostituzione, comprensiva degli investimenti a cui i soggetti esercenti il servizio di rigassificazione sono obbligati da specifiche disposizioni normative; per tali investimenti il valore della remunerazione incrementale è pari a 0%;
  - tipologia T=2, relativa agli investimenti che determinano un incremento del fattore di utilizzo del terminale senza prevedere un potenziamento della capacità delle singole sezioni che costituiscono il terminale, per i quali è prevista una remunerazione incrementale pari al 2% per una durata di 8 anni<sup>11</sup>; per una migliore caratterizzazione della tipologia si propone di considerare che i suddetti investimenti siano riconducibili a:
    - interventi che permettono di non limitare la capacità di rigassificazione durante la fase di scarica (ad esempio installazione di una maggiore potenza elettrica dell'impianto, potenziamento dei sistemi di pompaggio e dei sistemi per la scarica di Gnl, ecc.);
    - gli apprestamenti di sicurezza della banchina che permettono di garantire con maggiore continuità la disponibilità del pontile per le operazioni di scarica (anche in condizioni meteo marine avverse);
    - le modifiche della banchina che permettono una maggiore flessibilità nelle operazioni di attracco e ormeggio delle navi metaniere con riferimento alle differenti tecnologie e dimensioni.
  - tipologia T=3, relativa agli investimenti destinati a realizzare una maggiore capacità di rigassificazione (realizzazione di nuovi terminali di Gnl o significativi potenziamenti delle capacità di rigassificazione esistenti), per i quali è prevista una remunerazione incrementale pari al 3% per una durata

---

<sup>11</sup> La modifica delle durate rispetto al periodo regolatorio in corso è prevista per allineare la loro scadenza alla prevedibile conclusione di prossimi periodi regolatori.

di 16 anni<sup>12</sup>. In tali investimenti sono compresi quelli relativi al potenziamento e alla realizzazione di nuovi terminali di Gnl.

- 14.5 Nel caso di potenziamento della capacità di rigassificazione esistente l'incremento del tasso di remunerazione e la durata sopra indicata è riconosciuta per uno sviluppo di capacità superiore al 30%.

*S 12. Si condivide la classificazione delle tipologie di investimento proposte? Se no, quali alternative si propongono e per quali motivi?*

*S 13. Si condividono i criteri proposti per la caratterizzazione della tipologia T=2 relativa all'incremento del fattore di utilizzo del terminale? Se no, quali alternative si propongono e per quali motivi?*

*S 14. Si condivide con il criterio proposto per l'attribuzione alla tipologia T=3 degli investimenti destinati al potenziamento della capacità esistente? Se no, quali alternative si propongono e per quali motivi?*

## **15 Riconoscimento dei costi compensativi relativi ai nuovi investimenti**

- 15.1 Pertinente alle considerazioni sui criteri di minimizzazione degli oneri di investimento ed al principio di promozione di investimenti efficienti è il tema del riconoscimento dei costi compensativi. Si sottopone a consultazione l'ipotesi di trattare questi costi in modo separato dal resto dei costi connessi alla realizzazione di un investimento, al fine di applicare meccanismi di responsabilizzazione del soggetto regolato e di disincentivare riconoscimenti eccessivi.
- 15.2 Si propone pertanto di porre dei vincoli in merito al riconoscimento dei costi di cui al precedente paragrafo, prevedendo di introdurre una componente  $C_{comp}$  che riconosca i costi compensativi esogeni al servizio e solo nella misura e ove questi siano previsti da normative nazionali e locali.
- 15.3 La maggiore remunerazione ( $MR$ ) sul capitale investito di un investimento potrebbe essere calcolata secondo la seguente formula:

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

essendo:

- $r_{base}$  il tasso di remunerazione riconosciuto sul capitale investito determinato come indicato nel paragrafo 10;
- $r_{ridotto}$  è il tasso calcolato come segue:

---

<sup>12</sup> Confronta nota 11.

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

dove:

- $r_{premium}$  è la remunerazione incrementale riconosciuta agli investimenti di sviluppo in coerenza con quanto indicato nel paragrafo 14;
- 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;
- $\alpha$  potrebbe essere fissato pari ad un valore compreso tra 0,005 e 0,025;
- $K_D$  rappresenta il tasso nominale di rendimento del capitale di debito riconosciuto ai fini tariffari.

*S 15. Si ritiene efficace il meccanismo proposto per responsabilizzare le società che svolgono l'attività di rigassificazione a rendere minimi gli oneri non strettamente connessi all'investimento specifico (costi compensativi)? Se sì, quale valore dovrebbe assumere il parametro  $\alpha$  e per quale motivo?*

## 16 Criteri per l'aggiornamento annuale dei parametri tariffari

- 16.1 L'Autorità, in un'ottica di stabilità regolatoria, intende mantenere la suddivisione dei ricavi ammessi tra una parte maggiore a copertura dei costi infrastrutturali ed una parte minore a copertura dei costi operativi esposta ai rischi e alle opportunità derivanti dall'oscillazione della domanda.
- 16.2 A tale proposito verrà individuata, per il primo anno e per ciascun terminale:
- la quota di costo operativo riconosciuto che concorre alla determinazione della componente di ricavo  $RL^C$  nel caso in cui la suddetta quota ecceda il 20% dei ricavi riconosciuti;
  - la quota di costo di capitale che concorre alla determinazione della componente di ricavo  $RL^E$  nel caso in cui la quota di costo operativo riconosciuto sia inferiore al 20% dei ricavi riconosciuti.
- 16.3 Pertanto, al fine di aggiornare la componente di ricavo *capacity* ( $RL^C$ ) e la componente di ricavo *commodity* ( $RL^E$ ), si procederà come di seguito descritto:
- aggiornamento annuale delle quote parti dei ricavi riconducibili rispettivamente al capitale investito riconosciuto, agli ammortamenti ed ai costi operativi, secondo i criteri descritti a partire dal punto 16.4;
  - attribuzione alle componenti di ricavo  $RL^C$  e  $RL^E$  delle quote parti di ricavo aggiornate sulla base delle quote di ripartizione individuate secondo i criteri di cui al punto 16.2;
  - attribuzione, limitatamente agli anni del periodo regolatorio, dei ricavi relativi ai nuovi investimenti alla componente di ricavo *capacity* ( $RL^C$ ).

### ***Aggiornamento in corso di periodo regolatorio del capitale investito riconosciuto***

- 16.4 L'Autorità propone, relativamente alla quota parte dei ricavi riconducibile al capitale investito riconosciuto  $RL_{capitale}$  del terminale esistente, di procedere ad un aggiornamento mediante il ricalcolo annuale del costo storico rivalutato del capitale investito netto esistente al 31 dicembre 2007 considerando:
- a) il tasso di variazione del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat, riferito all'anno solare precedente a quello della proposta tariffaria;
  - b) gli investimenti netti realizzati nel corso dell'esercizio precedente la presentazione della proposta tariffaria;
  - c) i contributi in conto capitale ottenuti relativamente a detti nuovi investimenti;
  - d) l'incremento del fondo ammortamento sulla base delle durate convenzionali tariffarie proposte nel capitolo 11;
  - e) le dismissioni eventualmente effettuate dall'impresa nel corso del periodo.
- 16.5 I criteri sopra descritti valgono anche in relazione ai nuovi terminali che entreranno in funzione nel corso del periodo di regolazione; in particolare, si procederà ad un aggiornamento secondo i criteri illustrati al punto 16.4, mediante ricalcolo annuale del  $CIR$  al 31 dicembre dell'anno solare precedente alla presentazione della proposta tariffaria.

### ***Aggiornamento in corso di periodo regolatorio degli ammortamenti***

- 16.6 L'Autorità intende allineare le modalità di aggiornamento della quota parte dei ricavi riconducibile agli ammortamenti  $RL_{amm}$  con le logiche previste per l'aggiornamento del  $CIR$ . In tale ipotesi, l'aggiornamento del valore degli ammortamenti riconosciuti avviene per ogni anno termico con riferimento all'anno solare precedente, considerando:
- a) il tasso di variazione del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat;
  - b) il valore, in termini di capitale investito lordo, dei nuovi investimenti, ivi 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 e completamento della vita utile standard dei cespiti.
- 16.7 L'impostazione sopra descritta, facendo venir meno qualsiasi meccanismo di incentivazione all'efficientamento del capitale investito, richiederà l'attivazione, già nel corso del terzo periodo di regolazione, di una più stringente procedura di verifica dei criteri di capitalizzazione e, a tendere, dell'attivazione di modalità di riconoscimento degli investimenti a costi standard.

***Aggiornamento in corso di periodo regolatorio della maggiore remunerazione derivante dai nuovi investimenti***

- 16.8 Ai sensi di quanto descritto nel capitolo 14, agli investimenti che saranno effettuati nel corso del terzo periodo di regolazione a partire dall'esercizio 2008, viene riconosciuta, a decorrere dalla loro entrata in esercizio, una componente di ricavo addizionale, calcolata come prodotto tra il valore dell'investimento ed il tasso di maggiore remunerazione previsto per la specifica tipologia di investimento.
- 16.9 Per gli anni successivi all'anno di entrata in esercizio, il valore netto dell'investimento su cui calcolare la maggiore remunerazione dovrà essere aggiornato, considerando:
- a) il tasso di variazione del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat;
  - b) l'incremento annuo del fondo di ammortamento relativo allo specifico investimento.

***Aggiornamento in corso di periodo regolatorio dei costi operativi riconosciuti***

- 16.10 L'Autorità propone di aggiornare la quota parte dei ricavi riconducibile ai costi operativi  $RL_{co}$ , attraverso il criterio del *price-cap* secondo la seguente formula:

$$RL_{CO,t} = RL_{CO,t-1}(1 + I_{t-1} - X)$$

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 per la quota di costo legata all'energia rigassificata.
- 16.11 Ai fini dell'aggiornamento annuale dei ricavi riconosciuti, si terrà inoltre conto del parametro  $Y$  relativo a variazioni dei vincoli sui ricavi in relazione a costi derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali ed a mutamenti del quadro normativo. Verrà inoltre valutata l'opportunità di continuare a tener conto dei parametri  $Q$  (variazioni dei vincoli sui ricavi per tener conto di eventuali recuperi di qualità rispetto a standard prefissati) e  $W$  (variazioni dei vincoli sui ricavi per tener conto di eventuali attività volte al controllo della domanda e all'uso efficiente delle risorse).

***Criteri per la fissazione dell'X-factor***

- 16.12 L'Autorità, in linea di principio, intende definire l'*X-factor* facendo riferimento alla tecnologia del processo di rigassificazione e ai recuperi realizzati dall'impresa di rigassificazione nel periodo precedente.
- 16.13 La definizione di un obiettivo di recupero di produttività incentiva le imprese al raggiungimento di costi efficienti, stimolandole ad attivare azioni di

efficientamento che portino a riduzioni dei costi anche superiori a quelle prefissate dall'Autorità, al fine di trattenere una parte dei maggiori recuperi di produttività all'interno dell'impresa stessa a titolo di profitto.

16.14 Nell'applicare il meccanismo del *price-cap* per l'aggiornamento in corso di periodo regolatorio dei costi operativi riconosciuti, l'Autorità propone di modificare il criterio alla base della definizione del recupero di produttività applicato negli anni passati, 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. Inoltre l'Autorità propone di fissare valori di *X-factor* differenziati tra l'impianto esistente di Panigaglia ed i nuovi terminali di rigassificazione prevedendo che:

- a) per il terminale di Panigaglia, il livello dei costi operativi riconosciuti per il terzo periodo di regolazione sia soggetto ad un recupero di produttività che permetta di trasferire ai clienti finali le maggiori efficienze già raggiunte dall'impresa al termine del secondo periodo di regolazione in un intervallo temporale di 8-12 anni; sulla base delle analisi fino ad ora condotte, l'Autorità si sta orientando a fissare un *X-factor* compreso tra il 2,5 e il 3%<sup>13</sup>;
- b) per i nuovi terminali di rigassificazione, considerando gli esigui margini che avranno gli operatori per implementare logiche di efficientamento su infrastrutture nuove e ad alto contenuto tecnologico nella fase iniziale di avvio dell'attività, sia preferibile imporre, a partire dal terzo anno di attività, un recupero di produttività pari all'inflazione, ferma restando l'applicazione del meccanismo del *profit sharing* al termine del periodo di regolazione, in modo da restituire ai clienti finali le eventuali maggiore efficienze realizzate dall'impresa di rigassificazione.

*S 16. Si ritengono condivisibili i criteri di aggiornamento proposti? Se no, per quali motivi e quali alternative si intendono proporre?*

*S 17. Si ritiene opportuno, in analogia alla disciplina tariffaria della trasmissione elettrica, prevedere l'applicazione di una variazione media annua del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'ISTAT? Se no, per quali motivi e quali alternative si intendono proporre?*

*S 18. Si concorda con i criteri proposti per la fissazione dell'*X factor*, ed in particolare sulla differenziazione proposta tra nuovi impianti e impianti esistenti? In alternativa, quali metodologie si propongono e per quali motivi?*

<sup>13</sup> L'intervallo dei valori è stato determinato sulla base di analisi preliminari condotte sui dati unbundling 2006 trasmessi ai sensi della deliberazione n. 311/01.

*S 19. Si concorda con la previsione di fissare il livello di recupero di produttività (X-factor) in modo da riassorbire gradualmente le maggiori efficienze riconosciute alle imprese all'inizio del periodo regolatorio 2008-2011? Se no, per quali motivi e quali criteri si propongono?*

## **17 Criteri per la determinazione del vincolo sui ricavi per i nuovi terminali**

- 17.1 Per le imprese che realizzano nuovi terminali, la determinazione dei ricavi di riferimento avverrà 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 della maggiore remunerazione riconosciuta ai nuovi investimenti, secondo i criteri di cui al punto 9.7.
- 17.2 Per i primi due anni di attività, i costi operativi sono proposti dalle imprese e sottoposti a verifica da parte dell'Autorità. L'impresa dovrà obbligatoriamente presentare una proposta di costi operativi supportata da un confronto con realtà simili o da evidenza di procedure di minimizzazione degli oneri.
- 17.3 Per il terzo anno, i costi operativi saranno calcolati a partire dal bilancio dell'esercizio precedente sottoposto a revisione contabile e dai conti separati presentati ai sensi della deliberazione n. 11/07.
- 17.4 La ripartizione dei ricavi avverrà secondo i criteri individuati nel paragrafo 13.
- 17.5 Si conferma, anche per il terzo periodo di regolazione, che la determinazione del vincolo sui ricavi avverrà con riferimento all'erogazione di un servizio su base annuale: conseguentemente per il primo anno termico sarà determinato con riferimento all'effettiva disponibilità del servizio di rigassificazione.
- 17.6 Pertanto, nel caso in cui un terminale di Gnl entri in esercizio in corso d'anno termico, si provvederà a riproporzionare il valore del vincolo sui ricavi in ragione dei mesi in cui il servizio verrà reso effettivamente disponibile, prevedendo che in caso di eventuali ritardi nell'ultimazione delle opere per la messa a disposizione della capacità, tale ricavo possa essere proporzionalmente ridotto.

*S 20. Si ritengono condivisibili i criteri proposti per la determinazione del vincolo sui ricavi dei nuovi terminali? Se no, per quali motivi e quali alternative si intendono proporre?*

## PARTE III

### STRUTTURA E ARTICOLAZIONE TARIFFARIA

#### 18 La struttura tariffaria

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

- 18.1 Ai fini della determinazione della tariffe, l’Autorità intende confermare anche per il terzo periodo di regolazione, l’adozione di criteri che prevedono un’articolazione tariffaria 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.
- 18.2 Le tariffe per il servizio di rigassificazione di Gnl rappresentano tariffe massime. Le imprese di rigassificazione applicano le tariffe e le eventuali riduzioni assicurando trasparenza e parità di trattamento tra utenti.
- 18.3 La tariffa di rigassificazione  $TL$ , per il servizio di rigassificazione contrattualizzato su base annuale, per l’utente che approda al terminale, scarica (o consegna) gas naturale liquefatto e ritira i volumi di gas rigassificati al punto di entrata interconnesso con la rete nazionale di gasdotti, è data dalla seguente formula:

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

dove :

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

- 18.5 Al fine di fornire ulteriori elementi di flessibilità agli utenti del terminale e di armonizzare i criteri generali di articolazione tariffaria del servizio di rigassificazione con quelli adottati per il servizio di trasporto, l'Autorità intende valutare l'opportunità di introdurre coefficienti moltiplicativi per il riproporzionamento del corrispettivo unitario di impegno associato ai quantitativi di gas naturale liquefatto *Cqs*, in analogia con quanto avviene nei punti di entrata interconnessi con l'estero.

*S 21. Si concorda con la proposta di introdurre coefficienti moltiplicativi per il riproporzionamento del corrispettivo di impegno? In caso di risposta positiva, quali coefficienti si ritiene opportuno adottare e per quali motivi?*

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

- 18.6 Nel caso del servizio di rigassificazione su base *spot*<sup>14</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.
- 18.7 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.
- 18.8 Poiché si presume che il prossimo periodo di regolazione sia caratterizzato da condizioni di offerta e domanda sostanzialmente simili a quelle attuali, si ritiene opportuno adottare anche per il terzo periodo di regolazione un valore del coefficiente  $\alpha$  pari a 0,7.

### ***I corrispettivi unitari di impegno e di approdo***

---

<sup>14</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.

- 18.9 Il corrispettivo unitario di impegno associato ai quantitativi contrattuali di gas naturale liquefatto,  $Cqs$ , è calcolato come rapporto tra il valore dei ricavi di riferimento  $RL^Q$  e la capacità di gas naturale liquefatto consegnabile nell'anno all'impianto nel rispetto dei vincoli tecnici e del massimo numero di scariche con le quali tale volume può essere consegnato.
- 18.10 Il corrispettivo unitario associato agli approdi effettivi  $Cna$  è calcolato come rapporto tra il valore di riferimento  $RL^A$  e il numero medio di approdi annui effettuabili presso il terminale, stimato dall'impresa di rigassificazione ma sottoposto a verifica da parte dell'Autorità sulla base dei valori storici e dei limiti fisici di approdo o, nel caso di nuovi terminali, sulla base di una stima previsionale supportata da opportune evidenze relative alle caratteristiche del periodo di avviamento del terminale e alle flessibilità dei relativi contratti di approvvigionamento di Gnl.

### ***Il corrispettivo unitario variabile***

- 18.11 Il corrispettivo unitario variabile  $CVL$  è calcolato mediante il rapporto tra la componente di ricavo  $RL^E$  ed un valore dell'energia inferiore a quello corrispondente ai volumi massimi rigassificabili dall'impianto, al fine di incentivare l'utilizzo ottimizzato del terminale.
- 18.12 Si confermano 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 per gli investimenti realizzati durante il primo periodo di regolazione, continua ad essere applicato in modo da avere effetto per un periodo di sei anni dall'entrata in servizio delle opere.

*S 22. Si concorda con la proposta di calcolo dei corrispettivi? In caso di risposta negativa, quale criterio si ritiene opportuno adottare e per quale motivo?*

*S 23. L'Autorità è intenzionata a dimensionare il corrispettivo variabile in base ad un valore di energia pari al 90% dell'energia rigassificabile. Si condivide questa impostazione? Se no, per quali motivi?*

### ***Consumi e perdite dei terminali***

- 18.13 L'impresa di rigassificazione definisce annualmente, con riferimento alle condizioni operative di funzionamento del terminale, sulla base dei dati storici e previa approvazione degli uffici dell'Autorità, la quota percentuale a copertura dei consumi e perdite della catena della rigassificazione che dovrà essere corrisposta dall'utente del terminale, nel rispetto dei criteri individuati dall'Autorità.
- 18.14 A tal fine l'Autorità intende introdurre meccanismi che incentivino l'operatore del terminale ad un utilizzo efficiente degli autoconsumi, prevedendo in particolare che:

- nel caso in cui i consumi e le perdite consuntivati a fine anno termico siano superiori alla quota fissata *ex ante*, si propone di riconoscere all'operatore del terminale il 50% dei maggiori costi sostenuti per l'acquisto del gas;
- al contrario, nel caso in cui i consumi e le perdite consuntivati siano inferiori alla quota fissata, saranno riconosciuti all'operatore del terminale il 50% dei risparmi conseguiti.

18.15 La quantificazione dei maggiori costi sostenuti e dei risparmi conseguiti è calcolata in misura pari al prodotto tra il valore del gas, determinato sulla base della media aritmetica del valore della *QE* nell'anno termico considerato, e lo scostamento tra i volumi stimati *ex ante* e i volumi di gas consuntivati alla fine dell'anno termico.

18.16 Nel caso di terminali di Gnl che utilizzano energia elettrica in luogo del gas naturale, in sostituzione del corrispettivo in natura, si propone di individuare la quota di costi operativi riconosciuta a copertura dei consumi del terminale ed escluderla dall'applicazione del *price-cap*.

18.17 Anche in tale caso l'Autorità intende introdurre un meccanismo di efficientamento analogo a quello sopra descritto. A tal fine l'impresa di rigassificazione, in sostituzione della quota in natura, definisce annualmente, con riferimento alle condizioni operative di funzionamento del terminale e previa verifica dell'Autorità, i consumi elettrici di riferimento. La valorizzazione degli scostamenti tra consumi previsti ed effettivi avverrà attraverso la definizione di un indice relativo all'andamento del prezzo dell'elettricità.

*S 24. Si condivide il meccanismo di efficientamento proposto per gli autoconsumi? In caso di risposta negativa, quale criterio si ritiene opportuno adottare e per quale motivo?*

*S 25. Nel caso di terminali che utilizzano energia elettrica per autoconsumi, si ritiene opportuno introdurre meccanismi di aggiornamento differenziati per la quota parte dei costi operativi relativa all'acquisto di energia elettrica?*

### ***Corrispettivi per la fornitura di servizi accessori ed opzionali***

18.18 L'Autorità intende confermare il principio che nella determinazione della tariffa confluiscono i costi di tutti i servizi offerti dall'impresa; per eventuali ulteriori servizi, le tariffe sono 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.

18.19 Al fine di evitare una duplicazione nel riconoscimento dei costi, l'Autorità intende pertanto:

- enucleare i costi associati all'erogazione di ulteriori servizi (accessori ed opzionali<sup>15</sup>) dai costi riconosciuti per il calcolo della tariffa di rigassificazione, prevedendo la definizione da parte dell'Autorità di tariffe specifiche;
- in alternativa, mantenere i costi associati all'erogazione dei servizi accessori e opzionali nei costi complessivamente riconosciuti per l'erogazione del servizio di rigassificazione, prevedendo che l'impresa eroghi i suddetti servizi a titolo gratuito.

18.20 In ogni caso l' esercente eroga i servizi accessori e opzionali di cui al punto 18.19 secondo le condizioni tecniche e le modalità definite nel codice di rigassificazione soggetto all'approvazione da parte dell'Autorità.

### ***Corrispettivi per la fornitura di servizi di modulazione***

18.21 L'Autorità ritiene opportuno sottoporre a consultazione l'ipotesi che l'impresa di rigassificazione possa offrire servizi caratterizzati da una maggiore flessibilità, quali ad esempio servizi di modulazione integrati o separati al servizio di rigassificazione. In tal modo potrebbero essere garantiti servizi che attualmente non vengono soddisfatti in mancanza di infrastrutture dedicate (si pensi ad esempio alla necessità di modulazione delle centrali a cicli combinati, o alle necessità di bilanciamento in tempi ridotti a seguito di una variazione repentina della domanda del sistema e degli utenti).

18.22 A tal fine, l'Autorità intende prevedere una disciplina analoga a quella indicata al punto 18.19, enucleando dai costi riconosciuti per il servizio di rigassificazione tutte le voci di costo relative alla messa a disposizione di tali servizi di modulazione.

18.23 Tra le voci di costo da considerare ai fini della determinazione dei costi associati a tali servizi vi sono anche le quote degli ulteriori costi di capitale sostenuti dall'operatore (ad esempio il maggior dimensionamento dei serbatoi di stoccaggio o eventuali incrementi di capacità della sezione di rigassificazione).

*S 26. Si concorda con le proposte dell'Autorità in materia di corrispettivi per i servizi accessori e opzionali e per il servizio di modulazione? Quali criteri si ritiene opportuno adottare per la determinazione di tali corrispettivi e per quali motivi?*

*S 27. Si ritiene opportuno prevedere ulteriori servizi rispetto a quelli indicati? In caso positivo, indicare quali servizi e con quali caratteristiche?*

<sup>15</sup> Il codice di rigassificazione di Gnl Italia Spa in vigore contiene l'indicazione di servizi accessori (correzione dell'indice di *Wobbe* del Gnl consegnato, scarica di Gnl con pressione nelle tanche superiore a 1200 mm H<sub>2</sub>O relativi) e 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); per tali servizi le condizioni economiche sono definite e pubblicate dall'impresa di rigassificazione.

## PARTE IV

### MODALITA' APPLICATIVE DEL FATTORE DI GARANZIA

#### 19 Condizioni di ammissibilità all'assicurazione del fattore di garanzia

- 19.1 L'indagine conoscitiva congiunta tra l'Autorità per l'energia elettrica e il gas e l'Autorità garante per la concorrenza e il mercato sullo stato della liberalizzazione del gas naturale<sup>16</sup> ha auspicato il verificarsi per il sistema nazionale del gas di una situazione di *overcapacity*, intesa come differenza, rispetto alla domanda prevista, del volume complessivo di gas che può essere immesso in rete, e che rappresenta, entro opportuni limiti, una condizione necessaria per garantire la sicurezza degli approvvigionamenti e lo sviluppo della concorrenza.
- 19.2 In uno scenario di riferimento caratterizzato da forti criticità in termini di sicurezza del sistema degli approvvigionamenti (soprattutto in considerazione del crescente contributo del gas naturale alla generazione di energia elettrica), o di dipendenza dalla flessibilità dell'operatore dominante, solo grazie a nuovi investimenti nell'approvvigionamento di gas (potenziamenti dei gasdotti, nuovi terminali di Gnl) si potranno determinare sufficienti condizioni di elasticità di offerta in grado di assicurare:
- l'ingresso di nuovi soggetti in un'ottica maggiormente concorrenziale;
  - una maggiore liquidità del mercato attraverso flussi non riconducibili ai contratti *take or pay*, resa disponibile grazie alla nuova capacità dei terminali non soggetta ad esenzione dal regime di accesso.
- 19.3 Lo sviluppo di una effettiva concorrenza è strettamente condizionato dall'ingresso di nuovi operatori, indipendenti dall'operatore dominante nell'approvvigionamento di gas. Ma questa condizione è possibile solo se si supera la condizione di stretto legame tra la realizzazione di nuova capacità d'importazione e l'esistenza di contratti di fornitura; da un altro punto di vista, solo se si realizza la condizione che una certa percentuale di capacità sia disponibile anche senza avere preventivamente la certezza di poterla impegnare.
- 19.4 La realizzazione dei terminali appare una misura auspicabile dal momento che rende possibile un importante incremento e diversificazione dell'offerta e inoltre consente, in particolare con riferimento alla quota della nuova capacità di rigassificazione non soggetta a riserva a favore degli investitori, forme di approvvigionamento flessibili, coerenti con lo sviluppo di mercati liquidi del gas, e che possono determinare ingressi di breve periodo non caratterizzati dalle rigidità legate alla clausola *take or pay*.

---

<sup>16</sup> Indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione del settore del gas naturale avviata con deliberazione 20 febbraio 2003, n. 13/03.

- 19.5 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 ha introdotto (articolo 13 della deliberazione n. 178/05) un fattore di garanzia che assicura comunque il raggiungimento di una quota dei ricavi anche se la capacità non viene impegnata. L'onere di tale meccanismo è posto a carico della generalità degli utenti della rete di trasporto.
- 19.6 Come è stato precedentemente ricordato, la disponibilità di un eccesso di capacità di importazione è indispensabile per garantire la sicurezza degli approvvigionamenti e contribuire a creare le condizioni favorevoli allo sviluppo di un mercato concorrenziale. L'Autorità, tuttavia, al fine di limitare il rischio che il sistema possa in futuro riconoscere oneri per infrastrutture che rimarranno inutilizzate, intende definire un valore di soglia della capacità di rigassificazione complessiva del sistema entro il quale operi il fattore di garanzia. Sulla base delle prime valutazioni effettuate, l'Autorità stima necessaria la realizzazione di una capacità di rigassificazione complessiva del sistema pari alla capacità del maggior metanodotto che connette il sistema di trasporto nazionale con sistemi esteri, in modo da garantire, sia ai fini della contendibilità per il mercato, sia ai fini della sicurezza del sistema, la sostituibilità tra le infrastrutture di importazione via metanodotto e le infrastrutture di rigassificazione. A titolo esemplificativo, con riferimento alle capacità di trasporto nei punti di entrata interconnessi con l'estero per l'anno termico 2007-2008, tale valore risulta pari a circa 30 Gmc/anno.
- 19.7 Ai fini di garantire la stabilità economica finanziaria degli esercenti, l'eventuale revisione della disciplina del fattore di garanzia non comporterebbe la modifica delle condizioni accordate ai terminali già ammessi al meccanismo di garanzia.

*S 28. Si ritiene condivisibile la soglia proposta per la determinazione della capacità di rigassificazione complessiva? In caso di risposta negativa, quale soglia si ritiene opportuno adottare e per quali motivi?*

## **20 Modalità applicative del fattore di garanzia**

- 20.1 Il fattore di garanzia assicura la copertura di una quota di ricavi pari all'80% di ricavi di riferimento  $RL^C$ , anche in caso di mancato utilizzo dell'impianto.
- 20.2 Le imprese che svolgono l'attività di rigassificazione sono incentivate a ottimizzare l'utilizzo del terminale mediante l'allocazione della completa capacità disponibile e la rigassificazione della maggiore quantità di Gnl possibile, al fine di raggiungere la piena remunerazione dell'attività, in quanto la quota di capacità non coperta dalla garanzia, nonché i ricavi derivanti dall'applicazione del corrispettivo unitario variabile, costituiscono un incentivo per l'impresa a utilizzare l'intera capacità di rigassificazione disponibile.
- 20.3 Al fine di rendere più trasparente l'applicazione del criterio introdotto con la deliberazione n. 178/05 si precisa nel seguito l'articolazione del meccanismo proposto.

### Ambito di applicazione

- 20.4 Il fattore di garanzia si applica a tutti i terminali di Gnl a partire dal primo anno termico del terzo periodo di regolazione, con riferimento alle capacità effettivamente offerte in conferimento.
- 20.5 Nel caso di terminali realizzati in regime di esenzione dal diritto di accesso a terzi, il titolare non può beneficiare della disciplina relativa al fattore di garanzia, fino a quando la garanzia implicita nella quota di capacità oggetto di esenzione dal diritto di accesso a terzi, non scenda (a seguito di rinuncia in via definitiva) al di sotto del livello di cui al precedente comma 20.1.

### Decorrenza e durata del fattore di garanzia per ciascun terminale

- 20.6 Il fattore di garanzia  $FG^L$  si applica a partire dall'anno termico in cui l'impresa offre il servizio di rigassificazione e sottopone le tariffe all'approvazione da parte dell'Autorità ed ha una durata di 20 anni per ciascun terminale.

### Modalità di calcolo del fattore di garanzia

- 20.7 Il fattore di garanzia, in analogia con quanto già avviene per il fattore correttivo di cui all'articolo 10 della deliberazione n. 178/05, è per sua natura determinabile unicamente *ex post*, una volta noto il valore dei ricavi effettivamente realizzati relativi alla componente *capacity* nell'anno termico rispetto al quale si calcola il fattore di garanzia.
- 20.8 Il fattore di garanzia è calcolato annualmente come differenza tra l'80% della quota parte dei ricavi attribuita alla capacità di rigassificazione  $RL^C$ , aggiornata annualmente per tenere conto dei ricavi relativi ai nuovi investimenti, e i ricavi annuali conseguiti dall'impresa mediante l'applicazione dei corrispettivi di impegno. Pertanto il fattore di garanzia  $FG^L$  è determinato per ciascun anno termico  $t$  e per ciascuna impresa come di seguito indicato:

$$FG^L_t = (80\% * RL^C_t - REF^L_t - RSC^L_t) (1 + r);$$

dove:

- $FG^L_t$  è il fattore di garanzia per l'anno termico  $t$ ;
- $r$  è il tasso di rendimento medio annuo dei buoni del tesoro decennali dell'ultimo anno disponibile, aumentato dello 0,41 per cento;
- $RSC^L_t$  sono i ricavi derivanti dall'applicazione di corrispettivi di scostamento, considerati ai fini del calcolo dei ricavi di riferimento per l'anno termico  $t$ ;
- $REF^L_t$  sono i ricavi conseguiti applicando i corrispettivi di *capacity*, al lordo di eventuali riduzioni operate dall'impresa e non previste dalla presente deliberazione, alle capacità effettivamente conferite per l'anno termico  $t$  (comprese quelle *spot*); nel calcolo si tiene conto anche di:
  - o eventuali ricavi aggiuntivi riscossi dall'impresa di rigassificazione e percepiti ai sensi di disposizioni stabilite dal codice di rigassificazione predisposto ai sensi della deliberazione n. 167/05, nonché di ricavi derivanti da altre attività;

- o nel caso di terminali esenti, oltre ai ricavi di cui al precedente alinea, nel calcolo di  $REF^L_t$ , vengono considerate anche le capacità conferite per l'anno termico  $t$  ai sensi dei criteri della deliberazione n. 168/06, nonché le quote di capacità oggetto di esenzione dal diritto di accesso, valutate *pro forma* secondo le tariffe approvate dall'Autorità.

**Tabella 5 - Esempio di calcolo di applicazione del fattore di garanzia**

Ipotesi ricavi riconosciuti			
$RL$	Ricavi di riferimento		€100.000
$RL^C$	Quota <i>capacity</i> di $RL$		€80.000
$RSC^L$	Ricavi da corrispettivi di scostamento		€0
Calcolo del fattore di garanzia			
		Ipotesi 1	Ipotesi 2
$\%K_{conferita}$	Quota di capacità conferita sulla capacità complessiva *	50%	80%
$REF^L$	Ricavi effettivi della quota <i>capacity</i> : $\%K_{conferita} * RL^C$	€40.000	€64.000
$FG^L$	$FG^L = 80\% * RL^C - REF^L - RSC^L$	€24.000	€0

\* Per capacità conferita si intende: i) la capacità conferita ai sensi della deliberazione n. 167/05; ii) la capacità conferita ai sensi della deliberazione n. 168/06; iii) le quote di capacità oggetto di esenzione dal diritto di accesso.

Raccordo della disciplina del fattore di garanzia con il meccanismo del fattore correttivo di cui alla deliberazione n. 178/05 per il terminale esistente

- 20.9 Con riferimento ai criteri individuati al punto 20.4 ed in particolare alla decorrenza prevista per l'applicazione del fattore di garanzia, l'Autorità intende trattare i fattori correttivi relativi agli anni termici 2006-2007 e 2007-2008 relativi al terminale esistente come oneri a carico del sistema di trasporto.
- 20.10 Si ritiene opportuno dimensionare il corrispettivo per la remunerazione degli oneri necessari alla copertura del fattore di garanzia (punto 20.12), per l'anno termico 2008-2009 includendo l'ammontare relativo al fattore correttivo relativo all'anno termico 2006-2007. Analogamente ai fini del dimensionamento del corrispettivo per l'anno termico 2009-2010 verrà considerato il fattore correttivo relativo all'anno termico 2007-2008.
- 20.11 I fattori correttivi relativi agli anni termici 2006-2007 e 2007-2008 sono calcolati con riferimento ai criteri disposti con la deliberazione n. 178/05 (comma 10.3). Il fattore correttivo relativo all'anno termico 2006-2007 includerà anche gli importi di competenza degli anni termici precedenti non ancora riconosciuti all'operatore ai sensi del comma 10.4 della deliberazione n. 178/05<sup>17</sup>.

Modalità di recupero del gettito necessario all'applicazione del fattore di garanzia

<sup>17</sup> L'articolo 10.4 della deliberazione n. 178/05 dispone infatti che la quota parte del fattore correttivo eccedente la soglia del 2% dei ricavi di riferimento sia recuperato nei quattro termici successivi.

- 20.12 Nella determinazione del vincolo sui ricavi della rete nazionale di gasdotti, in aggiunta ai ricavi determinati ai sensi della deliberazione n. 166/05, si prevede l'introduzione di una componente di ricavo della tariffa di trasporto a copertura degli oneri derivanti dall'applicazione del fattore di garanzia calcolato per ciascun anno termico.
- 20.13 Il recupero tramite tariffa di trasporto del gettito necessario alla copertura del fabbisogno del fattore di garanzia può avvenire:
- mediante l'introduzione di uno specifico corrispettivo unitario addizionale da applicare al corrispettivo unitario variabile del trasporto, in analogia con quanto avviene per la copertura degli oneri per l'incentivazione all'interrompibilità dei prelievi;
  - mediante una maggiorazione dei corrispettivi di capacità da applicare nei punti di entrata ed uscita della rete nazionale di gasdotti.
- 20.14 La componente a copertura degli oneri derivanti dall'applicazione del fattore di garanzia è determinata annualmente dall'Autorità sulla base dei dati trasmessi dagli operatori secondo specifica procedura.

Riscossione e liquidazione delle somme a copertura del fattore di garanzia

- 20.15 L'impresa maggiore di trasporto riscuote mediante il corrispettivo variabile addizionale o la maggiorazione delle tariffe di trasporto di cui al punto 20.13 il gettito necessario alla copertura degli oneri derivanti dall'applicazione del fattore di garanzia e lo versa ad un soggetto compensatore.
- 20.16 Si propone che il soggetto compensatore sia la Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico, che provvede al riconoscimento delle quote di ricavo entro 6 mesi dalla conclusione di ciascun anno termico.

*S 29. Si ritiene condivisibile la disciplina proposta relativa alle modalità applicative del fattore di garanzia? In caso di risposta negativa, quali criteri si ritiene opportuno adottare e per quali motivi?*

*S 30. Si ritiene condivisibile la disciplina proposta per il raccordo con il fattore correttivo di cui alla deliberazione n. 178/05? In caso di risposta negativa, quali criteri si ritiene opportuno adottare e per quali motivi?*

*S 31. Quale delle due alternative proposte per la maggiorazione delle tariffe di trasporto si ritiene preferibile e per quali motivi? Ritenete opportuno prevedere ulteriori alternative?*

*S 32. Si concorda sulla proposta di assegnare alla Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico il ruolo di soggetto compensatore per la gestione delle partite economiche relative al fattore di garanzia? In caso negativo, a quale soggetto si ritiene opportuno attribuire tale responsabilità e per quali motivi?*

## PARTE V

### MODIFICHE ALLA DISCIPLINA TARIFFARIA DELL'ATTIVITÀ DI TRASPORTO

#### 21 Revisione della disciplina tariffaria dell'attività di trasporto

- 21.1 L'Autorità intende apportare modifiche alla disciplina tariffaria dell'attività di trasporto e completare le regole applicative introdotte con le disposizioni di cui agli articoli 13 e 16 della deliberazione n. 178/05, prevedendo:
- la modifica dell'articolo 11 della deliberazione n. 166/05 al fine di calcolare il corrispettivo di entrata sulla base della capacità di rigassificazione del terminale in luogo della capacità prevista in conferimento (articolo 16, comma 16.2 della deliberazione n. 178/05);
  - l'estensione dei conferimenti e dei corrispettivi di capacità infrannuali ai punti di entrata interconnessi con terminali di Gnl;
  - la conferma nei punti di cui al precedente alinea dei criteri di riduzione dei corrispettivi di capacità in caso di avviamento (articolo 12, comma 12.2 della deliberazione n. 166/05);
  - la revisione della disciplina degli allacciamenti alla rete di trasporto in materia di garanzie e fidejussioni;
  - la revisione della disciplina dell'attività di misura del trasporto gas nei punti di entrata interconnessi con terminali di Gnl.

#### *Riduzione dei corrispettivi di capacità della rete di trasporto nazionale*

- 21.2 Al fine di favorire l'utilizzo dei nuovi terminali e contestualmente ridurre nel tempo la quota parte del vincolo sui ricavi dei nuovi terminali garantita dal fattore di garanzia di cui alla precedente parte IV, l'Autorità ha già introdotto con la deliberazione n. 178/05 modifiche alla disciplina dell'attività di trasporto, rimandandone le modalità applicative ad un successivo provvedimento.
- 21.3 L'Autorità pertanto intende prevedere che, a partire dall'anno termico 2008-2009, nei punti di entrata interconnessi con terminali di Gnl:
- il calcolo del corrispettivo di entrata  $CP_e$  avvenga sulla base della capacità di rigassificazione del terminale in luogo della capacità prevista in conferimento, come già disposto dall'articolo 16, comma 16.1 della deliberazione n. 178/05;
  - l'impresa di trasporto renda disponibile nei punti di entrata interconnessi con terminali di Gnl un servizio di trasporto continuo su base semestrale, trimestrale e mensile, applicando ai corrispettivi di capacità  $CP_e$  riproporzionati su base mensile, i coefficienti moltiplicativi di cui alla deliberazione n. 166/05;

- nei casi di avviamento dei terminali di Gnl, siano confermate le disposizioni di cui all'articolo 12, comma 12.2, della deliberazione n. 166/05, che prevedono, durante il periodo di avviamento di un punto di entrata interconnesso con terminali di Gnl (16 mesi successivi alla messa a disposizione della capacità di trasporto a seguito di realizzazione del nuovo punto di entrata nella rete nazionale di gasdotti), che l'impresa di trasporto riduca il corrispettivo di capacità *C<sub>Pe</sub>* per una percentuale pari al 50%.
- 21.4 L'Autorità ritiene inoltre opportuno confermare la previsione di conferire l'intera capacità di trasporto nel punto di entrata interconnesso con i terminali di Gnl all'impresa di rigassificazione che ne ripartisce i costi mensilmente in proporzione al Gnl consegnato da ciascun utente.
- 21.5 L'operatore del terminale pertanto è in grado di ottimizzare (anche grazie alle maggiori flessibilità offerte dal conferimento infrannuale) gli impegni di capacità di trasporto nel punto di interconnessione alla rete di trasporto. In particolare, al fine di favorire le scariche di tipo *spot*, l'operatore potrà occupare capacità di trasporto già conferita senza richiedere ulteriore conferimento di capacità, oppure, qualora necessario, richiedere un conferimento ulteriore di capacità commisurata al periodo di effettiva necessità.
- 21.6 Non si ritiene invece di confermare la riduzione del corrispettivo di trasporto per gli impegni di capacità di rigassificazione continua su base annuale. Tale previsione era stata inserita per incentivare un impegno di capacità continuativa piuttosto che su base *spot*, ma la previsione di estendere anche agli impegni di capacità di rigassificazione i criteri tariffari infrannuali di cui al punto 18.5, rende tale previsione non più necessaria.

*S 33. Si ritiene condivisibile la proposta relativa alla modifica della disciplina tariffaria di un punto di entrata interconnesso con terminali di Gnl? In caso di risposta negativa, quali criteri si ritiene opportuno adottare e per quali motivi?*

*S 34. Si ritiene condivisibile l'adozione di coefficienti di coefficienti moltiplicativi per il proporzionamento del corrispettivo di capacità di cui alla deliberazione n. 166/05? In caso di risposta negativa, quali criteri si ritiene opportuno adottare e per quali motivi?*

### ***Revisione della disciplina degli allacciamenti alla rete di trasporto***

- 21.7 Pertinente alle tematiche relative all'avviamento di nuovi terminali di rigassificazione, è la tematica relativa agli impegni che il soggetto che realizza il terminale deve sottoscrivere con l'impresa di trasporto al fine di realizzare l'allacciamento alla rete nazionale di gasdotti.
- 21.8 L'attuale disciplina per la realizzazione degli allacciamenti alla rete di trasporto<sup>18</sup> prevede infatti che il soggetto richiedente si impegni a corrispondere all'impresa di trasporto, al netto dell'eventuale contributo versato<sup>19</sup>:

<sup>18</sup> Capitolo 6 del Codice di rete di Snam Rete Gas "Realizzazione e gestione dei punti di consegna e riconsegna".

- a) i costi sostenuti dall'impresa di trasporto (comprensivi degli oneri relativi agli impegni di spesa già assunti), nel caso in cui il soggetto rinunci alla realizzazione del punto di consegna prima del suo completamento;
- b) l'intero costo dell'allacciamento, nel caso in cui entro un anno dalla data in cui viene resa disponibile la capacità di trasporto nel punto di consegna, il soggetto richiedente (o altro soggetto avente titolo) non abbia stipulato un contratto di trasporto per una capacità in linea con le indicazioni fornite in fase di richiesta dell'allacciamento medesimo.

A copertura dei sopra descritti impegni il soggetto richiedente è tenuto a presentare, contestualmente all'accettazione dell'offerta di allacciamento, una garanzia bancaria a prima richiesta a favore dell'impresa di trasporto.

21.9 L'Autorità ritiene opportuno che, al fine di rimuovere gli ostacoli allo sviluppo della capacità di rigassificazione e in coerenza con i principi già adottati relativamente all'applicazione del fattore di garanzia, sia necessario modificare la disciplina delle garanzie nel caso di allacciamenti di terminali di rigassificazione alla rete di trasporto, prevedendo di:

- a) mantenere in capo al soggetto richiedente l'impegno di cui al punto 21.8 lettera a);
- b) rimuovere l'obbligo di sottoscrizione di un contratto di trasporto per un impegno di capacità in linea con le indicazioni fornite in fase di richiesta (21.8 lettera b)).

21.10 Una volta che il terminale di rigassificazione è stato avviato, indipendentemente dagli impegni contrattuali sottoscritti, l'impresa di trasporto non ha più alcun titolo a richiedere garanzie al soggetto richiedente: gli attuali criteri tariffari relativi all'attività di trasporto garantiscono infatti che la quota di ricavo corrispondente alla realizzazione del nuovo allacciamento, al netto di eventuali contributi versati, venga completamente remunerata in quota *capacity*.

*S 35. Si ritiene condivisibile la proposta relativa alla modifica della disciplina tariffaria di un punto di entrata interconnesso con terminali di Gnl? In caso di risposta negativa, quali criteri si ritiene opportuno adottare e per quali motivi?*

### ***Revisione della disciplina dell'attività di misura nel trasporto gas***

21.11 L'Autorità intende prevedere che i costi (di capitale e operativi) relativi al servizio di misura fornito nel punto di entrata interconnesso con un terminale di Gnl, attualmente ricompresi nella determinazione del vincolo sui ricavi per l'attività di rigassificazione, siano enucleati al fine di confluire, secondo le

---

<sup>19</sup> La determinazione del contributo avviene con riferimento all'investimento massimo ammissibile calcolato secondo la "Metodologia per il calcolo del contributo per la realizzazione di punti di consegna/riconsegna" individuata nell'Allegato 6/A al codice di rete di Snam Rete Gas.

modalità e tempistiche definite da uno specifico provvedimento dell'Autorità<sup>20</sup>, nella definizione di un corrispettivo del servizio di misura che remunererà tutti i costi associati al servizio di misura del trasporto gas e che sarà riscosso dall'impresa di trasporto.

- 21.12 In prospettiva, l'Autorità intende infatti attribuire la responsabilità del servizio di misura ad un unico soggetto. Tale soggetto provvederà a garantire il servizio direttamente o tramite terzi, avvalendosi di impianti propri o di proprietà di terzi.
- 21.13 Nel caso in cui il soggetto responsabile non eroghi il servizio direttamente, i costi relativi alle attività di terzi saranno coperti da specifici corrispettivi, versati dal responsabile del servizio agli operatori che operano per suo conto.
- 21.14 I costi relativi al servizio di misura non concorreranno più a determinare il costo riconosciuto per l'attività di rigassificazione.

*S 36. Si ritiene condivisibile la proposta relativa alla revisione della disciplina relativa al servizio di misura in un punto di entrata interconnesso con terminali di Gnl? In caso di risposta negativa, quali criteri si ritiene opportuno adottare e per quali motivi?*

---

<sup>20</sup> Documento per la consultazione "Regolazione del servizio di misura del trasporto gas e criteri per la definizione del corrispettivo di misura di cui alla deliberazione 29 luglio 2005 n. 166/05" – Atto n. 14 del giugno 2006, diffuso nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione 9 novembre 2005 n. 234/05.