

**Atto n. 04/06**

**CRITERI PER LA DETERMINAZIONE DELLE TARIFFE PER  
L'ATTIVITA' DI STOCCAGGIO DI GAS NATURALE PER IL  
SECONDO 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 28 aprile 2005, n. 78/05, in materia di tariffe per l'attività di stoccaggio di gas, ai sensi dell'articolo 23, commi 2 e 3 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164

*22 febbraio 2006*

## *Premessa*

*Il presente documento per la consultazione fa seguito al documento di consultazione 14 dicembre 2005 e propone soluzioni alle problematiche ed alle esigenze individuate nel documento precedentemente pubblicato.*

*Le soluzioni proposte sono state individuate tenendo conto delle osservazioni degli operatori al documento di consultazione e, al fine di consentire una precisa valutazione da parte degli operatori, vengono integrate riportando in allegato la bozza di articolato del provvedimento oggetto di successiva deliberazione.*

*La presente consultazione si inserisce nell'ambito della sperimentazione triennale della metodologia di analisi d'impatto della regolazione (di seguito: Air), prevista dalla deliberazione 28 settembre 2005, n. 203/05.*

*Il documento per la consultazione viene diffuso per offrire l'opportunità a tutti i soggetti interessati di presentare osservazioni e proposte.*

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità per l'energia elettrica e il gas le proprie osservazioni e proposte, in forma scritta, entro e non oltre l'1 marzo 2006.*

***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)***

<b>1</b>	<b>INTRODUZIONE .....</b>	<b>4</b>
<i>1.1</i>	<i>Oggetto del secondo documento di consultazione .....</i>	<i>4</i>
<i>1.2</i>	<i>Applicazione della metodologia Air e tempi del procedimento .....</i>	<i>5</i>
<b>2</b>	<b>CRITERI PER LA DEFINIZIONE DEI RICAVI AMMESSI.....</b>	<b>6</b>
<i>2.1</i>	<i>Modalità di determinazione del vincolo sui ricavi.....</i>	<i>6</i>
<i>2.2</i>	<i>Valorizzazione del gas immobilizzato.....</i>	<i>7</i>
<i>2.3</i>	<i>Il tasso di remunerazione del capitale investito.....</i>	<i>10</i>
<i>2.3.1</i>	<i>La determinazione del coefficiente Beta relativo all'attività di stoccaggio .....</i>	<i>11</i>
<i>2.4</i>	<i>Incentivi ai nuovi investimenti .....</i>	<i>17</i>
<b>3</b>	<b>STRUTTURA E ARTICOLAZIONE TARIFFARIA .....</b>	<b>20</b>
<i>3.1</i>	<i>Tariffa unica nazionale .....</i>	<i>20</i>
<i>3.2</i>	<i>Determinazione della tariffa unica nazionale .....</i>	<i>20</i>
<i>3.2.1</i>	<i>Articolazione tariffaria .....</i>	<i>21</i>
<i>3.2.2</i>	<i>Modalità di calcolo dei corrispettivi di capacity .....</i>	<i>23</i>
<i>3.2.3</i>	<i>Modalità di calcolo del corrispettivo di commodity .....</i>	<i>25</i>
<i>3.3</i>	<i>Ripartizione dei ricavi di capacity nelle quote relative ai singoli corrispettivi</i>	<i>25</i>
<i>3.4</i>	<i>Ripartizione ricavi derivante dai corrispettivi di bilanciamento .....</i>	<i>27</i>
<i>3.5</i>	<i>Meccanismo di perequazione .....</i>	<i>28</i>
<i>3.6</i>	<i>Aggiornamento annuale e garanzia dei ricavi .....</i>	<i>29</i>
<b>ALLEGATO A – BOZZA DEL PROVVEDIMENTO</b>		

# 1 INTRODUZIONE

## 1.1 Oggetto del secondo documento di consultazione

Nell'ambito del procedimento avviato dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) con deliberazione 28 aprile 2005, n. 78/05, ai fini della formazione di provvedimenti in materia di tariffe per l'attività di stoccaggio del gas per il secondo periodo di regolazione, ai sensi dell'articolo 23, commi 2 e 3 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, viene illustrato il presente documento di consultazione, il secondo dopo quello pubblicato il 14 dicembre scorso.

Il documento qui proposto non è sostitutivo del precedente ma integrativo e di approfondimento di tematiche affrontate solo in termini generici nel primo documento di consultazione.

Ai fini della determinazione delle tariffe per il secondo periodo di regolazione e alla luce degli esiti della consultazione, il documento sottopone a consultazione alcune opzioni attuabili con l'indicazione dell'opzione preferita dall'Autorità, dando per acquisito, a livello di base, che sia necessario:

- prevedere una tariffa unica nazionale e al contempo un meccanismo di perequazione che garantisca il recupero dei ricavi spettanti ad ogni impresa in modo da fornire adeguati incentivi al potenziamento delle infrastrutture esistenti e allo sviluppo dei nuovi giacimenti di stoccaggio;
- privilegiare un'articolazione dei corrispettivi che stimoli un corretto utilizzo delle disponibilità di stoccaggio da parte degli utenti e contestualmente incentivi le imprese di stoccaggio a rendere disponibili incrementi di capacità di punta di erogazione;
- introdurre una regolazione transitoria, finalizzata a favorire un incremento dell'offerta, in vista di un futuro mercato liberalizzato dei servizi di modulazione.

Il documento è così articolato:

- a) nel capitolo 2 sono descritti i criteri per la determinazione dei ricavi ammessi con l'approfondimento di alcuni punti specifici, tra i quali la valutazione del gas immobilizzato, il tasso di remunerazione del capitale investito e in particolare la determinazione del coefficiente Beta relativo all'attività di stoccaggio, nonché la remunerazione dei nuovi investimenti;
- b) nel capitolo 3 sono descritti i criteri adottati per la determinazione della struttura e articolazione tariffaria; sono affrontati i temi dell'adozione di una tariffa unica di stoccaggio e del meccanismo di perequazione, la definizione dell'articolazione dei corrispettivi nonché le modalità attraverso cui avviene la suddivisione dei ricavi in corrispettivi tariffari secondo un principio di *cost-reflectivity*, l'aggiornamento annuale e la garanzia dei ricavi;
- c) nell'Allegato A è riportata una bozza di articolato del provvedimento che risponde ai criteri generali e, in attesa degli esiti della seconda consultazione, prospetta le opzioni preferite dall'Autorità.

## *1.2 Applicazione della metodologia Air e tempi del procedimento*

Come già indicato nel primo documento di consultazione 14 dicembre 2005 “Criteri per la determinazione delle tariffe per l'attività di stoccaggio di gas naturale per il secondo periodo di regolazione” (di seguito: documento di consultazione 14 dicembre 2005), la presente consultazione si inserisce nell'ambito della sperimentazione triennale della metodologia di analisi d'impatto della regolazione (di seguito: Air).

Sulla base della procedura Air, la Direzione Tariffe ha operato una prima ricognizione tra le parti interessate ai fini di rilevarne le esigenze e raccoglierne le proposte in merito a un ventaglio di opzioni in cui potrebbe sostanzarsi la proposta regolativa. Effettuata tale ricognizione, la Direzione Tariffe ha presentato in data 14 dicembre un primo documento di consultazione contenente le criticità dello stoccaggio di gas in Italia e le possibili alternative di intervento previste per il secondo periodo di regolazione.

Il documento, illustrato anche in un seminario pubblico tenutosi l'11 gennaio scorso, è stato oggetto di osservazioni da parte di n. 9 soggetti:

- 2 imprese di stoccaggio: Edison Stoccaggio Spa e Stogit Spa;
- 1 associazione di categoria: Anigas;
- 1 impresa di trasporto: Snam Rete Gas Spa;
- 5 utenti e associazioni di utenti del servizio di stoccaggio: Edison Spa, Enel Spa, Energia Spa, Eni Spa - Divisione Gas & Power e Plurigas Spa.

La Direzione Tariffe ha preso in considerazione le osservazioni presentate (la sintesi dei contributi è stata pubblicata in data 14 febbraio 2006 sul sito internet dell'Autorità [www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it)) e ha operato ulteriori approfondimenti tecnici, così come richiesto dalla procedura Air, anche alla luce della recente sentenza del Consiglio di Stato che ha rigettato il ricorso presentato per l'annullamento delle deliberazioni dell'Autorità 27 febbraio 2002, n. 26/02 e 26 marzo 2002, n. 49/02.

Le osservazioni a questo secondo documento devono pervenire **entro e non oltre l'1 marzo p.v.**

Una volta analizzati i contributi presentati, l'Autorità provvederà ad emanare il provvedimento finale in tempo utile per l'avvio del prossimo anno termico dello stoccaggio (data indicativa della delibera: inizio marzo 2006).

## 2 CRITERI PER LA DEFINIZIONE DEI RICAVI AMMESSI

### 2.1 Modalità di determinazione del vincolo sui ricavi

La determinazione del vincolo sui ricavi rappresenta il riferimento nel rispetto del quale gli operatori possono fissare le tariffe di stoccaggio.

Il vincolo sui ricavi è calcolato come somma di:

- rendimento sul capitale investito netto;
- ammortamenti economico-tecnici calcolati sulla base del capitale investito lordo ai fini regolatori;
- costi operativi riconosciuti.

Nella definizione di tale vincolo l'Autorità, ritiene di:

- considerare il capitale investito netto come somma dell'attivo immobilizzato netto e del capitale circolante netto posto pari all'1 per cento dell'attivo immobilizzato netto;
- confermare il meccanismo di calcolo del costo storico rivalutato per la determinazione dell'attivo immobilizzato netto e della quota ammortamento, considerando gli *asset* per i quali il fondo ammortamento economico-tecnico, non abbia già coperto il valore lordo degli stessi;
- fare riferimento alle immobilizzazioni iscritte nel bilancio dal 1950 fino al 2005, rivalutati sulla base del deflatore degli investimenti fissi lordi;
- confermare le categorie di cespiti previste nel documento di consultazione 14 dicembre 2005, prevedendo la distinzione tra centrali di trattamento e centrali di compressione e l'introduzione della categoria relativa ai sistemi di misura, per la quale si propone una durata convenzionale pari a 20 anni. La durata convenzionale tariffaria per i fabbricati e le centrali di trattamento è definita rispettivamente pari a 40 e 25 anni, salvo per i fabbricati e le centrali di trattamento iscritti a bilancio fino all'anno 2005 per i quali, ai fini del calcolo del capitale investito netto, si utilizza una durata convenzionale rispettivamente pari a 50 e 20 anni;
- determinare i costi operativi riconosciuti con riferimento alle spese ricorrenti effettivamente sostenute nell'esercizio 2005, al netto dei costi relativi ai consumi tecnici delle centrali di compressione e trattamento, allocati direttamente agli utenti del sistema dello stoccaggio;
- prevedere che le imprese di stoccaggio diano evidenza del metodo utilizzato e del valore dei costi per chiusure minerarie e smantellamento per singoli giacimenti;
- prevedere, ai fini della determinazione dei costi operativi riconosciuti nel prossimo periodo di regolazione, l'applicazione del criterio del *profit sharing*.

<p><u>Punto di discussione n. 1.</u> Si condivide la durata convenzionale pari a 20 anni dei sistemi di misura? In alternativa quale durata si ritiene più idonea e per quali motivi?</p>
---

## 2.2 Valorizzazione del gas immobilizzato

Per quanto riguarda il gas naturale di proprietà dell'impresa di stoccaggio presente nei giacimenti attivi, economicamente estraibile con le infrastrutture esistenti, al netto del volume di gas la cui estrazione non risulta possibile per motivi tecnico-minerari o in base a disposizioni emanate dal Ministero delle attività produttive, o in forza di vincoli ambientali o territoriali, l'Autorità ha analizzato diverse opzioni di valorizzazione percorribili.

Prima di tutto va precisato che il metodo del costo storico rivalutato impone che il valore degli *asset* sia individuato facendo riferimento al costo storico originario di acquisizione, al netto di eventuali rivalutazioni o svalutazioni. Stante questa premessa, possono sorgere problemi di identificazione del costo originario di acquisizione, ove sia intervenuto un conferimento dei beni ad una nuova società e ove i beni conferiti non derivino da una originaria acquisizione a valori di mercato.

Nel primo periodo di regolazione, ai fini della determinazione del capitale investito netto dell'attività di stoccaggio, l'Autorità ha valorizzato il suddetto volume di gas al valore iscritto nel bilancio di chiusura del 2001, al netto dei fondi di rettifica relativi al valore del gas. Tale metodo previsto dalla deliberazioni n. 26/02, confermato anche recentemente dalla sentenza del Consiglio di Stato, muoveva dal riconoscimento di un costo opportunità del gas, nel rispetto dei principi di valutazione del capitale investito.

Si ricorda, infatti, che a seguito del conferimento del gas da Eni S.p.A (di seguito: Eni) a Stogit S.p.A. (di seguito: Stogit), si è originata una plusvalenza che è stata gestita in regime di esenzione d'imposta. Stogit ha pertanto stanziato nel bilancio dell'esercizio 2001 un fondo per imposte differite pari al 39,25% circa alle plusvalenze derivanti dalla differenza tra il valore fiscale e il valore corrente delle immobilizzazioni conferite.

Il fondo imposte differite accantonato da Stogit è stato poi successivamente oggetto di una riduzione per effetto della revisione dei valori di conferimento ai sensi dell'articolo 2343, 3° comma del Codice Civile, operata dall'impresa nell'esercizio 2002.

Nell'esercizio 2003 Stogit ha proceduto alla contabilizzazione dell'imposta di circa 154 milioni di euro derivante dall'operazione di affrancamento dei maggiori valori fiscali rispetto ai valori civilistici degli *asset* conferiti a Stogit, con un'aliquota del 9%. In conseguenza all'inferiore valore di aliquota applicato, la parte risultante eccedente del fondo imposte differite accantonato è stata rilasciata, determinando nell'esercizio 2003 un effetto economico positivo totale di 511 milioni di euro.

Relativamente a Edison Stoccaggio, invece, essendo il gas presente nei giacimenti di origine esogena, non si è mai rilevata la presenza di alcun fondo imposte differite iscritto a bilancio.

Alla luce di quanto sopra riportato, le opzioni di valorizzazioni del gas analizzate sono state individuate nelle ipotesi alternative di:

- mantenere, in un'ottica di continuità regolatoria, una valutazione del gas con riferimento al costo riconosciuto nel primo periodo di regolazione opportunamente rivalutato (metodo 1);
- introdurre il metodo del costo storico rivalutato, in coerenza con i criteri comunemente adottati dalla disciplina tariffaria del gas (metodo 2);

- introdurre il metodo del costo di scoperta, nella dizione inglese *market value of reserve in-ground*, ovvero il valore minimo del prezzo di riferimento che ha reso economicamente conveniente investire risorse finanziarie in nuova capacità estrattiva in relazione al costo di scoperta della riserva addizionale (metodo 3);
- utilizzare il valore del gas iscritto nel bilancio dell'esercizio 2005 (metodo 4).

Di seguito si presentano le metodologie di calcolo delle opzioni alternative prese in considerazione.

### Metodo 1

Il primo metodo prevede la valorizzazione del gas con riferimento al costo riconosciuto nel primo periodo di regolazione rivalutato con il deflatore degli investimenti fissi lordi.

Tale metodologia permette di mantenere continuità con il metodo utilizzato nel primo periodo e al contempo evitare la circolarità tra le scelte regolatorie e le operazioni finanziarie o di bilancio realizzate successivamente alla definizione dei parametri tariffari.

Nel caso di incrementi del volume di gas, tale gas sarà valorizzato al costo di acquisto contabilizzato; nel caso invece di riduzione del volume, il valore del gas sarà ridotto per le quote di costo corrispondenti ad esso riferite.

L'applicazione di tale metodo porta a una valorizzazione del gas di circa 8,18 eurocent/mc per Stogit, tenuto conto della rivalutazione del gas con riferimento all'anno 2001, e di circa 14,34 eurocent/mc per Edison Stoccaggi (Tabella 1).

### Metodo 2

Il secondo metodo consiste nell'applicazione del costo storico rivalutato, calcolato con riferimento al valore originario di acquisto del gas nell'anno di effettiva rilevazione o acquisto. Si rileva che l'introduzione di tale metodologia, oltre a presentare i vantaggi del primo metodo illustrato, permetterebbe di allineare i criteri di determinazione del capitale investito netto dell'attività di stoccaggio ai criteri tariffari definiti per la valorizzazione degli *asset* nei settori del gas e dell'elettricità.

Con riferimento a Stogit, si rileva che il gas oggetto di conferimento risultava solo in parte precedentemente contabilizzato nel bilancio 2001 di Eni, a un valore di circa 2,08 eurocent/mc. Tenuto conto dei quantitativi di gas valorizzati pari a zero nel bilancio e del deflatore degli investimenti fissi lordi, il valore del gas risulta pari a 1,34 eurocent/mc.

Con riferimento a Edison Stoccaggi, essendo il gas costituito da gas esogeno acquistato, il valore calcolato considerando la stratificazione del gas negli anni e i relativi prezzi di acquisto e trasporto, si perviene ad un valore rivalutato di circa 15,40 eurocent/mc.

### Metodo 3

Il metodo del "costo di scoperta" fornisce il valore economico minimo che ha reso economicamente conveniente investire risorse finanziarie in nuova capacità estrattiva. Tale metodologia, adottata nei criteri di valutazione economica dell'industria petrolifera sia a livello microeconomico che a livello macroeconomico, si presta ad essere impiegato anche nella valorizzazione economica del *cushion gas*, ovvero di una riserva

di gas economicamente estraibile che si è deciso di non estrarre ma di mantenere nel giacimento al servizio dell'attività di stoccaggio.

Questa metodologia trova fondamento nel concetto di prezzo marginale d'offerta (valore "in-ground" della riserva) che è dato dalla somma dei costi unitari di sviluppo ed operativi, aumentati del costo-opportunità di produrre oggi una unità di greggio o di gas naturale rispetto alla decisione di produrla in un tempo futuro. Il costo-opportunità, che è pari alla differenza tra il valore "in-ground" della riserva ed il costo di sviluppo della stessa, è noto in letteratura con il nome di *user cost*.

Il valore economico "limite inferiore" della riserva è pertanto ottenuto attualizzando il flusso di cassa generato dalla produzione estratta. Sulla base di stime relative agli investimenti sostenuti da Agip S.p.A. per scoprire e sviluppare riserve di idrocarburi in Italia e del relativo flusso di produzione nel periodo 1977-1990, nell'ipotesi di adottare un saggio di declino a percentuale costante della produzione pari a 5,64%, si identifica un valore "limite inferiore" compreso tra 8,25 e 8,44 eurocent/mc, a seconda dell'utilizzo di un tasso di attualizzazione dei flussi di cassa tra 6,9% e 7,2%

Una variante della metodologia appena descritta (metodo 3b) è quella di applicare il costo di scoperta ai soli quantitativi di gas il cui valore iscritto a bilancio non derivi da acquisizioni esogene, cioè non sia espressione di valori di mercato. In tale modo verrebbero infatti eliminate le interferenze tra le scelte di valorizzazione degli *asset* ai fini tariffari e le operazioni finanziarie e di bilancio delle imprese regolate, garantendo al contempo la remunerazione al costo effettivo dei volumi acquistati sulla base di procedure di mercato trasparenti.

#### Metodo 4

Un ulteriore metodo consiste nel far riferimento al valore attualmente iscritto nel bilancio dell'esercizio 2005, pari a 8,11 eurocent/mc per Stogit e 12,44 eurocent/mc per Edison Stoccaggi.

Tale metodo, che permette di individuare facilmente il valore da utilizzare, non risulta conforme ai principi regolatori utilizzati dall'Autorità. La contabilità regolatoria prescinde infatti dalle valutazioni patrimoniali effettuate su basi contabili dipendenti dalle politiche di bilancio.

Nella tabella 1 si riporta una sintesi dei valori individuabili con le opzioni considerate.

**Tabella 1 – Valutazione del gas**

<b>Metodo</b>	<b>Stogit (eurocent/mc)</b>	<b>Edison S. (eurocent/mc)</b>	<b>Media pesata Stogit e Edison S. (eurocent/mc)</b>
1 - Valore I° periodo rivalutato	8,18	14,34	8,31
2 - Costo storico rivalutato	1,34	15,40	1,64
3a - Costo di scoperta	8,25-8,44		
3b - Costo di scoperta	5,01	15,40	5,24
4 - Valore di bilancio 2005	8,11	12,44	8,20

Alla luce di quanto sopra si ritiene preferibile l'applicazione del metodo 1, in quanto coerente sul piano formale e sostanziale con le impostazioni adottate nel primo periodo di regolazione e confermate in sede giurisdizionale dalle sentenze del TAR Lombardia e del Consiglio di Stato, il cui valore risulta inoltre in linea con quello ottenuto attraverso la determinazione del costo di scoperta ovvero dei valori di bilancio 2005.

*Punto di discussione n. 2. Si condivide la metodologia proposta per il calcolo della valorizzazione del gas immobilizzato? Si ritiene opportuno procedere alla rivalutazione del costo storico del gas iscritto a bilancio? In caso di risposta affermativa, quale indice di rivalutazione si propone e per quale motivo?*

### 2.3 Il tasso di remunerazione del capitale investito

L'Autorità intende confermare la formula di calcolo del tasso di remunerazione descritta nel documento di consultazione 14 dicembre 2005.

Ritiene che il livello di rischio dell'attività di stoccaggio debba essere definito in coerenza con le specificità operative di tale attività, alla luce delle proposte di modifica dell'assetto tariffario (garanzia dei ricavi, tariffa unica nazionale) riconoscendo implicitamente una differente rischiosità di tale attività rispetto a quella del trasporto.

A tal fine, in un ottica di continuità con le scelte adottate nella regolazione dell'attività di trasporto, si prevede di:

- utilizzare quale parametro relativo al rendimento delle attività prive di rischio la media di 12 mesi (1 gennaio 2004 – 31 dicembre 2004) dei rendimenti lordi del *BTP decennale benchmark* rilevato dalla Banca d'Italia, posto pari al 4,259%;
- confermare un valore di *MRP* pari al 4%;
- considerare un rapporto tra debito e capitale di rischio pari a 0,7 per tener conto della necessità di nuovi investimenti necessari all'ampliamento delle infrastrutture di stoccaggio;
- utilizzare un valore di  $\beta_{levered}$  compreso nell'intervallo tra 0,6 e 0,7 alla luce delle valutazioni di cui al paragrafo 2.3.1;
- riconoscere all'attività di stoccaggio uno *spread* pari a quello definito per la remunerazione delle attività di trasporto e distribuzione del gas, che si attesta su un valore pari a 0,41%.

I parametri utilizzati ai fini del calcolo del tasso di rendimento del capitale investito netto riconosciuto sono riassunti nella tabella 2.

**Tabella 2 - Parametri per la determinazione del tasso di rendimento del capitale investito riconosciuto**

<b>Parametro</b>	<b>Descrizione</b>	<b>Stoccaggio</b>
$r_f$	Tasso nominale delle attività prive di rischio	4,259
$\beta_{levered}$	Rischio sistematico attività	0,6 – 0,7
$MRP$	Premio di mercato (%)	4
$K_d$ (nominale)	Rendimento capitale di debito (%)	4,669
$T$	Aliquota fiscale (%)	40
$T_c$	Scudo fiscale (%)	33
$R_{pi}$	Inflazione tendenziale media (%)	1,7
<b>WACC</b>	<b>Costo medio ponderato del capitale (%)</b>	<b>6,9 – 7,2</b>

*Punto di discussione n. 3. Si ritengono condivisibili i valori e gli intervalli sopra riportati? In caso contrario per quale motivo? Quale valore del WACC risulta più idoneo?*

### 2.3.1 La determinazione del coefficiente Beta relativo all'attività di stoccaggio

Il livello di rischio sistematico dell'attività è rappresentato dal coefficiente  $\beta_{unlevered}$ , che misura la volatilità del rendimento delle attività regolamentate rispetto al rendimento medio di mercato. In base alla prassi corrente tale coefficiente può essere determinato sulla base di serie storiche rilevate quotidianamente, settimanalmente o mensilmente e che fanno riferimento ad un periodo di rilevazione che varia solitamente dai tre ai cinque anni. Tuttavia, se l'impresa non è quotata non è possibile calcolare il coefficiente  $\beta_{unlevered}$  partendo dalle osservazioni di mercato. Inoltre, attualmente, sia in Europa che negli Stati Uniti non si rilevano società quotate in borsa che svolgono l'attività di stoccaggio del gas come attività caratteristica esclusiva in quanto la prevalenza delle imprese risulta verticalmente integrata.

In assenza di informazioni finanziarie relative a società che svolgono attività di stoccaggio, è stato stimato il rischio specifico dello stoccaggio secondo tre metodologie alternative di seguito presentate.

#### Metodo 1

Il primo metodo si propone di pervenire all'identificazione del rischio specifico delle attività di stoccaggio sulla base di un'analisi comparativa che confronta due campioni di imprese quotate, opportunamente individuate all'interno di un mercato che abbia caratteristiche regolatorie e strutturali analoghe al mercato italiano. Il primo campione

comprende società che svolgono le sole attività di trasporto e distribuzione del gas, mentre nel secondo campione rientrano società che oltre alle attività di trasporto e distribuzione svolgono anche l'attività di stoccaggio del gas. L'applicazione di tale procedura ha presentato alcune criticità.

Innanzitutto diventa difficile individuare un campione di imprese quotate che operi in un contesto strutturale analogo. Occorre tener presente infatti che ad oggi gli stoccaggi italiani sono sottodimensionati, ovvero caratterizzati da una forte carenza di offerta. Inoltre, le caratteristiche tecniche dei campi differiscono fortemente da quelle prevalenti nel resto d'Europa. Infine, dato il numero estremamente esiguo di società europee quotate di trasmissione o distribuzione gas che svolgono anche attività di stoccaggio in giacimenti esauriti, non è stato possibile costruire un campione di riferimento europeo. Tale considerazione ha reso necessario analizzare i coefficienti Beta di società statunitensi più simili dal punto di vista delle caratteristiche tecniche dei campi seppure operanti in un contesto regolatorio ed economico profondamente diverso da quello europeo. L'analisi condotta su due campioni che racchiudono le principali imprese statunitensi dei settori oggetto d'analisi ha messo tuttavia in evidenza che il coefficiente Beta medio delle società che svolgono anche l'attività di stoccaggio (Tabella 3) è inferiore al Beta delle società che non svolgono tale attività (Tabella 4). Lo stoccaggio consente infatti a trasportatori e distributori di ridurre il rischio d'impresa attraverso la diversificazione. L'analisi evidenzia inoltre l'estrema variabilità dei coefficienti di rischio che risentono della diversificazione delle attività e dei mercati delle società analizzate.

**Tabella 3 – Società di trasporto/distribuzione gas con stoccaggio**

	Beta unlevered
Agl Resources	0,43
Centerpoint Energy	0,67
Corning Natural Gas	0,14
Delta Natural Gas	0,14
Dominion Resources	0,51
Duke Energy	0,86
El Paso	1,17
Enterprise Products Partners	0,30
Keyspan	0,39
Kinder Morgan Energy Partners	0,32
National Fuel Gas	0,54
Northwest Natural Gas	0,26
Oneok	0,59
Peoples Energy	0,28
Piedmont Natural Gas	0,45
Puget Energy	0,25
Questar	0,88
Sempra Energy	0,72
Southern Union	0,58
Southwest Gas	0,40
Western Gas Resources	1,01
<b>Media</b>	<b>0,52</b>
Deviazione standard	0,28

**Tabella 4 - Società di trasporto/distribuzione gas senza stoccaggio**

	Beta unlevered
Blue Dolphin Energy	0,81
Enbridge Energy Partners	0,19
Equitable Resources	0,60
Florida Public Utilities	0,39
Nicor	0,80
Northern Border Partners	0,22
Southwest Energy	1,05
Tengasco	0,98
Ugi	0,38
<b>Media</b>	<b>0,60</b>
Deviazione standard	0,30

## Metodo 2

Il secondo metodo è basato sul calcolo del coefficiente Beta di tipo “divisionale” applicato solitamente per ricostruire partendo “dal basso” il coefficiente Beta di un’impresa regolata che appartiene ad un gruppo quotato in Borsa e che opera in settori di attività diversificate. Tale metodo prevede infatti che nel caso sia possibile individuare gli *asset* dedicati alle differenti attività e che, nello stesso tempo, sia possibile avere delle stime attendibili dei coefficienti Beta (*unlevered*) relativi alle diverse attività, il Beta complessivo può essere ricavato come media ponderata dei coefficienti Beta inerenti alle diverse attività. I pesi per la ponderazione potrebbero in questo caso essere determinati dall’importanza relativa delle differenti attività misurata dagli asset che vengono loro allocati. Ad esempio si ipotizzi di voler determinare il coefficiente Beta di un’attività regolata realizzata da una società che svolge altre due attività non regolate e di cui si conosce il coefficiente Beta complessivo in quanto la società capogruppo è quotata in Borsa. In questo caso il Beta complessivo è dato dalla media pesata per gli asset investiti nelle diverse attività ( $A_1, A_2, A_{reg}$ ).

$$\beta = \beta_{reg} \frac{A_{reg}}{A_{reg} + A_1 + A_2} + \beta_1 \frac{A_1}{A_{reg} + A_1 + A_2} + \beta_2 \frac{A_2}{A_{reg} + A_1 + A_2}$$

da cui è possibile calcolare il  $\beta_{reg}$

$$\beta_{reg} = \frac{\beta(A_{reg} + A_1 + A_2)}{A_{reg}} - \beta_1 \frac{A_1}{A_{reg}} - \beta_2 \frac{A_2}{A_{reg}}$$

Nel caso dell’attività di stoccaggio per applicare il metodo in oggetto sarebbe necessario partire dal Beta complessivo del gruppo Eni e, dopo aver individuato le attività rilevanti della capogruppo, stimare i relativi Beta partendo dai Beta di società comparabili che svolgono lo stesso tipo di attività. È da notare che il metodo divisionale non richiede osservazioni passate sui prezzi del titolo, inoltre la stima del Beta che si ottiene riflette più da vicino le caratteristiche correnti dell’impresa, in particolare con riguardo al peso delle differenti attività e alla struttura finanziaria, superando il problema che si presenta stimando il Beta da passate osservazioni su un arco di tempo più o meno lungo. Tuttavia l’applicazione di tale metodo per la stima del coefficiente Beta dell’impresa di stoccaggio appare particolarmente complessa e soggetta a margini d’errore estremamente elevati per due ordini di motivi. Innanzitutto poiché il peso dell’attività di Stogit sul capitale investito dell’Eni è estremamente ridotto, un piccolo errore nella stima dei coefficienti delle altre attività si traduce in un errore rilevante per quanto riguarda il Beta dello Stoccaggio. In secondo luogo, la stima dei coefficienti delle altre attività potrebbe essere inficiata dalla scelta e dalla stima dei coefficienti delle società *comparators* che nel caso dell’Eni operano in mercati internazionali con caratteristiche strutturali ed economiche profondamente differenti da quelle del mercato italiano. Tali differenze potrebbero prevedibilmente causare una differente rischiosità del titolo e conseguentemente rendere non attendibile la stima dei coefficienti Beta della società capogruppo.

Ne sono la riprova i valori risultanti dall’applicazione del metodo come evidenziato dalla seguente analisi valutativa. In primo luogo si è proceduto ad attribuire i valori dei beta levered alle attività diverse dallo stoccaggio in cui opera Eni. In particolare, per le

attività di trasmissione e distribuzione del gas si sono assunti i valori dei beta desumibili dall'andamento dei titoli di Snam Rete Gas e Italgas, mentre per le restanti attività si sono ricostruiti dei campioni di società operanti nel relativo settore; a tale scopo si sono considerate le società con attività caratteristiche simili a quelle di Eni, operanti a livello internazionale.

La tabella 5 riporta i valori dei beta levered derivanti dall'analisi.

**Tabella 5 – Valori beta levered per ramo di attività**

Rami di attività	Campo di variazione	Valore assunto
Exploration & Production, Refining & Marketing	0,60 - 0,82	0,73
Petrochimica	0,47 - 1,04	0,73
Ingegneria e Costruzioni	0,99 - 1,43	1,21
Corporate, altro	0,72	0,72
Gas & Power		
Stoccaggio		
Trasporto gas	0,29	0,29
Distribuzione gas	0,64	0,64
Energia Elettrica	0,13 - 1,30	0,70
Eni	0,72	0,72

Per la definizione del peso da assegnare alle diverse attività si è proceduto ad una scomposizione dei dati di bilancio consolidato di Eni, attribuendo le immobilizzazioni materiali nette e le partecipazioni finanziarie alle differenti attività. La tabella 6 raccoglie i pesi percentuali risultanti dall'analisi, sotto l'ipotesi di considerare per l'attività di stoccaggio le immobilizzazioni al netto del *cushion gas* (ipotesi 1) o al lordo (ipotesi 2).

**Tabella 6 – Pesatura per ramo di attività (in %)**

Rami di attività	Ipotesi 1	Ipotesi 2
Exploration & Production, Refining & Marketing	60,71%	59,76%
Petrochimica	3,48%	3,43%
Ingegneria e Costruzioni	4,23%	4,17%
Corporate, altro	2,60%	2,56%
Gas & Power		
Stoccaggio	1,89%	3,44%
Trasporto gas	14,50%	14,27%
Distribuzione gas	6,33%	6,23%
Energia Elettrica	6,26%	6,16%
Totale	100,00%	100,00%

Sulla base dell'analisi svolta il valore da attribuire al beta levered dello stoccaggio risulterebbe pari a 2,89 sotto l'ipotesi 1 e a 1,90 sotto l'ipotesi 2.

Per verificare la criticità insita in tale risultato è stata effettuata un'analisi di sensitività ipotizzando piccole variazioni del parametro beta relativo all'attività di Exploration & Production e di Refining & Marketing (vedi tabella 7).

**Tabella 7 – Analisi di sensitività del parametro Beta**

		Ipotesi 1		Ipotesi 2	
		Beta stoccaggio	Differenza %	Beta stoccaggio	Differenza %
Valore assunto	0,73	2,89	-	1,90	-
Valore assunto + 5%	0,77	1,72	-40,6%	1,26	-33,5%
Valore assunto - 5%	0,69	4,06	40,6%	2,53	33,5%
Valore minimo del campione	0,60	7,08	144,8%	4,16	119,6%
Valore massimo del campione	0,82	0,01	-99,6%	0,34	-82,3%

Si vede chiaramente che, limitando l'analisi all'ipotesi 1, i valori estremi del campione portano a valori di Beta riferiti all'attività di stoccaggio in un intervallo variabile compreso tra 0,01 e 7,08. Una minima variazione del valore assunto pari a  $\pm 5\%$  porta ad una variazione del risultato del beta del  $\pm 40\%$ .

### Metodo 3

Infine il terzo metodo prevede di valutare la rischiosità dell'attività di stoccaggio tenendo conto delle specificità dell'attività (rischio minerario, durata della concessione, rischio climatico), alla luce delle proposte di modifica dell'assetto tariffario (garanzia dei ricavi, tariffa unica nazionale). In particolare, occorre rilevare che in un contesto di scarsità d'offerta con l'applicazione di una tariffa unica e il riconoscimento della garanzia sui ricavi analoga a quella concessa alle imprese di trasporto, per i prossimi anni non vi sarà nessuna concorrenza nel settore dello stoccaggio. Si ritiene inoltre che il rischio climatico a cui è esposta la società di stoccaggio sia superiore al rischio climatico a cui è esposta la società di trasporto. Per quest'ultima gli effetti legati ad un'eventuale riduzione dei volumi causata da una temperatura meno rigida sono contenuti in quanto non influiscono sul consumo di base. Per contro, gli effetti di una maggiore temperatura sulla società di stoccaggio sono superiori e incidono sulla totalità del volume stoccato. Tuttavia l'influenza di tale rischio sulla determinazione del Beta è comunque contenuta in quanto si riflette esclusivamente sul recupero dei costi operativi.

Per quanto riguarda il rischio minerario si ritiene:

1. che non incida significativamente sulla volatilità del titolo e quindi sul Beta,
2. che riguardi principalmente i nuovi investimenti,
3. che possa influenzare il market risk premium.

Conseguentemente tale rischio risulta coperto dagli incentivi previsti per i nuovi investimenti.

Si ritiene dunque che l'attività di stoccaggio avrà per i prossimi periodi regolatori una rischiosità leggermente superiore a quella del trasporto con un  $\beta_{unlevered}$  compreso nell'intervallo tra 0,41 e 0,47.

#### 2.4 Incentivi ai nuovi investimenti

L'Autorità conferma la previsione contenuta nel documento per la consultazione 14 dicembre 2005 di fornire adeguati incentivi allo sviluppo delle infrastrutture e alla realizzazione di nuova capacità di stoccaggio coerente con le esigenze di sviluppo della domanda, in quanto tale sviluppo costituisce una condizione necessaria per favorire il processo di liberalizzazione e per garantire la sicurezza del sistema nazionale del gas.

Alla luce di quanto sopra, agli investimenti che saranno effettuati nel corso del secondo periodo di regolazione a partire dall'esercizio 2006, l'Autorità intende riconoscere una componente di ricavo addizionale  $RSNI_t$ , che remunererà in misura maggiore, rispetto a quanto già previsto per il capitale investito esistente, il valore degli incrementi patrimoniali relativi ai nuovi investimenti, compatibili con l'efficienza e la sicurezza del sistema e coerenti con criteri di economicità, realizzati annualmente.

A ciascuna tipologia di nuovi investimenti sono attribuiti incrementi del tasso di remunerazione del capitale investito e relative durate del riconoscimento come di seguito indicato:

- a) T=1 investimenti non destinati allo sviluppo e all'espansione della capacità di stoccaggio, a cui non sono riconosciuti incrementi del tasso di remunerazione (investimenti di sostituzione); in questa categoria rientrano gli interventi per il *work over* dei pozzi e quelli destinati alla sicurezza e alla qualità;
- b) T=2 investimenti destinati al potenziamento e allo sviluppo delle capacità di stoccaggio, di spazio e di punta, dei giacimenti di stoccaggio a regime (ad esempio tramite l'estensione dello stoccaggio ad altri livelli nell'ambito delle concessioni in esercizio o l'incremento della pressione massima di stoccaggio oltre il livello della pressione originaria di giacimento), e per la messa a regime dei giacimenti di stoccaggio in fase di sviluppo, eserciti a un livello di pressione inferiore al 90% della pressione originaria di giacimento: 3% per 5-7 anni;
- c) T=3 investimenti destinati alla realizzazione di nuovi giacimenti di stoccaggio e impianti di *peak shaving*: 3% per 10-15 anni.

Punto di discussione n. 4. *Si ritiene condivisibile la proposta relativa alla definizione delle tipologie di nuovi investimenti? In caso di risposta negativa per quale motivo? Quale classificazione alternativa e quali criteri si propongono e per quale motivo?*

Punto di discussione n. 5. *Si ritiene condivisibile la proposta relativa alla durata del riconoscimento della componente di ricavo riconducibile all'incremento del tasso di remunerazione per i nuovi investimenti e ai valori dell'incremento del tasso di remunerazione medesimo? In caso di risposta negativa, per quale motivo e quali alternative si propongono?*

Rispetto alla proposta presentata nel documento per la consultazione 14 dicembre 2005 si è ritenuto opportuno apportare le seguenti modifiche:

- unificare in un'unica tipologia le categoria relativa agli investimenti destinati al potenziamento e allo sviluppo delle capacità di stoccaggio dei giacimenti a regime esistenti, non distinguendo tra potenziamenti per la capacità di spazio e per la capacità di punta, in quanto generalmente i progetti di sviluppo comportano l'incremento di entrambe le prestazioni del sistema di stoccaggio
- riconoscere alla tipologia di investimenti destinati al potenziamento e allo sviluppo delle capacità di stoccaggio, una remunerazione pari a quella prevista per i nuovi giacimenti di stoccaggio, in modo che tali investimenti diventino prioritari nei piani di sviluppo delle società di stoccaggio rispetto a quelli relativi allo sviluppo di nuove concessioni di stoccaggio, caratterizzate da tempi realizzativi decisamente superiori; in tal modo si intende favorire lo sviluppo nel più breve tempo possibile delle disponibilità di stoccaggio a garanzia della sicurezza del sistema nazionale del gas;
- ricomprendere la categoria degli investimenti per l'ottimizzazione dei giacimenti, ivi compresi gli investimenti per la riduzione delle perdite o degli spillamenti di gas, negli investimenti per gli aumenti di capacità in quanto l'effetto utile finale è equivalente ad un aumento di capacità di spazio o di punta.

Per quanto riguarda i quantitativi di *cushion gas* impiegato ai fini dello sviluppo, si ritiene opportuno che esso venga valorizzato con riferimento al costo effettivo sostenuto per l'acquisto del gas indicato entro un tetto massimo costituito dalla media dell'indice QE dell'anno di immissione al quale aggiungere gli eventuali costi sostenuti per il trasporto del gas verso l'*hub* stoccaggio. In alternativa, l'impresa di stoccaggio può indire una procedura d'asta ad evidenza pubblica per l'acquisto del *cushion gas* di sviluppo, in analogia con quanto previsto per le eventuali quantità addizionali acquistate per il servizio di stoccaggio strategico dall'impresa di stoccaggio.

Ai fini del riconoscimento degli incentivi tariffari per lo sviluppo delle infrastrutture di stoccaggio si ritiene opportuno predisporre meccanismi di verifica in relazione all'effettivo incremento delle prestazioni e delle capacità di stoccaggio che l'impresa rende disponibili al sistema a seguito degli investimenti effettuati.

Le imprese di stoccaggio pertanto comunicano annualmente al Ministero delle attività produttive e all'Autorità gli investimenti programmati per il quadriennio, distinti per le tipologie di investimento sopra individuate, con le seguenti indicazioni:

- una descrizione dettagliata degli interventi previsti per il potenziamento delle capacità di stoccaggio, per ciascun giacimento di stoccaggio e il relativo costo di investimento previsto distinto per categoria di cespiti;
- incrementi di capacità di stoccaggio associata agli interventi, in termini di volume di *working gas* e di disponibilità di punta in fase di iniezione/erogazione per ciascun giacimento di stoccaggio;
- tempi previsti per lo sviluppo del progetto, con distinzione dei tempi tecnici per la realizzazione delle opere e dei tempi stimati per l'ottenimento delle autorizzazioni;

Il programma di sviluppo deve essere inoltre coerente con le istanze di modifica al programma lavori e di autorizzazione all'ampliamento della capacità di stoccaggio

presentate dall'impresa di stoccaggio al Ministero delle attività produttive e all'UNMIG competente, ai sensi rispettivamente degli articoli 7 e 8 del Disciplinare Tipo delle concessioni di stoccaggio.

La verifica dell'attuazione del programma di sviluppo e dell'incremento delle capacità di stoccaggio avviene con riferimento ai dati e alle informazioni che i titolari delle concessioni trasmettono al Ministero delle attività produttive e all'Autorità annualmente ai sensi dell'articolo 18 del Disciplinare Tipo e alle capacità di stoccaggio che vengono pubblicate ai sensi dell'articolo 5 della deliberazione 21 giugno 2005, n. 119/05 (di seguito: deliberazione n. 119/05).

Per quanto riguarda la tipologia T=2 relativa agli investimenti destinati al potenziamento e allo sviluppo delle capacità di spazio e punta dei giacimenti di stoccaggio in esercizio, si ritiene opportuno introdurre vincoli in merito all'ammissibilità dell'investimento al trattamento incentivante e alla definizione del momento a partire dal quale viene riconosciuto tale trattamento.

In merito all'ammissibilità, al fine di evitare di riconoscere incentivi anche nei casi in cui le imprese di stoccaggio mettano a disposizione quantitativi ridotti di capacità di stoccaggio, si ritiene opportuno prevedere l'applicazione del trattamento incentivante ai soli progetti che prevedono incrementi minimi di capacità.

Le soglie minime proposte per l'applicazione dell'incremento di remunerazione, sono:

- per la disponibilità della capacità di punta in fase di erogazione un valore pari ad almeno 1,5 Mmc/g, oppure, in alternativa, un incremento superiore al 50% dell'attuale disponibilità;
- per la disponibilità della capacità di spazio, un valore pari ad almeno 150 Mmc, oppure, in alternativa, un incremento superiore al 50% dell'attuale disponibilità.

Nel caso in cui gli investimenti destinati al potenziamento e allo sviluppo delle capacità di stoccaggio dei giacimenti in esercizio abbiano durata pluriennale, il riconoscimento del trattamento incentivante (incremento del tasso di remunerazione e relativa durata di tale incremento) avviene a partire dalla messa a disposizione di almeno il 90% della capacità di sviluppo prevista a progetto e comunicata dall'impresa di stoccaggio nel programma di sviluppo. Fino a tale momento, agli investimenti realizzati è riconosciuto un tasso di remunerazione indicato nel paragrafo 2.3.

Per quanto attiene il calcolo del vincolo sui ricavi per le imprese che avviano nel secondo periodo di regolazione l'attività di stoccaggio attraverso nuovi giacimenti si conferma quanto proposto nella precedente consultazione.

*Punto di discussione n. 6. Si ritengono condivisibili i valori di incrementi minimi di capacità di stoccaggio proposti per l'ammissibilità degli investimenti della tipologia T=2 al trattamento tariffario incentivante? In caso di risposta negativa per quale motivo? Quali valori si propongono in alternativa e per quale motivo?*

*Punto di discussione n. 7. Si ritiene condivisibile la proposta relativa al momento a partire dal quale avviene il riconoscimento della componente di ricavo riconducibile all'incremento del tasso di remunerazione per gli investimenti della tipologia T=2? In caso di risposta negativa, per quale motivo e quali alternative si propongono?*

### **3 STRUTTURA E ARTICOLAZIONE TARIFFARIA**

#### *3.1 Tariffa unica nazionale*

Alla luce degli obiettivi di sviluppo del sistema precedentemente descritti, si propone per il secondo periodo di regolazione l'adozione di una tariffa unica di stoccaggio nazionale e l'introduzione di un meccanismo perequativo che assicuri comunque alle singole imprese ricavi coerenti con i vincoli riconosciuti, precludendo la possibilità per le imprese che gestiscono giacimenti di stoccaggio non ancora a regime o ne sviluppano di nuovi, di determinare liberamente le proprie tariffe.

Nel corso del primo periodo di regolazione, infatti, si rileva che la libertà tariffaria riconosciuta non ha incentivato e determinato la realizzazione degli incrementi di capacità potenzialmente sviluppabili e l'assetto del mercato non ha portato allo sviluppo di nuovi elementi di flessibilità.

Si ritiene che, alla luce della carenza di offerta di stoccaggio, confermata anche recentemente dall'inadeguatezza degli stoccaggi di far fronte ad un'eventuale contemporaneità di un'emergenza climatica e geopolitica, l'introduzione di una tariffa unica nazionale accompagnata da un meccanismo di perequazione garantisca pari opportunità alle imprese di stoccaggio di avere utenti del servizio e quindi di remunerare gli investimenti finalizzati a incrementare la disponibilità di stoccaggio futura, in particolare per lo sviluppo delle nuove concessioni.

Infatti, le tariffe per impresa relative ai soggetti assegnatari delle nuove concessioni di stoccaggio, alla luce degli investimenti necessari e dei tempi di regimazione, presenterebbero livelli tali da pregiudicare il conferimento della capacità disponibile, ovvero non garantirebbero il recupero dei costi sostenuti.

Tale scelta ha carattere transitorio in attesa che, anche a fronte degli incentivi riconosciuti per la realizzazione di nuovi investimenti, si sviluppi un mercato liberalizzato dei servizi di modulazione e, nel medio-lungo termine, si inneschi una vera competizione sui prezzi che consenta al nostro Paese di diventare un vero e proprio *hub* per l'Europa.

Relativamente alle infrastrutture di stoccaggio in regime di esenzione accordato ai sensi della legge n. 239/04, si conferma la salvaguardia degli accordi negoziati tra le parti. La tariffa unica nazionale sarà comunque dimensionata considerando il complesso dell'infrastruttura di stoccaggio: ai fini del calcolo della perequazione dei ricavi riconosciuti, il ricavo effettivo sarà valutato virtualmente sulla base della tariffa unica nazionale.

#### *3.2 Determinazione della tariffa unica nazionale*

In merito alla determinazione dei corrispettivi della tariffa unica nazionale, si conferma quanto delineato nel documento di consultazione 14 dicembre 2005, prevedendo in capo all'impresa maggiore di stoccaggio il compito di calcolare e trasmettere la proposta tariffaria, formulata secondo i criteri illustrati nei paragrafi 3.2.2 e 3.2.3.

*Punto di discussione n. 8. Si ritiene condivisibile la proposta di assegnare all'impresa maggiore di stoccaggio il compito di calcolare e presentare le proposte tariffarie relative ai corrispettivi di stoccaggio o si ritiene opportuno attribuire tale compito all'Autorità in quanto soggetto neutrale?*

### 3.2.1 Articolazione tariffaria

Nella definizione della struttura tariffaria l'Autorità ha ritenuto fondamentale privilegiare un'articolazione di corrispettivi che permettesse di stimolare un corretto utilizzo delle disponibilità di stoccaggio da parte degli utenti, tale da preservare le prestazioni del sistema al termine delle fasi di iniezione ed erogazione, garantendo al contempo trasparenza e semplicità di gestione.

A tal fine si ritiene che la migliore opzione sia rappresentata dal mantenimento di un'articolazione tariffaria analoga a quella adottata nel primo periodo di regolazione, con le seguenti integrazioni:

- introduzione di un corrispettivo per la disponibilità di punta giornaliera in fase di iniezione;
- revisione delle modalità di calcolo del corrispettivo per la punta in fase di erogazione in funzione della definizione della disponibilità della prestazione.

La tariffa di stoccaggio sarà pertanto costituita dai seguenti corrispettivi tariffari, opportunamente aggregati in modo da riflettere i costi sottostanti ai servizi di base o diversi forniti:

- il corrispettivo unitario di spazio  $f_s$  applicato alla capacità  $S$  conferita su base annuale all'utente del servizio, eventualmente riproporzionato in caso di conferimenti inferiori all'anno;
- il corrispettivo unitario per la disponibilità di punta giornaliera in fase di iniezione  $f_{PI}$  applicato alla capacità  $PI$  conferita su base annuale all'utente;
- il corrispettivo unitario per la disponibilità di punta giornaliera in fase di erogazione  $f_{PE}$  applicato alla capacità  $PE$  conferita all'utente per il periodo di erogazione;
- il corrispettivo unitario variabile di iniezione ed erogazione CVS applicato all'energia iniettata ed erogata ( $E^I$  ed  $E^E$ );
- il corrispettivo unitario per la messa a disposizione del gas di proprietà dell'impresa di stoccaggio ai fini strategici  $f_d$  applicato alla relativa capacità conferita su base annuale all'utente.

La scelta di articolare le tariffe di stoccaggio prevedendo un corrispettivo di punta di iniezione muove nella direzione di ottimizzare la fase di iniezione, preservando al contempo le prestazioni della fase di erogazione.

L'introduzione del corrispettivo unitario per la disponibilità di punta giornaliera in fase di iniezione  $f_{PI}$ , accolta con favore dai soggetti che hanno trasmesso osservazioni al documento di consultazione 14 dicembre 2005, sarà accompagnata da previsioni circa il corrispondente conferimento di capacità di stoccaggio e la disponibilità della suddetta capacità.

Infatti, la previsione di un conferimento di punta di iniezione su base annua e l'introduzione di corrispettivi di bilanciamento che incentivino un corretto utilizzo della capacità, consente di:

- ricomprendere nel servizio di base di modulazione le eventuali iniezioni durante la fase di svasso;
- stimolare gli utenti ad effettuare un riempimento degli stoccaggi che garantisca un migliore profilo di erogazione del sistema;
- favorire la reintegrazione degli stoccaggi durante il periodo di erogazione, preservando l'offerta di prestazioni di erogazione alla fine del periodo di svasso.

Per quanto attiene invece la revisione della metodologia di calcolo del corrispettivo di punta giornaliera in fase di erogazione, si ritiene necessario introdurre la seguente distinzione delle disponibilità di prestazione di punta:

- a) prestazione minima di erogazione che corrisponde a un valore minimo di punta garantito al termine dell'erogazione dei volumi di gas destinati ai servizi di stoccaggio minerario e di modulazione giornaliera;
- b) prestazione di punta addizionale a quella minima di cui al precedente alinea, sempre garantita fino al completo utilizzo dei quantitativi di gas destinati ai servizi di stoccaggio minerario e di modulazione giornaliera, alla quale non è associata una capacità di spazio conferita;
- c) prestazione di erogazione destinate ai servizi bilanciamento operativo e di modulazione oraria;
- d) durante il periodo di iniezione, prestazioni di erogazione offerte in funzione delle caratteristiche del proprio sistema di stoccaggio e delle necessità di ricostituzione del sistema.

La prestazione minima di erogazione di cui alla lettera a) è determinata dividendo il volume di spazio destinato ai servizi di stoccaggio minerario e di modulazione giornaliera per 150 giorni e viene conferita dall'impresa di stoccaggio garantendo il profilo caratteristico di decadimento. Questa prestazione è quella che garantisce una erogazione del suddetto volume di gas con prestazioni di punta minime.

Qualora le prestazioni di punta dell'impresa di stoccaggio fossero più performanti, questo si tradurrebbe in una disponibilità di punta aggiuntiva al termine dell'erogazione, superiore alla punta minima di cui al precedente comma. Questa punta ulteriore potrà essere conferita a tariffa più elevata e, analogamente alla precedente, essere garantita secondo un profilo di svasso dipendente dalle caratteristiche dei siti di stoccaggio gestiti dalle imprese.

In alternativa alla suddetta proposta, si propone che l'Autorità definisca una curva di prestazioni di punta per ogni operatore del sistema, che ciascuna impresa di stoccaggio è tenuta a garantire ed eventualmente incrementare sulla base delle proprie disponibilità di punta addizionali, nel rispetto della curva di prestazione individuata.

Per stimolare gli utenti a perseguire comportamenti efficienti nell'interesse del sistema e preservare le prestazioni di iniezione ed erogazione degli stoccaggi, l'articolazione tariffaria proposta deve essere abbinata a una revisione dei corrispettivi di

bilanciamento del sistema che penalizzino in particolare i maggiori utilizzi di prestazioni di punta in erogazione nel caso di svasso di gas da riserva strategica.

*Punto di discussione n. 9. Si ritiene condivisibile la distinzione proposta delle disponibilità di punta di erogazione? In caso di risposta affermativa, quali integrazioni o modifiche si propongono per l'individuazione delle prestazioni? In caso di risposta negativa, si ritiene condivisibile la proposta alternativa formulata?*

### 3.2.2 Modalità di calcolo dei corrispettivi di capacity

Il calcolo dei corrispettivi di *capacity* avviene dividendo la somma delle quote di ricavo di tutte le imprese per il valore complessivo delle capacità del sistema di stoccaggio, ottenuto dalla somma delle capacità di ciascuna impresa. In particolare:

- corrispettivo unitario di spazio  $f_s$ : capacità di spazio di *working gas* del sistema, comprensivo dello spazio destinato allo stoccaggio strategico come definito dal Ministero delle attività produttive;
- corrispettivo unitario per la disponibilità di punta giornaliera in fase di iniezione  $f_{PI}$ : disponibilità massima di punta giornaliera ad inizio della fase di iniezione del sistema;
- corrispettivo unitario per la disponibilità di punta giornaliera in fase di erogazione  $f_{PE}$ : disponibilità di punta giornaliera in fase di erogazione, calcolata come somma dei prodotti tra le disponibilità di ciascuna prestazione, illustrate al precedente paragrafo 3.2.1, e i coefficienti  $\sigma_s$  previsti in applicazione alle diverse tipologie di prestazione del servizio di stoccaggio.

I coefficienti  $\sigma_s$ , differenziati in funzione della tipologia di prestazione del servizio di stoccaggio offerto, sono definiti dall'Autorità con riferimento alle caratteristiche del servizio offerto. Per l'anno termico 2006-2007 si propongono i seguenti coefficienti  $\sigma_s$ :

- a)  $\sigma_{sm}$  per la prestazione minima di erogazione del servizio di stoccaggio di modulazione e minerario, pari a 1;
- b)  $\sigma_{sa}$  per la prestazione di punta addizionale del servizio di stoccaggio di modulazione e minerario, pari a 1,1;
- c)  $\sigma_{sb}$  per il servizio di modulazione oraria e bilanciamento operativo, pari a 0,5.

Ai fini del calcolo del corrispettivo di punta giornaliera in fase di erogazione  $f_{PE}$  non si considera l'eventuale disponibilità di punta giornaliera offerta dall'impresa di stoccaggio durante il periodo di iniezione: ciascuna impresa propone specifici coefficienti  $\sigma_s$  determinati tenuto conto delle caratteristiche della prestazione offerta e del fatto che tale erogazione in controflusso non solo non apporta alcun vantaggio al sistema, ma potenzialmente può innescare ritardi nel completamento della fase di iniezione, a danno delle successive prestazioni di erogazione.

Al fine di fornire incentivi all'impresa di stoccaggio a incrementare l'offerta di disponibilità di punta di erogazione, si propone che l'impresa benefici di ulteriori ricavi,

addizionali rispetto a quelli di riferimento, relativi al conferimento di *extra* punta di erogazione su base continua o interrompibile, ulteriore alle prestazioni di cui al paragrafo 3.2.1.

Ciascuna impresa di stoccaggio comunica annualmente all'Autorità e all'impresa maggiore le proprie capacità di stoccaggio, calcolate sulla base dei dati comunicati ai sensi dell'articolo 18 del decreto del Ministero delle attività produttive 26 agosto 2005 e delle capacità previste in conferimento nel successivo anno termico.

Per gli anni termici successivi al primo, con riferimento ai nuovi investimenti effettuati dagli operatori esistenti o da nuovi operatori a seguito dei quali viene realizzato un incremento di disponibilità di punta di erogazione, si propone che il corrispettivo di punta di erogazione sia determinato con riferimento alle capacità complessive del sistema di stoccaggio, calcolate incrementando la prestazione minima di erogazione del precedente anno termico secondo la regola sopra illustrata. Ai nuovi investimenti realizzati sia dalle imprese di stoccaggio esistenti, sia da nuovi operatori, sono garantiti trattamenti uguali e non discriminatori.

Come già delineato nel documento di consultazione 14 dicembre 2005, si propone che agli utenti del servizio di stoccaggio strategico siano applicati i corrispettivi di spazio e di remunerazione del gas immobilizzato, nel caso di disponibilità di gas offerta dall'impresa di stoccaggio.

Il corrispettivo unitario per la messa a disposizione del gas di proprietà dell'impresa di stoccaggio ai fini strategici  $f_d$  è calcolato dall'impresa maggiore di stoccaggio dividendo la somma delle quote di ricavo di ciascuna impresa proprietaria di gas destinato al servizio strategico, per i quantitativi di gas detenuti dalle imprese ai fini di stoccaggio strategico e risultanti dai loro bilanci.

L'onere del servizio di stoccaggio strategico sarà attribuito agli utenti che ne hanno fatto richiesta e conguagliato *ex-post* al termine dell'anno termico tra gli utenti del servizio sulla base dei quantitativi di gas contrattualizzati per l'importazione da Paesi non appartenenti all'Unione europea nel corso dell'anno solare, comunicati dagli utenti al Ministero delle attività produttive, all'Autorità e all'impresa maggiore di stoccaggio. Il conguaglio verrà effettuato anche nel caso di sottoprenotazioni, per la quota parte eventualmente non richiesta dai soggetti rispetto a quanto stabilito dagli obblighi di legge.

Nel caso di erogazione di gas strategico, l'utente sarà tenuto a corrispondere il corrispettivo variabile applicato all'energia corrispondente ai volumi erogati e successivamente reintegrati, mentre non sarà assoggettato ai corrispettivi per le prestazioni di punta di erogazione e successiva iniezione.

*Punto di discussione n. 10. Si ritiene condivisibile la proposta di determinazione del corrispettivo di disponibilità di punta di erogazione? In caso di risposta affermativa, si condividono i valori dei coefficienti  $\sigma_s$  proposti? In caso di risposta negativa, quali valori si propongono e per quale motivo?*

### 3.2.3 Modalità di calcolo del corrispettivo di commodity

Al fine di stimolare il massimo utilizzo delle capacità di stoccaggio disponibili si ritiene opportuno definire il corrispettivo variabile associato all'energia movimentata nell'anno termico 1 aprile 2004 – 31 marzo 2005 e successivamente aggiornarlo con il metodo del *price cap*, lasciando alle imprese i maggiori ricavi derivanti da un aumento dei volumi movimentati, anche attraverso l'introduzione di più cicli.

Si propone che il corrispettivo unitario variabile CVS sia calcolato dall'impresa maggiore di stoccaggio sommando i ricavi di riferimento  $RS_i^E$  e dividendo per l'energia definita dall'Autorità all'inizio del periodo di regolazione.

Il corrispettivo variabile sarà applicato unitariamente alle allocazioni in iniezione ed erogazione dei singoli utenti per ogni giorno gas, salvo per le allocazioni in iniezione durante il periodo di svasso, relativamente alle quali si prevede una riduzione del 50% al fine di incentivare le immissioni in stoccaggio che apportano benefici al sistema.

L'Autorità determina il valore dell'energia con riferimento alle movimentazioni di gas complessivamente effettuate da e verso stoccaggio nell'anno termico 2004-2005, tenuto conto dello sconto di cui avrebbero beneficiato le movimentazioni in iniezione durante il periodo di svasso. Il valore così determinato risulta pari a 678,455095 milioni di GJ.

Inoltre, al fine di prevedere il recupero dei ricavi allocati al corrispettivo variabile CVS, si propone che, nel caso al termine dell'anno termico quantitativi di gas immessi ma non erogati nel corso dell'anno termico risultino in giacenza presso l'impresa di stoccaggio, il corrispettivo unitario variabile CVS sia applicato moltiplicato per due.

*Punto di discussione n. 11. Si ritiene condivisibile il valore proposto per la determinazione dell'energia all'inizio del periodo di regolazione? In caso di risposta negativa, quale valore si propone e per quale motivo?*

### 3.3 Ripartizione dei ricavi di capacity nelle quote relative ai singoli corrispettivi

La suddivisione dei ricavi di capacity proposta nel documento di consultazione 14 dicembre 2005 è stata rivista alla luce dell'opportunità di articolare corrispettivi tariffari che favoriscano un corretto utilizzo delle disponibilità del sistema, tenuto conto delle prestazioni a cui le diverse categorie di cespiti contribuiscono secondo un principio di *cost reflectivity* e della disponibilità di informazioni relative ai singoli cespiti.

L'impostazione adottata risulta coerente con l'obiettivo di articolare i corrispettivi tariffari in modo da garantire una maggiore salvaguardia della curva di erogazione del sistema, che si configura sempre più come una risorsa scarsa del sistema di stoccaggio. In questo modo viene correttamente accordata una maggior valorizzazione del servizio, idonea a fornire un adeguato segnale del livello di scarsità.

Nella tabella 8 è riportata una sintesi della nuova proposta di attribuzione dei costi di capitale riconosciuti alle diverse quote di ricavo riconducibili ai corrispettivi tariffari.

**Tabella 8 – Attribuzione delle quote di ricavo riconosciute ai corrispettivi tariffari**

Quota ricavo/ Corrispettivo	Primo periodo di regolazione	Proposta del primo documento di consultazione	Proposta per il secondo documento di consultazione
	Costi riconosciuti	Costi riconosciuti	Costi riconosciuti
Spazio	Immobilizzazioni sottosuolo (pozzi, <i>cushion gas</i> , pseudo <i>working gas</i> )	<i>Cushion gas</i> , terreni e fabbricati, pozzi di monitoraggio/reiniezione delle acque reflue, altre immobilizzazioni	<i>Cushion gas</i> , terreni e fabbricati, 25% pozzi, altre immobilizzazioni
Punta di erogazione	Immobilizzazioni di superficie (centrali, <i>flow lines</i> , terreni e fabbricati, altre immobilizzazioni)	Centrali trattamento, 50% pozzi iniezione/erogazione, 50% <i>flow lines</i> , pseudo <i>working gas</i> ,	Centrali trattamento, 50% pozzi, 50% <i>flow lines</i> e sistemi di misura, pseudo <i>working gas</i>
Punta di iniezione		Centrali compressione, 50% pozzi iniezione/erogazione, 50% <i>flow lines</i>	Centrali compressione, 25% pozzi, 50% <i>flow lines</i> e sistemi di misura
Energia movimentata	Costi operativi	Costi operativi	Costi operativi
Immobilizzo di gas strategico	Rendimento sul valore del gas detenuto dall'impresa per il servizio di stoccaggio strategico	Rendimento sul valore del gas detenuto dall'impresa per il servizio di stoccaggio strategico	Rendimento sul valore del gas detenuto dall'impresa per il servizio di stoccaggio strategico

Si propone di considerare un'unica categoria di cespiti relativa ai pozzi in quanto le imprese di stoccaggio hanno osservato l'estrema difficoltà di distinguere a livello contabile i costi relativi ai pozzi di monitoraggio e reiniezione delle acque reflue dai pozzi di iniezione ed erogazione.

Un'altra osservazione recepita riguarda la proposta da parte di alcuni utenti in merito all'attribuzione al corrispettivo di spazio di una parte dei costi di capitale relativi alla categoria di cespiti dei pozzi con riferimento alle prestazioni medie del sistema in fase di erogazione. Si propone pertanto di attribuire i costi di capitale relativi ai pozzi secondo i seguenti criteri:

- una quota pari al 25% al corrispettivo di spazio: tale quota è stata determinata come rapporto tra la portata media erogabile dal sistema di stoccaggio durante il periodo invernale e la massima disponibilità di punta in fase di erogazione;
- una quota pari al 50% al corrispettivo di punta in erogazione;
- la rimanente quota del 25% al corrispettivo di iniezione, sulla base della proporzione esistente tra le disponibilità di punta del sistema in fase di erogazione e di iniezione.

Inoltre, a seguito dell'introduzione della categoria di cespiti relativa ai sistemi di misura di cui al paragrafo 2.1, si ritiene opportuno che l'attribuzione dei relativi costi di capitale avvenga secondo la ripartizione proposta per le condotte (*flow lines*).

*Punto di discussione n. 12. Si ritiene condivisibile la ripartizione proposta per la determinazione delle quote di ricavi? In caso di risposta negativa per quale motivo? In particolare quale criterio di ripartizione si ritiene opportuno adottare per i costi di capitale relativi ai pozzi e per quale motivo?*

#### 3.4 Ripartizione ricavi derivante dai corrispettivi di bilanciamento

A seguito di valutazioni delle diverse opzioni di gestione dei ricavi derivanti dall'applicazione dei corrispettivi di bilanciamento, in luogo di quanto previsto dall'articolo 15, comma 15.10, della deliberazione n. 119/05, si propone di destinare i ricavi da bilanciamento alla copertura dei ricavi addizionali riconosciuti a fronte dei nuovi investimenti effettuati dalle imprese di stoccaggio. In maniera analoga, potrebbero essere destinati anche i ricavi derivanti dall'applicazione dei corrispettivi per la reintegrazione del gas adibito a riserva strategica nei casi di erogazione autorizzata e non.

Tale soluzione permetterebbe di:

- evitare possibili distorsioni derivanti dalla indiscriminata redistribuzione dei corrispettivi in oggetto a tutti gli utenti o a una parte di essi, indipendentemente dal rispetto degli obblighi contrattuali e di programmazione;
- garantire maggiore stabilità tariffaria in quanto elimina la potenziale oscillazione delle tariffe di stoccaggio, riconducibile all'opzione di detrarre i ricavi da bilanciamento dai ricavi di *capacity*, a seguito della variabilità annuale degli importi dei ricavi da corrispettivi di bilanciamento;
- limitare l'impatto tariffario dei ricavi di *capacity* derivanti da nuovi investimenti nel sistema di stoccaggio, senza precludere la garanzia di recupero dei medesimi di cui al paragrafo 3.5, che agirebbe per la quota non coperta dai suddetti ricavi.

*Punto di discussione n. 13. Si ritiene condivisibile la proposta di destinare i ricavi da bilanciamento alla copertura dei ricavi addizionali riconosciuti a fronte dei nuovi investimenti effettuati dalle imprese di stoccaggio? In caso di risposta negativa per quale motivo?*

### 3.5 Meccanismo di perequazione

Come illustrato nel documento di consultazione 14 dicembre 2005, l'introduzione di una tariffa unica nazionale, pone l'esigenza di prevedere:

- un soggetto compensatore;
- un meccanismo di perequazione dei ricavi, al fine di garantire a ciascuna impresa il ricavo che avrebbe conseguito applicando le proprie tariffe al servizio di stoccaggio contrattualizzato ed erogato;
- l'introduzione di un corrispettivo variabile addizionale  $\pi$  a copertura degli squilibri del sistema di perequazione.

Per quanto riguarda il soggetto compensatore, si propone che tale funzione sia svolta dalla Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico (di seguito: Cassa), che istituirà un apposito "Conto squilibri perequazione stoccaggio" nel quale confluiranno le somme dovute dalle imprese di stoccaggio e sarà prelevato l'ammontare necessario a garantire i ricavi spettanti a ciascuna impresa.

Relativamente al meccanismo di perequazione, che riguarderà separatamente i ricavi di *capacity* e di *commodity* dell'impresa, anche al fine di evidenziare separatamente la quota relativa al fattore di compensazione previsto a garanzia dei ricavi di *capacity*, la procedura seguirà lo schema seguente:

- le imprese di stoccaggio trasmettono annualmente, secondo una procedura definita dalla Cassa e approvata dall'Autorità, i dati necessari a determinare lo scostamento verificatosi tra i ricavi effettivi d'impresa e i ricavi spettanti. I dati da trasmettere riguardano:
  - a) corrispettivi tariffari determinati con riferimento ai ricavi riconosciuti dall'Autorità alla singola impresa per l'anno termico  $t$ ;
  - b) capacità previste in conferimento nell'anno termico  $t$ , comunicate dall'impresa di stoccaggio ai fini del calcolo dei corrispettivi di *capacity*, e capacità conferite nel medesimo anno termico, con evidenza degli impegni su base temporale inferiore all'anno termico;
  - c) quantitativi di energia movimentata nel corso dell'anno termico  $t$ , con evidenza dei quantitativi movimentati in controflusso durante il periodo di erogazione;
  - d) ricavi conseguiti per ciascun servizio fornito e in seguito all'applicazione dei corrispettivi di bilanciamento.
- la Cassa, secondo metodologie concordate e approvate dall'Autorità, definisce gli scostamenti tra i ricavi effettivi d'impresa e i ricavi spettanti.
- il corrispettivo variabile addizionale  $\pi$  potrà assumere sia valore positivo sia valore negativo per compensare gli squilibri registrati e limitare le oscillazioni tariffarie dovute ai nuovi investimenti e ai fattori correttivi a garanzia dei ricavi di *capacity*.

I ricavi spettanti d'impresa sono calcolati con riferimento alle tariffe di cui alla precedente lettera a) e alle capacità effettivamente conferite e ai volumi effettivamente movimentati.

Ai fini del calcolo di perequazione, i ricavi effettivi e i ricavi spettanti saranno calcolati escludendo i ricavi relativi alla *extra* punta di erogazione conferita su base continua o interrottibile, ulteriore rispetto alle prestazioni di cui al paragrafo 3.2.1 e i ricavi relativi alla punta addizionale resa disponibile a seguito di nuovi investimenti.

Punto di discussione n. 14. Si condivide lo schema dell'istituto della perequazione sopra individuato? In caso contrario quale alternativa si propone e per quale motivo?

Punto di discussione n. 15. Si condividono le tempistiche sopra riportate? In caso contrario quale alternativa si propone e per quale motivo?

### 3.6 Aggiornamento annuale e garanzia dei ricavi

In linea con quanto previsto nel documento di consultazione 14 dicembre 2005, l'Autorità intende mantenere la suddivisione dei ricavi ammessi tra una parte maggiore garantita (quota *capacity*) ed una parte minore esposta ai rischi e alle opportunità derivanti dall'oscillazione della domanda (quota *commodity*).

In questo modo si offre alle imprese un'elevata garanzia di copertura dei costi, ma le si rende comunque partecipe dei rischi e delle opportunità legate allo sviluppo della domanda, incentivando altresì le imprese a promuovere il più elevato utilizzo delle capacità di stoccaggio disponibili tramite il riconoscimento dei maggiori ricavi derivanti da un aumento dei volumi movimentati, anche attraverso l'introduzione di più cicli.

Pertanto, la quota parte dei ricavi relativi alla *capacity*,  $RS^C$ , costituita dai ricavi relativi alla remunerazione del capitale investito netto e alla relativa quota ammortamento riconosciuta, è garantita e soggetta ad un meccanismo di aggiornamento che prevede:

- per la quota relativa alla remunerazione del capitale investito netto, il ricalcolo annuale del medesimo capitale, tenuto conto del deflatore degli investimenti fissi lordi e delle nuove durate convenzionali;
- l'aggiornamento della quota ammortamento, tenuto conto dell'inflazione, del tasso annuale prefissato di variazione del recupero di produttività  $RP_s$  e dei parametri Y, Q e W.

Inoltre, la componente di ricavo addizionale  $RSNI_t$  viene calcolata ogni anno come somma di:

- remunerazione del valore cumulato dei nuovi investimenti NI, calcolato con la stessa metodologia del costo storico rivalutato prevista per il calcolo dell'attivo immobilizzato netto;
- quota  $AMM_{NI_t}$  calcolata con la seguente formula:

$$AMM_{NI_t} = AMM_{NI_{t-1}}(1 + Y + Q + W) + AMM_{NI_{t-2}}(1 + It-1 - RP_s + Y + Q + W)$$

Per la quota di ricavo di *commodity*,  $RS^E$  si procede ad un aggiornamento annuale del corrispettivo unitario variabile CVS eventualmente corretto per tener conto di ulteriori costi operativi (nuove imprese e nuovi investimenti) tenuto conto dell'inflazione, del

tasso annuale prefissato di variazione del recupero di produttività per la quota di costo legata all'energia movimentata  $RP_v$  e dei parametri Y, Q e W.

Con riferimento ai coefficienti di recupero di produttività  $RP_s$  e  $RP_v$  si propone di adottare valori rispettivamente pari a 1,5% e 2,0%, determinati tenuto conto dei:

- benefici derivanti da dinamiche di sviluppo del sistema e da un aumento dei volumi di gas movimentati, anche attraverso l'introduzione di più cicli, tenuto conto dell'energia definita dall'Autorità ai fini del calcolo del CVS;
- recuperi di produttività già attuati durante il primo periodo di regolazione e margini ancora esistenti;
- dinamiche di costo di tipo *upstream* che caratterizzano lo stoccaggio, come risulta evidente dall'evoluzione dei costi stessi nel primo periodo di regolazione;
- previsioni di costi incrementali riconducibili alla realizzazione dei programmi ipotizzati di potenziamento di capacità.

La garanzia a copertura della quota di ricavi di *capacity*,  $RS^C$ , avviene attraverso l'introduzione di un fattore correttivo  $FC^S$  tale da ricondurre i ricavi spettanti a quelli di riferimento in caso di scostamento. Tale fattore sarà considerato in sede di aggiornamento dei ricavi di riferimento del secondo anno termico successivo a quello in cui si è rilevato il minore o maggiore ricavo in quanto i dati per la determinazione dei fattori correttivi sono definibili solamente nel corso dell'anno termico successivo a quello di riferimento. Poiché la correzione assume il carattere di conguaglio *ex post*, il valore viene incrementato degli interessi, calcolati al costo riconosciuto del capitale di debito, in modo da garantire la massima neutralità.

Si prevede che ciascuna impresa di stoccaggio calcoli il proprio fattore correttivo  $FC^S$ , relativo a ciascuna quota di ricavo di *capacity* individuata al paragrafo 3.2, come differenza tra i propri ricavi di riferimento e i ricavi spettanti, di cui al paragrafo 3.5.

Si propone comunque che ai fini del calcolo dei ricavi di *capacity*, l'impresa consideri il fattore correttivo  $FC^S$  per un ammontare fino al 2% dei ricavi di riferimento. Gli importi eccedenti tale soglia saranno considerati ai fini del calcolo dei ricavi di *capacity* degli anni successivi, ripartendo l'ammontare su quattro anni termici, tenuto conto della rivalutazione annua prevista.

## **ALLEGATO A - BOZZA DEL PROVVEDIMENTO**

### **TITOLO I - DISPOSIZIONI GENERALI**

#### **Articolo 1**

##### *Definizioni*

*OMISSIS*

#### **Articolo 2**

##### *Ambito di applicazione*

- 2.1 Il presente provvedimento si applica, per il periodo di regolazione, alle imprese di stoccaggio.
- 2.2 La tariffa per il servizio di stoccaggio di gas naturale (di seguito: tariffa di stoccaggio) determinata, sulla base dei criteri fissati nel presente provvedimento è da intendersi come tariffa massima. Le imprese di stoccaggio applicano le tariffe, e le eventuali riduzioni, assicurando trasparenza e non discriminazione tra utenti.

### **TITOLO II – DETERMINAZIONE DEI RICAVI DELL'ATTIVITÀ DI STOCCAGGIO**

#### **Articolo 3**

##### *Ricavi di riferimento*

- 3.1 Ai fini della determinazione delle tariffe di cui all'articolo 6 e seguenti, ciascuna impresa di stoccaggio che, alla data di entrata in vigore del presente provvedimento, svolge l'attività di stoccaggio in giacimenti attivi, calcola il ricavo di riferimento per la formulazione dei corrispettivi unitari di cui all'articolo 6 per l'anno termico 2006–2007, secondo le modalità definite nei commi successivi.
- 3.2 Il ricavo di riferimento RS viene calcolato per ciascuna impresa sommando le seguenti componenti:
  - a) costo riconosciuto del capitale investito netto, pari al [6,9-7,2] per cento reale pre tasse, riferito al capitale investito netto calcolato ai sensi del comma 3.3;
  - b) ammortamenti economico - tecnici calcolati in relazione alle caratteristiche dei cespiti necessari ai sensi del comma 3.5;
  - c) costi operativi riconosciuti calcolati ai sensi dei commi 3.6 e 3.7.
- 3.3 Il capitale investito netto è pari alla somma dell'attivo immobilizzato netto calcolato ai sensi del comma 3.4 e del capitale circolante netto, pari all'1 per cento dell'attivo immobilizzato netto.
- 3.4 Ai fini della determinazione del valore dell'attivo immobilizzato netto l'impresa che alla data di entrata in vigore del presente provvedimento svolge il servizio di stoccaggio:
  - a) individua gli incrementi patrimoniali annuali, relativi alle immobilizzazioni dei giacimenti attivi realizzate a partire dall'anno 1950 e presenti in bilancio al

31 dicembre 2005, raggruppate nelle categorie di cui alla tabella 1, per i quali il fondo ammortamento economico-tecnico, calcolato ai sensi della lettera d), non abbia già coperto il valore lordo degli stessi, escludendo gli interessi passivi in corso d'opera non determinati in sede di bilancio ed eventuali rivalutazioni o svalutazioni;

- a) rivaluta i costi storici degli incrementi di cui alla precedente lettera a) in base al deflatore degli investimenti fissi lordi; nella tabella 2 è riportato il deflatore degli investimenti fissi lordi per il calcolo dei ricavi di riferimento per l'anno termico 2006-2007;
- b) calcola l'attivo immobilizzato lordo delle singole categorie di cespiti come somma dei valori risultanti dalle rivalutazioni di cui alla precedente lettera b);
- c) determina il fondo di ammortamento economico - tecnico derivante dalla somma dei prodotti degli incrementi patrimoniali di cui alla precedente lettera b) per le rispettive percentuali di degrado, come definite nella lettera seguente;
- d) le percentuali di degrado (PD) sono calcolate con la seguente formula:

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

dove  $(t-1)$  è l'anno precedente quello della presentazione delle proposte tariffarie, ovvero il 2005 per il calcolo dei ricavi di riferimento per l'anno termico 2006-2007,  $AIP$  è l'anno dell'incremento patrimoniale e  $DC$  è la durata convenzionale tariffaria delle infrastrutture, per le singole categorie di cespiti, individuata nella tabella 1, salvo per i fabbricati, le centrali di trattamento iscritti a bilancio fino all'anno 2005 e i sistemi di misura, per i quali si utilizza una durata convenzionale rispettivamente pari a 50, 20 e 10 anni; i terreni e il gas naturale di proprietà dell'impresa di stoccaggio presente nei giacimenti attivi, non sono oggetto di ammortamento;

- e) calcola in relazione ai contributi a fondo perduto per lo sviluppo delle infrastrutture finalizzate all'attività di stoccaggio versati da pubbliche amministrazioni, il valore dei contributi ricevuti in ciascun anno rivalutato in base al deflatore degli investimenti fissi lordi, al netto della quota già degradata, calcolata come somma dei prodotti dei contributi rivalutati per le rispettive percentuali di degrado, come definite alla lettera e);
- f) individua il valore del gas naturale di proprietà dell'impresa di stoccaggio presente nei giacimenti attivi al 31 dicembre 2005, economicamente estraibile con le infrastrutture esistenti, al netto del volume di gas la cui estrazione non risulta possibile per motivi tecnico-minerari o in base a disposizioni emanate dal Ministero delle attività produttive, o in forza di vincoli ambientali o territoriali,
- g) il valore del gas naturale di cui alla lettera g) è pari al costo storico rivalutato del gas determinato considerando, per ogni anno di acquisizione, il costo originario di acquisizione. Ove nel primo periodo di regolazione sia stato riconosciuto ai fini tariffari un valore calcolato con metodologie difformi dal costo storico rivalutato, il valore del gas naturale è assunto pari a quello del primo periodo, rivalutato come alla precedente lettera b).

- h) calcola l'attivo immobilizzato netto detraendo dal valore dell'attivo immobilizzato lordo di cui alla lettera c) il fondo di ammortamento economico - tecnico di cui alla lettera d) e la somma dei contributi di cui alla lettera f) e sommando il valore del gas di cui alla lettera g).
- 3.5 Ai fini della determinazione degli ammortamenti economico-tecnici riconosciuti annualmente ai fini tariffari, ciascuna impresa:
- calcola la somma dell'attivo immobilizzato lordo, delle singole categorie di cespiti, di cui al precedente comma 3.4, lettera c);
  - calcola 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 2005, per ogni categoria, per la durata convenzionale riportata nella tabella 1;
  - somma gli ammortamenti annui di cui alla precedente lettera b), relativi alle diverse categorie.
- 3.6 I costi operativi,  $CO_{2005}$ , comprendono tutte le spese ricorrenti, operative e di carattere generale, attribuibili all'attività di stoccaggio svolta in giacimenti attivi, effettivamente sostenute nell'esercizio 2005 dall'impresa di stoccaggio e risultanti dai bilanci sottoposti a revisione contabile, al netto degli oneri relativi ai consumi tecnici necessari per l'espletamento delle fasi di iniezione e di erogazione, degli oneri attribuibili ai ricavi compensativi e alle attività capitalizzate. I costi operativi, proposti dalle imprese e sottoposti a verifica dell'Autorità, comprendono:
- il costo del personale;
  - i costi sostenuti per acquisti di materiali di consumo;
  - i costi per servizi e prestazioni esterne;
  - i costi per chiusure minerarie;
  - altri accantonamenti diversi dagli ammortamenti, purché non operati esclusivamente in applicazione di norme tributarie o su base straordinaria.
- 3.7 Non sono da comprendere nei costi operativi di cui al comma 3.6, neppure attraverso l'attribuzione di quote di costi dei servizi comuni e delle funzioni operative condivise, gli oneri finanziari, le rettifiche di valori di attività finanziarie e gli oneri straordinari.
- 3.8 Ciascuna impresa di stoccaggio suddivide i propri ricavi complessivi di riferimento  $RS$  nelle seguenti quote di ricavo:
- $RS^S$  è la quota parte dei ricavi attribuita al corrispettivo di spazio di stoccaggio, costituita dalla remunerazione del capitale in *cushion gas* immobilizzato e dai costi di capitale (remunerazione del capitale e quota ammortamento) relativi alle categorie di cespiti: terreni, fabbricati, altre immobilizzazioni e, al 25% del valore relativo, pozzi;
  - $RS^{PE}$  è la quota parte dei ricavi attribuita al corrispettivo di disponibilità di punta giornaliera in fase di erogazione, costituita dalla remunerazione del capitale in *pseudo working gas* immobilizzato e dai costi di capitale

(remunerazione del capitale e quota ammortamento) relativi alle categorie di cespiti: centrali di trattamento e, al 50% del valore relativo, pozzi, condotte e sistemi di misura;

- $RS^{PI}$  è la quota parte dei ricavi attribuita al corrispettivo di disponibilità di punta giornaliera in fase di iniezione, costituita dai costi di capitale (remunerazione del capitale e quota ammortamento) relativi alle categorie di cespiti: centrali di compressione, al 50% del valore relativo, condotte e sistemi di misura e, al 25% del valore relativo, pozzi;
- $RS^D$  è la quota parte dei ricavi attribuita al corrispettivo per la messa a disposizione del gas detenuto da parte dell'impresa di stoccaggio ai fini del servizio di stoccaggio strategico e risultante dal bilancio, costituita dalla remunerazione del capitale nel relativo gas;
- $RS^E$  è la quota parte dei ricavi attribuita ai corrispettivi variabili di iniezione ed erogazione, costituita dai costi operativi riconosciuti.

3.9 Le quote di ricavo di riferimento  $RS^S$ ,  $RS^{PE}$ ,  $RS^{PI}$  e  $RS^D$  costituiscono la componente di ricavo  $RS^C$ , articolata nelle seguenti componenti:

- a)  $RS_{capitale}^C$  pari al costo riconosciuto del capitale investito netto, calcolato ai sensi del comma 3.3;
- b)  $RS_{amm}^C$  è riconducibile alla quota ammortamento riconosciuta, calcolato ai sensi del comma 3.5;

#### **Articolo 4**

##### *Ricavi relativi a nuovi investimenti*

4.1 Il riconoscimento dei nuovi investimenti avviene in applicazione delle disposizioni di cui ai commi seguenti e a condizione che detti investimenti siano compatibili con l'efficienza e la sicurezza del sistema e realizzati secondo criteri di economicità.

4.2 Entro l'1 febbraio di ciascun anno, e ogni volta che sia necessario apportare significativi aggiornamenti, le imprese di stoccaggio comunicano all'Autorità e al Ministero delle attività produttive:

- a) gli investimenti programmati per il quadriennio successivo, distinti per le tipologie di investimento individuate al comma 4.5, con le seguenti indicazioni:
  - descrizione dettagliata degli interventi previsti per il potenziamento delle capacità di stoccaggio, per ciascun giacimento di stoccaggio e il relativo costo di investimento previsto distinto per categoria di cespiti;
  - incrementi di capacità di stoccaggio associata agli interventi, in termini di volume di *working gas* e di disponibilità di punta in fase di iniezione/erogazione per ciascun giacimento di stoccaggio;
  - tempi previsti per lo sviluppo del progetto, con distinzione dei tempi tecnici per la realizzazione delle opere e dei tempi stimati per l'ottenimento delle autorizzazioni;

- b) gli investimenti effettuati nel corso dell'esercizio precedente, distinti per le tipologie di investimento individuate al comma 4.5, con indicazione dei dettagli di cui alla precedente lettera a);
- c) le dismissioni effettuate nel corso dell'esercizio precedente e le dismissioni programmate, con illustrazione dei motivi e della valutazione dei cespiti dismessi, distinti per categoria e articolati come attivo immobilizzato lordo ai sensi dell'articolo 3, comma 4, lettera c) e come fondo di ammortamento economico-tecnico ai sensi dell'articolo 3, comma 4, lettera d).

4.3 Gli investimenti programmati, comunicati annualmente ai sensi del comma 4.2, devono risultare coerenti con le istanze di modifica al programma lavori e di autorizzazione all'ampliamento della capacità di stoccaggio di cui agli articoli 7 e 8 del Disciplinare Tipo delle concessioni di stoccaggio.

4.4 Dall'anno termico 2007-2008, con riferimento agli investimenti di cui al comma 4.2, realizzati nell'anno precedente e riportati sui bilanci o sui preconsuntivi dei bilanci sottoposti a revisione contabile, le imprese di stoccaggio calcolano la componente di ricavo aggiuntiva  $RSNI_t$  come segue:

$$RSNI_t = \sum_{T=1}^3 RSNI_{t,T}$$

dove:

$$RSNI_{t,T} = NI_{t-1,T} \times (rT_{06-10} + rT_T^{NI}) + AMM_{NI_{t-1}}$$

dove:

- $RSNI_{t,T}$ , è la componente di ricavo aggiuntiva riconducibile agli investimenti della tipologia  $T$ , di cui al comma 4.5, realizzati nell'anno  $t-1$ ;
- $NI_{t-1,T}$  è il valore degli investimenti della tipologia  $T$ , realizzati nell'anno  $t-1$ , e calcolati con la seguente formula:

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

dove:

- $NI_{bil,T}$  è il valore degli investimenti della tipologia  $T$ , realizzati e riportati sui bilanci o sui preconsuntivi dei bilanci sottoposti a revisione contabile, ivi compresi gli investimenti in gas naturale di proprietà dell'impresa di stoccaggio valutati come al successivo comma 4.6
- $CONTR_{cap,T}$  è il valore dei contributi a fondo perduto percepiti per la realizzazione e lo sviluppo delle infrastrutture finalizzate all'attività di stoccaggio, riferibili agli investimenti  $NI_{bil,T}$ , capitalizzati e riportati sui bilanci o preconsuntivi dei bilanci sottoposti a revisione contabile;
- $rT_{06-10}$  è il tasso reale pre-tasse di remunerazione del capitale investito netto definito per il secondo periodo di regolazione, ai sensi dell'articolo 3, comma 3.2, lettera a);

- $rT_T^{NI}$  è l'incremento del tasso di remunerazione del capitale investito netto per il secondo periodo di regolazione, riconosciuto per ciascuna tipologia  $T$ , di cui al comma 4.5;
- $AMM_{NI,t-1}$  è il valore degli ammortamenti relativi ai nuovi investimenti realizzati nell'anno precedente e si calcola con la seguente formula:

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

dove:

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

- 4.5 A ciascuna tipologia di nuovi investimenti sono riconosciuti i seguenti incrementi del tasso di remunerazione del capitale investito netto,  $rT_T^{NI}$ , per le relative durate:
- a) T=1 investimenti non destinati allo sviluppo e all'espansione della capacità di stoccaggio, in cui rientrano quelli destinati alla sicurezza e alla qualità: 0%;
  - b) T=2 investimenti destinati al potenziamento e allo sviluppo delle capacità di stoccaggio, sia di spazio che di punta, nei giacimenti di stoccaggio a regime e in quelli in fase di sviluppo: 3% per 5÷7 anni;
  - c) T=3 investimenti per la realizzazione di nuovi giacimenti di stoccaggio e impianti di *peak shaving*: 3% per 10-15 anni.
- 4.6 Gli investimenti relativi ai nuovi giacimenti effettuati prima dell'anno 2006, calcolati ai sensi dell'articolo 3, comma 3.4, confluiscono nel valore dei nuovi investimenti  $NI_{t-1,T}$ , a partire dal primo anno di attività del giacimento e sono remunerati al tasso reale definito ai sensi dell'articolo 3, comma 3.2, lettera a).
- 4.7 Ai fini del calcolo del valore degli investimenti  $NI_{t-1,T}$ , di cui ai commi 4.4 e 4.6, i quantitativi di gas naturale impiegati per la formazione del *cushion gas*, nonché le eventuali quantità addizionali acquistate dall'impresa di stoccaggio per il servizio di stoccaggio strategico, sono riconosciuti pari al:
- a) valore di acquisizione ove questa sia avvenuta con procedura concorrenziale ad evidenza pubblica;
  - b) valore medio del QE dell'anno di immissione come definito ai sensi della deliberazione n. 52/99, comprensivo di tutti i costi di trasporto fino all'hub stoccaggio.
- 4.8 L'Autorità, ai fini del riconoscimento della componente di ricavo addizionale  $RSNI_t$ , verifica la corrispondenza degli investimenti realizzati, comunicati ai sensi del comma 4.2, lettera b), con i dati relativi agli investimenti programmati,

precedentemente comunicati ai sensi del comma 4.2, lettera a), nonché con le capacità di stoccaggio effettivamente rese disponibili al sistema.

4.9 L'incremento del tasso di remunerazione e la durata di cui al comma 4.5, lettera b) decorrono dall'anno in cui le nuove capacità sono offerte in conferimento per sviluppi di disponibilità superiori alle soglie di seguito indicate:

- per la disponibilità di capacità di punta in fase di erogazione ad un valore di 1,5 Mmc/giorno o, in alternativa, al 50% dell'attuale disponibilità;
- per la disponibilità della capacità di spazio, a 150 Mmc, oppure, in alternativa, al 50% dell'attuale disponibilità.

Nel caso in cui gli investimenti destinati al potenziamento e allo sviluppo delle capacità di stoccaggio dei giacimenti in esercizio abbiano durata pluriennale, il riconoscimento del trattamento incentivante (incremento del tasso di remunerazione e relativa durata di tale incremento) avviene a partire dalla messa a disposizione di almeno il 90% della capacità di sviluppo prevista a progetto e comunicata dall'impresa di stoccaggio nel programma di sviluppo. Fino a tale momento, agli investimenti realizzati è riconosciuto il tasso di remunerazione indicato all'articolo 3, comma 3.2, lettera a).

4.10 L'impresa di stoccaggio ripartisce i ricavi addizionali riconosciuti  $RSNI_t$  nelle quote di ricavo di seguito elencate, con i medesimi criteri di cui all'articolo 3, comma 8:

- $RS^{SN}$ , relativa al corrispettivo di spazio;
- $RS^{PIN}$ , relativa al corrispettivo di punta di iniezione;
- $RS^{PEN}$ , relativa al corrispettivo di punta di erogazione;
- $RS^{DN}$ , relativa al corrispettivo di messa a disposizione del gas ai fini dello stoccaggio strategico.

4.11 A fronte della realizzazione degli investimenti di cui al comma 4.5, lettera d), l'impresa di stoccaggio può chiedere il riconoscimento di una componente di ricavo addizionale ai costi operativi di cui all'articolo 3, comma 6,  $CO_{NI,t}$ , riconducibile ai costi operativi incrementali generati dai suddetti investimenti, determinata come differenza tra il valore dei costi operativi effettivamente sostenuti nell'esercizio precedente, calcolati ai sensi dell'articolo 3, comma 3.6 e risultanti dal bilancio dell'impresa di stoccaggio sottoposto a revisione contabile, e il valore dei costi operativi riconosciuti nel primo anno del periodo di regolazione e aggiornati con il meccanismo del *price cap* di cui all'articolo 10, comma 10.9.

4.12 L'Autorità verifica, anche mediante controlli a campione:

- a) l'effettiva realizzazione degli investimenti di cui al presente articolo e la corrispondenza con i costi sostenuti;
- b) la corrispondenza del valore degli incrementi patrimoniali di cui al comma 4.4, con quelli risultanti dai bilanci pubblicati;
- c) la pertinenza e la corretta imputazione degli incrementi patrimoniali di cui alla precedente lettera b) rispetto alle attività svolte.

- 4.13 In caso di divergenza tra gli incrementi patrimoniali risultanti dai preconsuntivi e quelli risultanti dai bilanci pubblicati, le imprese di stoccaggio procedono a rettifica e conguaglio nel corso del successivo anno termico, dandone comunicazione all'Autorità.

### **Articolo 5**

#### *Ricavi relativi a nuove imprese di stoccaggio*

- 5.1 Le imprese che avviano nel secondo periodo di regolazione l'attività di stoccaggio attraverso nuovi giacimenti di stoccaggio calcolano annualmente i ricavi di riferimento ai sensi dell'articolo 3, comma 3.2, sulla base del valore degli incrementi patrimoniali relativi alle immobilizzazioni presenti nel bilancio dell'esercizio precedente l'anno termico cui si riferisce il calcolo, tenuto conto dell'incremento di remunerazione riconosciuto ai sensi dell'articolo 4.
- 5.2 Per i primi tre anni di attività i costi operativi sono proposti dalle imprese e sottoposti a verifica dell'Autorità; per il quarto anno sono calcolati a partire dal bilancio d'esercizio sottoposto a revisione contabile.
- 5.3 Per gli anni termici successivi, le imprese di stoccaggio calcolano i ricavi di riferimento ai sensi dell'articolo 10.

## **TITOLO III - DETERMINAZIONE, AGGIORNAMENTI E PUBBLICAZIONE DELLE TARIFFE E DEI CORRISPETTIVI**

### **Articolo 6**

#### *Tariffa per il servizio di stoccaggio*

- 6.1 La tariffa di stoccaggio, TS, che si applica ai servizi di stoccaggio è data dalla seguente formula:

$$TS = f_s * S + f_{PI} * PI + f_{PE} * \Sigma \sigma_i * PE_i + (CVS + \pi) * \Sigma \gamma_i * E_i + f_D * S_S$$

dove:

- $f_s$  è il corrispettivo unitario di spazio, espresso in euro/gigajoule per anno;
- $S$  è lo spazio conferito su base annuale all'utente, espresso in gigajoule per anno;
- $f_{PI}$  è il corrispettivo unitario per la disponibilità di punta giornaliera in fase di iniezione, espresso in euro/gigajoule/giorno;
- $PI$  è la capacità in fase di iniezione conferita su base annuale all'utente, espressa in gigajoule/giorno;
- $f_{PE}$  è il corrispettivo unitario per la disponibilità di punta giornaliera in fase di erogazione, espresso in euro/gigajoule/giorno;
- $PE_i$  è la capacità conferita in fase di erogazione all'utente, espressa in gigajoule per giorno per le diverse prestazioni di punta di erogazione individuate dal presente provvedimento;

- $\sigma_i$  coefficienti di normalizzazione di valore pari a 1 per la prestazione minima di erogazione del servizio di stoccaggio di modulazione e minerario, a 1,1 per la prestazione di punta addizionale del servizio di stoccaggio di modulazione e minerario e a 0,5 per la modulazione oraria e bilanciamento operativo;
  - $CVS$  è il corrispettivo unitario di movimentazione del gas, espresso in euro/gigajoule;
  - $\pi_i$  è la componente tariffaria a copertura degli squilibri di perequazione, di cui all'articolo 9;
  - $\gamma_i$  è un coefficiente che tiene conto delle rispettive valorizzazioni dell'energia movimentata e vale 1 per le allocazioni in immissione e in erogazione e 0,5 per l'iniezione in fase di erogazione;
  - $E_i$  è l'energia associata al gas movimentato, al netto di eventuali consumi tecnici, espressa in gigajoule;
  - $f_D$  è il corrispettivo unitario di stoccaggio strategico, espresso in euro/gigajoule per anno;
  - $S_s$  è l'energia associata al gas appartenente ai quantitativi di gas detenuti dall'impresa ai fini dello stoccaggio strategico e risultanti dal bilancio.
- 6.2 Alle giacenze di gas risultanti al termine dell'anno termico a seguito di erogazioni dell'utente inferiori ai quantitativi iniettati, verrà applicato il corrispettivo unitario di iniezione ed erogazione  $CVS$  maggiorato del 100%.
- 6.3 L'impresa di stoccaggio, nel solo caso di movimentazione fisica del gas dal sistema, attribuisce agli utenti del servizio, proporzionalmente ai quantitativi allocati, la quota percentuale di gas naturale a copertura dei consumi tecnici delle centrali di compressione e di trattamento.
- 6.4 Nel caso di erogazioni, anche virtuali, effettuate durante il periodo di iniezione, viene applicato il corrispettivo unitario per la disponibilità di punta giornaliera in fase di erogazione,  $f_{PE}$ , e un coefficiente  $\sigma_s$  determinato da ciascuna impresa, assicurando trasparenza e non discriminazione tra gli utenti.
- 6.5 In caso di conferimento di capacità di spazio inferiore all'anno, l'impresa di stoccaggio applica corrispettivi di capacità proporzionali alla durata del conferimento.

## **Articolo 7**

### *Tariffa per prestazioni di extra punta di erogazione*

- 7.1 L'impresa di stoccaggio offre prestazioni di punta di erogazione su base continua o interrompibile, ulteriori rispetto alle prestazioni di cui all'articolo 8, comma 8.5, con procedura ad evidenza pubblica e prezzo massimo pari al corrispettivo unitario per la disponibilità di punta giornaliera in fase di erogazione,  $f_{PE}$ , di cui all'articolo 6, comma 6.1, riproporzionato in funzione della durata della prestazione.

## Articolo 8

### *Corrispettivi unitari di stoccaggio facenti parte della tariffa*

- 8.1 Ai fini della formulazione delle proposte tariffarie di cui al successivo articolo 11, l'impresa maggiore di stoccaggio (di seguito: l'impresa maggiore) calcola i corrispettivi unitari di capacità  $f_s$ ,  $f_{PI}$ ,  $f_{PE}$ ,  $f_D$  e il corrispettivo unitario variabile  $CVS$  secondo le disposizioni del presente articolo, secondo criteri di trasparenza e imparzialità.
- 8.2 Il corrispettivo unitario di spazio  $f_s$  viene calcolato annualmente dividendo la somma delle quote di ricavo  $RS^S$  di competenza di ciascuna impresa, per la capacità complessiva di stoccaggio di *working gas*, calcolata ai sensi del comma 8.8, comprensiva dello spazio relativo allo stoccaggio strategico, come definito dal Ministero delle attività produttive.
- 8.3 Il corrispettivo unitario di disponibilità di punta giornaliera in fase di iniezione  $f_{PI}$ , viene calcolato annualmente dividendo la somma delle quote di ricavo  $RS^{PI}$  di competenza di ciascuna impresa, per la disponibilità massima di punta giornaliera in fase di iniezione del sistema, calcolata ai sensi del comma 8.8.
- 8.4 Il corrispettivo unitario di disponibilità di punta giornaliera in fase di erogazione  $f_{PE}$ , viene calcolato annualmente dividendo la somma delle quote di ricavo  $RS^{PE}$  di competenza di ciascuna impresa per la disponibilità di punta giornaliera calcolata come somma dei prodotti tra le disponibilità di ciascuna prestazione individuata al comma 8.5 e i valori di  $\sigma_s$  definiti all'articolo 6, comma 6.1.
- 8.5 Le disponibilità di punta giornaliera in erogazione di cui al comma 8.4 sono così determinate, salvo quanto previsto al comma 8.6:
- la prestazione minima di punta di erogazione per il servizio di stoccaggio minerario e di modulazione giornaliera è determinata dividendo il volume di spazio attribuito ai suddetti servizi per 150 giorni;
  - la modulazione oraria e il bilanciamento operativo è definita annualmente dalle imprese di stoccaggio in accordo con le imprese di trasporto proprietarie di rete nazionale di gasdotti;
  - la prestazione di punta di erogazione addizionale è determinata con riferimento alle prestazioni dell'impresa di stoccaggio fino al completo utilizzo dei quantitativi di gas destinati ai servizi di stoccaggio minerario e di modulazione giornaliera, addizionali rispetto a quelle individuate alle precedenti lettere a) e b).
- 8.6 Il corrispettivo unitario di stoccaggio strategico  $f_D$ , viene calcolato annualmente dividendo la somma delle quote di ricavo  $RS^D$  di competenza di ciascuna impresa, per i quantitativi di gas di proprietà dell'impresa di stoccaggio, detenuto ai fini di stoccaggio strategico in coerenza con le disposizioni del Ministero delle attività produttive.
- 8.7 Il corrispettivo unitario variabile di iniezione e di erogazione  $CVS$  viene calcolato per il primo anno termico del periodo di regolazione dividendo la somma complessiva delle quote di ricavo  $RS^E$  di tutte le imprese di stoccaggio, di cui all'articolo 3, comma 3.8, per l'energia movimentata nel corso dell'anno termico

2004-2005, assunta pari a  $678,455095 \cdot 10^6$  gigajoule a partire da un valore di energia pari a  $658,742010 \cdot 10^6$  gigajoule per Stogit e pari a  $19,713085 \cdot 10^6$  gigajoule per Edison.

- 8.8 Ai fini del calcolo dei corrispettivi unitari di capacità  $f_S$ ,  $f_{PI}$ ,  $f_{PE}$  e  $f_D$  ciascuna impresa di stoccaggio entro il 15 febbraio di ogni anno determina e comunica all'impresa maggiore le proprie capacità di stoccaggio per il successivo anno termico, sulla base dei dati comunicati ai sensi dell'articolo 18 del decreto del Ministero delle attività produttive 26 agosto 2005 e delle previsioni di conferimento, a prescindere da eventuali regimi di esenzione accordati ai sensi della legge n. 239/04, nonché le rispettive quote di ricavo, con l'esclusione di  $RS^E$ , come definite all'articolo 3, comma 3.8 integrate dei ricavi di cui agli articoli 4 e 5 e aggiornate ai sensi dell'articolo 10.

## **Articolo 9**

### *Perequazione*

- 9.1 La perequazione dei costi di stoccaggio si applica a tutte le imprese di stoccaggio.
- 9.2 La Cassa, attenendosi alle modalità previste nel presente articolo, provvede alla quantificazione e liquidazione, per ciascuna impresa di stoccaggio, dei saldi di perequazione derivanti dall'applicazione dei meccanismi di perequazione .
- 9.3 Ai fini di quanto previsto dal comma 9.2, ciascuna impresa di stoccaggio fa pervenire alla Cassa entro il 30 giugno di ogni anno successivo al primo, le informazioni necessarie al calcolo dell'ammontare di perequazione relativo all'anno termico precedente. La Cassa definisce le modalità di trasmissione in coerenza con le disposizioni del presente provvedimento entro 120 giorni dalla pubblicazione del medesimo, previa approvazione da parte dell'Autorità.
- 9.4 Nel caso in cui l'impresa di stoccaggio non rispetti i termini di cui al comma 9.3, la Cassa provvede a calcolare l'ammontare di perequazione utilizzando ogni informazione disponibile e provvedendo ad una stima prudenziale delle informazioni mancanti, in un'ottica di minimizzazione dell'ammontare di perequazione eventualmente dovuto dal sistema all'impresa di stoccaggio inadempiente e viceversa di massimizzazione di quanto eventualmente dovuto dallo stesso al sistema di perequazione nel suo complesso.
- 9.5 La Cassa, entro l'1 settembre di ogni anno successivo al primo, comunica all'Autorità e a ciascuna impresa di stoccaggio l'ammontare di perequazione relativo ai singoli corrispettivi tariffari.
- 9.6 Ciascuna impresa di stoccaggio, entro il 30 settembre di ogni anno, provvede a versare alla Cassa quanto dovuto.
- 9.7 La Cassa, in relazione ai meccanismi di perequazione, entro il 31 ottobre di ogni anno liquida quanto dovuto a ciascuna impresa di stoccaggio.
- 9.8 Nel caso in cui i versamenti non siano sufficienti a liquidare quanto di spettanza di ogni impresa, la Cassa effettua pagamenti pro-quota rispetto agli importi vantati dalle diverse imprese, fino a concorrenza delle disponibilità dei versamenti suddetti.

- 9.9 Nel caso in cui la liquidazione delle somme dovute alle imprese di stoccaggio in relazione ai meccanismi di perequazione non possa essere completata entro 3 mesi dal termine di cui al comma 9.7, la Cassa riconosce alle medesime imprese di stoccaggio un interesse pari all'Euribor a dodici mesi base 360, calcolato a decorrere dall'1 gennaio successivo alla scadenza di cui al comma 9.7.
- 9.10 In relazione all'interpretazione ed attuazione delle norme in materia di perequazione la Cassa si attiene alle indicazioni dell'Autorità. Ogni eventuale contestazione circa le modalità di applicazione dei meccanismi di perequazione e di raccolta delle relative informazioni è demandata alla valutazione e decisione dell'Autorità.
- 9.11 E' istituita una componente tariffaria  $\pi$  a copertura degli eventuali squilibri di perequazione. Con successivi provvedimenti l'Autorità definisce la componente  $\pi$ . Fino all'emanazione di tali provvedimenti, la componente  $\pi$  è posta pari a zero.
- 9.12 La componente tariffaria di cui al comma 9.11 è applicata come maggiorazione dei corrispettivi unitari di movimentazione del gas di cui all'articolo 6, comma 6.1.
- 9.13 E' istituito presso la Cassa il Conto squilibri perequazione stoccaggio alimentato dalla componente  $\pi$  e dalle altre partite previste dai provvedimenti dell'Autorità.
- 9.14 Le imprese di stoccaggio versano alla Cassa, entro 60 giorni dal termine di ciascun bimestre, il gettito della componente  $\pi$  in relazione ai servizi di stoccaggio erogati nel bimestre medesimo.
- 9.15 In ciascun anno, l'ammontare di perequazione dell'impresa  $i$  relativo ai singoli corrispettivi tariffari è pari a:

$$S_{i,t}^f = [RES_{i,t}^f - RICS_{i,t}^f]$$

dove:

- $S_{i,t}^f$  è l'ammontare di perequazione dei costi di stoccaggio dell'anno termico  $t$ , relativo al corrispettivo tariffario  $f$ ;
  - $RES_{i,t}^f$  è l'ammontare di ricavi di stoccaggio, calcolati applicando il corrispettivo tariffario  $f$  di cui all'articolo 6, comma 6.1, alle capacità effettivamente conferite e ai quantitativi di gas effettivamente movimentati nell'anno termico  $t$ , salvo quanto previsto all'articolo 9.17;
  - $RICS_{i,t}^f$  è l'ammontare di ricavi di competenza di stoccaggio per l'anno termico  $t$ , calcolati ai sensi dei commi 9.16 e 9.17.
- 9.16 I ricavi di competenza dell'impresa sono calcolati con riferimento alle tariffe di impresa di cui all'articolo 8 e alle capacità effettivamente conferite e ai volumi effettivamente movimentati.
- 9.17 Nel calcolo dell'ammontare di perequazione, sia l'ammontare dei ricavi di stoccaggio, sia l'ammontare dei ricavi di competenza, non comprendono i ricavi relativi alle prestazioni di *extra* punta di cui all'articolo 7 e i ricavi relativi alla punta di erogazione addizionale resa disponibile a seguito di nuovi investimenti.

9.18 Nel caso di esenzione dal diritto di accesso dei terzi, accordata ai sensi della legge n. 239/04 ai soggetti che investono, direttamente o indirettamente, nella realizzazione di nuovi stoccaggi in sotterraneo o in significativi potenziamenti delle capacità esistenti, i ricavi effettivi dell'impresa di stoccaggio,  $RES_{i,t}^f$ , sono calcolati sulla base dei corrispettivi unici nazionali di cui all'articolo 8 e delle capacità complessivamente conferite e dei quantitativi di gas effettivamente movimentati nel corso dell'anno termico.

## Articolo 10

### *Aggiornamento dei ricavi e delle tariffe*

- 10.1 Negli anni termici del periodo di regolazione successivi al primo, ciascuna quota di ricavo di cui all'articolo 3, comma 3.8 è calcolata a partire dal valore dei ricavi  $RS^c$  ottenuto sommando i valori aggiornati delle quote di ricavo  $RS_{capitale}$ ,  $RS_{amm}$ , e della relativa componente di ricavo addizionale di cui all'articolo 4.
- 10.2 Negli anni termici del periodo di regolazione successivi al primo, il costo riconosciuto del capitale investito netto,  $RS_{capitale}$ , è aggiornato mediante il ricalcolo annuale del capitale investito netto sulla base dei criteri indicati all'articolo 3, comma 3.3, tenuto conto dell'inflazione e delle dismissioni eventualmente effettuate dall'impresa di stoccaggio nel corso del periodo, e calcolando la quota del fondo ammortamento relativo agli anni successivi al 2005 sulla base delle durate convenzionali riportate in tabella 1.
- 10.3 Negli anni termici del periodo di regolazione successivi al primo, la quota parte dei ricavi riconducibile alla quota di ammortamento riconosciuta  $RS_{amm}$ , è aggiornata mediante la seguente formula:

$$RS_{amm}^t = RS_{amm}^{t-1} (1 + I_{t-1} - RP_s + Y + Q + W)$$

dove:

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

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

10.4 Le quote di ricavo che costituiscono la componente addizionale  $RSNI_t$  di cui all'articolo 4, comma 4.4 sono calcolate ogni anno come somma di:

- a) remunerazione del valore cumulato dei nuovi investimenti NI, calcolato con la metodologia del costo storico rivalutato di cui al comma 3.3;
- b) quota  $AMM_{NI_t}$  calcolata con la seguente formula:

$$AMM_{NI_t} = AMM_{NI_{t-1}}(1+Y+Q+W) + AMM_{NI_{t-2}}(1 + I_{t-1} - RP_S + Y + Q + W)$$

dove Y, Q e W assumono il significato descritto in precedenza.

10.5 Negli anni termici del periodo di regolazione successivi al secondo, ai fini della formulazione della proposta relativa al corrispettivo  $f$ , secondo i criteri degli articoli 6 e 8, ciascuna impresa di stoccaggio calcola le quote parti dei ricavi di riferimento come segue:

$$RS_t^f = RS_t^{f'} + (RS_t^{fN} - FC_t^f - AR_{t-2}^f)$$

dove:

- $RS_t^{f'}$  è la quota parte dei ricavi di stoccaggio, relativo al corrispettivo tariffario  $f$ , calcolato ai sensi dell'articolo 3, comma 3.8, a partire dalla somma aggiornata dei ricavi  $RS_{capitale}^C$  e  $RS_{amm}^C$  ai sensi del comma 10.2 e 10.3;
- $RS_t^{fN}$  la quota parte dei ricavi addizionali  $RSNI_t$  di cui al comma 10.4, relativo al corrispettivo tariffario  $f$ , calcolato ai sensi dell'articolo 4, comma 4.9;
- $FC_t^f$  è il fattore correttivo per l'anno termico  $t$ , calcolato come segue:

$$FC_t^f = (RICS_{t-2}^f - RS_{t-2}^f) (1 + r);$$

dove:

- $RICS_{t-2}^f$  sono i ricavi perequati di cui all'articolo 9, comma 9.15;
- $r$  è il tasso di rendimento medio annuo dei buoni del tesoro decennali dell'ultimo anno disponibile, aumentato dello 0,41 per cento;
- $AR_{t-2}^f$  sono gli altri ricavi di *capacity* di competenza dell'anno termico  $t-2$  relativi alla disponibilità di punta di erogazione offerta nel periodo di iniezione, ai corrispettivi di bilanciamento del sistema e ai corrispettivi per la reintegrazione del gas adibito a riserva strategica.

10.6 Nel caso in cui i ricavi  $FC_t^f$  e  $AR_{t-2}^f$  di cui al comma 10.5 siano superiori ai ricavi relativi ai nuovi investimenti  $RS_t^{fN}$ , di cui al medesimo comma, l'eccedenza è versata entro il 15 febbraio di ogni anno, a partire dall'anno 2008, al soggetto compensatore di cui all'articolo 9, secondo procedure da questi definite conformemente a quanto previsto all'articolo 9, comma 9.3, ed è destinata alla copertura del Conto squilibri perequazione stoccaggi.

10.7 Ai fini del calcolo dei corrispettivi di cui all'articolo 6, l'impresa di stoccaggio considera il fattore correttivo  $FC_t^f$  di cui al comma 10.5, per un ammontare fino al 2% dei ricavi  $RS_t^f$ . Gli importi eccedenti tale soglia sono considerati ai fini del calcolo dei corrispettivi di cui all'articolo 6 ripartendo l'ammontare su quattro

anni termici successivi, tenuto conto della rivalutazione annua tramite il tasso di rendimento  $r$ .

- 10.8 Negli anni termici del periodo di regolazione successivi al primo, il corrispettivo unitario variabile  $CVS_i$  associato all'energia movimentata, soggetto ad eventuale integrazione per tener conto degli incrementi di cui all'articolo 4, comma 4.10 e articolo 5, comma 5.2, è aggiornato annualmente sulla base della seguente formula:

$$CVS_i = CVS_{i-1}(1 + I_{t-1} - RP_V + Y + Q + W)$$

dove  $RP_V$  è il tasso annuale prefissato di variazione del recupero di produttività per la quota di costo legata all'energia movimentata pari al 2% e  $Y$ ,  $Q$  e  $W$  assumono il significato descritto in precedenza

- 10.9 L'Autorità definisce il valore dei costi operativi riconosciuti per il primo anno del periodo di regolazione che decorre dall'1 aprile 2010, riconoscendo alle imprese la metà degli ulteriori recuperi di produttività realizzati in eccesso rispetto a quelli prefissati ai sensi del presente provvedimento

## **Articolo 11**

### *Proposta, approvazione e pubblicazione delle tariffe*

- 11.1 Entro il 15 febbraio di ogni anno, le imprese di stoccaggio presentano all'Autorità:
- a) i ricavi  $RS^C$ ,  $RS^S$ ,  $RS^{PE}$ ,  $RS^{PI}$ ,  $RS^D$ ,  $RS^E$  definiti come al precedente articolo 3 e 5, aggiornati in base all'articolo 10 e relativi al successivo anno termico;
  - b) per ciascuno dei ricavi indicati alla lettera a), lo spazio di stoccaggio e la disponibilità di punta giornaliera per ciascuna prestazione del servizio di stoccaggio prevista in conferimento nell'anno termico di riferimento, nonché i volumi di gas iniettati ed erogati;
  - c) i ricavi  $RLNI$ , definiti ai sensi dell'articolo 4 e aggiornati in base all'articolo 10, e relativi al successivo anno termico;
  - d) le proposte dei corrispettivi di cui all'articolo 6, calcolati sulla base delle disposizioni di cui agli articoli 8 e 10 e nel rispetto dei propri ricavi di riferimento di cui agli articoli 3, 4, 5 e 10 del presente provvedimento e delle proprie disponibilità di spazio e di punta, unitamente alla documentazione necessaria per la valutazione delle medesime proposte.
- 11.2 Le proposte di cui al precedente comma 11.1 sono approvate qualora l'Autorità non si pronuncerà in senso contrario entro l'inizio dell'anno termico. Entro il medesimo termine l'Autorità pubblica i corrispettivi tariffari unici definiti a livello nazionale.
- 11.3 Entro 15 (quindici) giorni dalla data di approvazione della tariffe da parte dell'Autorità, le imprese di stoccaggio pubblicano i corrispettivi di cui al precedente comma 11.2. Le tariffe restano in vigore per tutto l'anno termico successivo.

## **Articolo 12**

*Attestazione e verifica dei ricavi*

OMISSIS

### **TITOLO IV – DISPOSIZIONI TRANSITORIE E FINALI**

## **Articolo 13**

*Proposta, approvazione e pubblicazione delle tariffe relative all'anno termico 2006-2007*

- 13.1 Ai fini della determinazione delle tariffe relative all'anno termico 2006-2007 ciascuna impresa di stoccaggio trasmette all'Autorità entro 7 giorni dall'entrata in vigore del presente provvedimento:
- a) i ricavi  $RS^C$ ,  $RS^S$ ,  $RS^{PE}$ ,  $RS^{PI}$ ,  $RS^D$ ,  $RS^E$  di cui al precedente articolo 3
  - b) lo spazio di stoccaggio previsto in conferimento per l'anno termico 2006-2007, sulla base dei dati comunicati ai sensi dell'articolo 18 del decreto del Ministero delle attività produttive 26 agosto 2005 e delle previsioni di conferimento, a prescindere da eventuali regimi di esenzione accordati ai sensi della legge n. 239/04;
  - c) le proposte dei corrispettivi di cui all'articolo 6, calcolati sulla base delle disposizioni di cui all'articolo 8 e nel rispetto dei propri ricavi di riferimento di cui all'articolo 3 del presente provvedimento e delle proprie disponibilità di spazio e di punta, unitamente alla documentazione necessaria per la valutazione delle medesime proposte.
- 13.2 Entro gli ulteriori 7 giorni, l'Autorità pubblica i corrispettivi unici definiti a livello nazionale per l'anno termico 2006-2007.
- 13.3 Le imprese di stoccaggio pubblicano anche mediante l'utilizzo dei propri siti internet, le tariffe approvate dall'Autorità entro 5 (cinque) giorni dalla data della loro approvazione. Le tariffe rimangono in vigore per tutto l'anno termico 2006-2007.

## **ARTICOLO 14**

*Corrispettivo unitario di capacità nel punto in uscita per il trasporto sulla rete nazionale di gasdotti*

- 14.1 A partire dall'1 ottobre 2006 l'impresa maggiore di trasporto definisce un corrispettivo unitario di capacità in uscita per il trasporto sulla rete nazionale di gasdotti, corrispondente al punto virtuale di interconnessione degli stoccaggi.
- 14.2 L'impresa maggiore di trasporto nella determinazione del corrispettivo di cui all'articolo 11, comma 11.2, della deliberazione n.166/05, considera allocati ai punti di uscita della rete nazionale di gasdotti nel punto virtuale di interconnessione degli stoccaggi, gli extra costi dovuti al sovradimensionamento delle infrastrutture di trasporto funzionali all'importazione del gas nel periodo estivo.

14.3 L'impresa maggiore di trasporto nella determinazione del corrispettivo di cui all'articolo 11, comma 11.2, della deliberazione n. 166/05, considera come capacità di uscita la somma delle capacità conferite come punte in iniezione al punto virtuale di stoccaggio così come comunicate dalle imprese di stoccaggio all'impresa maggiore di trasporto.

## **Articolo 16**

### *Disposizioni finali*

*OMISSIS*

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

<i>Categoria di cespiti</i>	<i>Durata in anni</i>
Pozzi	60
Fabbricati	40
Condotte	40
Centrali di compressione	20
Centrali di trattamento	25
Sistemi di misura	20
Altre immobilizzazioni	10

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

<i>Anno</i>	<i>Deflatore investimenti fissi lordi</i>	<i>Anno</i>	<i>Deflatore investimenti fissi lordi</i>
1950	32,9008	1979	4,8327
1951	30,8694	1980	3,8846
1952	30,6153	1981	3,1936
1953	31,1922	1982	2,7688
1954	31,6981	1983	2,4764
1955	31,6828	1984	2,2608
1956	30,7785	1985	2,0741
1957	29,9226	1986	1,9971
1958	30,6129	1987	1,9066
1959	30,8288	1988	1,7998
1960	29,5913	1989	1,7077
1961	28,5593	1990	1,6016
1962	27,3958	1991	1,5120
1963	25,3408	1992	1,4544
1964	24,2797	1993	1,3968
1965	24,2031	1994	1,3536
1966	23,5519	1995	1,3022
1967	22,7778	1996	1,2682
1968	22,2653	1997	1,2447
1969	21,0246	1998	1,2230
1970	18,5034	1999	1,2095
1971	17,3600	2000	1,1798
1972	16,6697	2001	1,1537
1973	13,7464	2002	1,1265
1974	10,6073	2003	1,1056
1975	9,1323	2004	1,0712
1976	7,5031	2005	1,0300
1977	6,3555	2006	1,0000
1978	5,5950		