

*Autorità per l'energia elettrica e il gas*

**RELAZIONE A.I.R.**

**CRITERI PER LA DETERMINAZIONE DELLE TARIFFE PER IL SERVIZIO DI  
TRASPORTO E DISPACCIAMENTO DEL GAS NATURALE PER IL PERIODO  
DI REGOLAZIONE 2010-2013**

(deliberazione 1 dicembre 2009, ARG/gas 184/09)

## INDICE

|  |    |
|--|----|
| Premessa.....  | 3  |
| PARTE I.....   | 4  |
| Il contesto normativo .....  | 4  |
| 1    Introduzione .....  | 4  |
| 2    Normativa di carattere generale .....   | 4  |
| 3    Il sistema tariffario del secondo periodo di regolazione .....  | 8  |
| PARTE II .....   | 11 |
| Obiettivi dell' autorità e processo di consultazione .....   | 11 |
| 4    Introduzione .....  | 11 |
| 5    Obiettivi .....   | 11 |
| 6    Processo di consultazione .....   | 12 |
| PARTE III.....   | 14 |
| Opzioni esaminate, valutazione e risultati della consultazione.....  | 14 |
| 7    Introduzione .....  | 14 |
| 8    Trattamento del gas necessario al funzionamento delle centrali di compressione .....                      | 14 |
| 9    Trattamento delle perdite di rete e del gas non contabilizzato.....                                       | 16 |
| 10   Ripartizione dei ricavi tra componente <i>capacity</i> e componente <i>commodity</i> .....                | 17 |
| 11   Criteri per la fissazione dell' X-factor .....  | 19 |
| PARTE IV.....  | 21 |
| Provvedimento finale .....   | 21 |
| 12   Introduzione .....  | 21 |
| 13   Criteri generali adottati .....   | 21 |
| 14   Periodo di riferimento per l' applicazione delle tariffe.....   | 23 |
| 15   Determinazione del costo riconosciuto per il servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale..... | 24 |
| 16   Ripartizione dei ricavi.....  | 36 |
| 17   Struttura ed articolazione tariffaria .....   | 37 |
| 18   Perequazione .....  | 42 |
| 19   Ripartizione dei ricavi tra imprese di trasporto.....   | 43 |
| 20   Aggiornamento annuale dei parametri tariffari.....  | 44 |
| 21   Fattore correttivo per la garanzia dei ricavi di riferimento .....  | 45 |

## PREMESSA

La presente relazione di Analisi di impatto di regolazione (di seguito: AIR) illustra i contenuti della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: Autorità) 1 dicembre 2009, ARG/gas 184/09 "Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il periodo 2010-2013 (TUTG): approvazione della parte II 'Regolazione delle tariffe per il servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il periodo di regolazione 2010-2013 (RTTG)' (di seguito: deliberazione ARG/gas 184/09). Con tale deliberazione l'Autorità ha definito la normativa in materia di regolazione delle tariffe per il servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il terzo periodo di regolazione che ha avuto inizio l'1 gennaio 2010. Inoltre, con la medesima deliberazione, sono stati definiti i criteri di regolazione delle tariffe per il servizio di misura del trasporto del gas naturale per il periodo di regolazione 2010-2013.

Il provvedimento oggetto della presente relazione tecnica (di seguito: il provvedimento) si inserisce nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione dell'Autorità 28 aprile 2008, ARG/gas 50/08 (di seguito: deliberazione ARG/gas 50/08), ai fini della formazione di provvedimenti in materia di tariffe per l'attività di trasporto di gas naturale per il terzo periodo di regolazione, ai sensi dell'articolo 23, commi 2 e 3 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 (di seguito: decreto legislativo n. 164/00).

Il procedimento ARG/gas 50/08 in materia di regolazione tariffaria per il servizio di trasporto del gas naturale si è svolto in parallelo all'analogo procedimento per la qualità del trasporto, avviato con la deliberazione 23 gennaio 2006, n. 15/06. Con deliberazione 1 ottobre 2009, ARG/gas 141/09 "Testo Unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il periodo di regolazione 2010-2013 (TUTG): approvazione della Parte I 'Regolazione della qualità del servizio di trasporto del gas naturale per il periodo di regolazione 2010-2013 (RQTG)'" sono stati approvati i criteri di regolazione della qualità del servizio di trasporto del gas naturale per il periodo di regolazione 2010-2013.

Entrambi questi procedimenti sono stati inseriti nella sperimentazione triennale dell'AIR avviata con deliberazione 28 settembre 2005, n. 203/05.

La predisposizione del provvedimento è stata preceduta da una fase di consultazione dei soggetti interessati avviata con il documento per la consultazione 31 marzo 2009 relativo a "Criteri per la determinazione delle tariffe per l'attività di trasporto e di dispacciamento del gas naturale per il terzo periodo di regolazione", Atto DCO n. 4/09 (di seguito: documento per la consultazione 31 marzo 2009). Nel documento sono state presentate delle opzioni alternative per alcuni degli aspetti più rilevanti presi in esame; per ciascuna opzione è stata condotta una valutazione preliminare e sono state sollecitate ai soggetti interessati osservazioni per la scelta dell'opzione preferibile.

Al documento per la consultazione 31 marzo 2009 ha fatto seguito un ulteriore documento per la consultazione, diffuso in data 23 luglio 2009, relativo a "Criteri per la determinazione delle tariffe per l'attività di trasporto e di dispacciamento del gas naturale per il terzo periodo di regolazione – orientamenti finali", Atto DCO n. 24/09 (di seguito documento per la consultazione 23 luglio 2009). Il documento per la consultazione 23 luglio 2009 contiene le proposte in merito alle opzioni preferite dall'Autorità a seguito della valutazione delle osservazioni pervenute.

# **PARTE I**

## **IL CONTESTO NORMATIVO**

### **1 Introduzione**

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

### **2 Normativa di carattere generale**

- 2.1 La legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95) delinea il quadro generale e le funzioni assegnate all'Autorità per lo sviluppo dei propri interventi di regolazione tariffaria. L'articolo 1, comma 1 della medesima legge, identifica gli obiettivi da perseguire nella regolazione tariffaria. In particolare, l'ordinamento tariffario deve:
- a) essere "certo, trasparente e basato su criteri predefiniti";
  - b) tutelare gli interessi di utenti e consumatori attraverso "la promozione della concorrenza e dell'efficienza";
  - c) "armonizzare gli obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti il servizio con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse".
- 2.2 Coerentemente con tali obiettivi, l'Autorità è dunque chiamata a definire i meccanismi per la determinazione di tariffe, intese come prezzi massimi dei servizi al netto delle imposte (articolo 2, comma 17, legge n. 481/95).
- 2.3 L'articolo 2, comma 12, lettera e), della legge n. 481/95, dispone che l'Autorità stabilisca ed aggiorni, in relazione all'andamento del mercato, la tariffa base, i parametri e gli altri elementi di riferimento per determinare le tariffe, in modo da assicurare la qualità, l'efficienza del servizio e l'adeguata diffusione del medesimo sul territorio nazionale.
- 2.4 Il quadro normativo nell'ambito del quale l'Autorità è chiamata a definire prezzi e corrispettivi per l'attività di trasporto del gas naturale è precisato nel decreto legislativo n. 164/00. Tale decreto, oltre a definire la struttura organizzativa del settore, stabilisce alcuni criteri generali per la determinazione delle tariffe, prevedendo in particolare che:
- a) l'Autorità determini le tariffe in modo da assicurare una congrua remunerazione del capitale investito e tenendo conto della necessità di non penalizzare le aree del Paese con minori dotazioni infrastrutturali, ed in particolare le aree del Mezzogiorno;
  - b) le tariffe per il trasporto tengano conto in primo luogo della capacità impegnata e della distanza di trasporto, e in secondo luogo della quantità trasportata indipendentemente dalla distanza;
  - c) le tariffe relative al trasporto sulla rete nazionale di gasdotti siano determinate in relazione ai punti di entrata e di uscita da tale rete, tenendo conto della distanza in misura equilibrata, al fine di attenuare le penalizzazioni territoriali.

- 2.5 La normativa nazionale sopra richiamata si inserisce nel più generale quadro normativo europeo che con la Direttiva 2009/73/CE, ha fissato i riferimenti per la creazione di un mercato interno del gas naturale. Ai sensi della medesima Direttiva, gli Stati membri garantiscono l'attuazione di un sistema di accesso dei terzi al sistema di trasporto basato su tariffe pubblicate, praticabili a tutti i clienti idonei, comprese le imprese di fornitura, ed applicato obiettivamente e senza discriminazioni tra gli utenti del sistema.
- 2.6 Ulteriori disposizioni di carattere tariffario sono contenute nel Regolamento CE n. 715/2009, relativo alle condizioni di accesso alle reti di trasporto del gas naturale (di seguito: regolamento n. 715/2009). Il Regolamento n. 715/2009 dispone, all'articolo 13, paragrafo 1, che le tariffe devono essere trasparenti, tenere conto della necessità di integrità del sistema e del suo miglioramento e rispecchiare i costi effettivamente sostenuti purché essi corrispondano a quelli di un gestore di reti efficiente e strutturalmente comparabile e siano trasparenti, garantendo nel contempo incentivi appropriati per quanto riguarda l'efficienza, incluso un appropriato rendimento degli investimenti, prendendo in considerazione, ove opportuno, le analisi comparative delle tariffe da parte delle autorità di regolamentazione.
- 2.7 La Direttiva 2009/73/CE, all'articolo 36 (ex articolo 22 della Direttiva 2003/55/CE), definisce altresì i criteri per la concessione dell'esenzione alla disciplina di accesso a terzi per le nuove infrastrutture del sistema gas.
- 2.8 Le disposizioni della normativa europea in merito alla esenzione alla disciplina di accesso a terzi sono state recepite nel contesto italiano, dall'articolo 1, comma 17, della legge 23 agosto 2004, n. 239/04 (di seguito: legge n. 239/04), che dispone che i soggetti che investono, direttamente o indirettamente, nella realizzazione di nuove infrastrutture di interconnessione tra le reti nazionali di trasporto di gas degli Stati membri dell'Unione europea e la rete di trasporto italiana, nella realizzazione di nuovi terminali di rigassificazione di gas naturale liquefatto e di nuovi stoccaggi in sotterraneo di gas naturale, o in significativi potenziamenti delle capacità delle infrastrutture esistenti tali da permettere lo sviluppo della concorrenza e di nuove fonti di approvvigionamento di gas naturale, possono richiedere, per la capacità di nuova realizzazione, un'esenzione dalla disciplina che prevede il diritto di accesso dei terzi. L'esenzione è accordata, caso per caso, per un periodo di almeno venti anni e per una quota di almeno l'80% della nuova capacità, dal Ministero dello sviluppo economico, previo parere dell'Autorità.
- 2.9 L'articolo 1, comma 20, della legge n. 239/04 dispone inoltre che la quota residua delle nuove capacità di trasporto ai punti di ingresso della rete nazionale di gasdotti, nonché la residua quota delle capacità delle nuove infrastrutture di interconnessione, dei nuovi stoccaggi in sotterraneo di gas naturale e dei nuovi terminali di rigassificazione, e dei potenziamenti delle capacità esistenti, sono allocate secondo procedure definite dall'Autorità in base a criteri di efficienza, economicità e sicurezza del sistema stabiliti con decreto del Ministro dello sviluppo economico.
- 2.10 Il Ministero delle attività produttive con il decreto ministeriale 11 aprile 2006 ha definito i principi e le modalità per il rilascio delle esenzioni di cui all'articolo 1, comma 17, della legge n. 239/04. Con decreto ministeriale 28 aprile 2006 sono state disciplinate le modalità di accesso alla rete nazionale di gasdotti per i punti a valle di infrastrutture soggette all'esenzione.

### ***L'accesso al sistema nazionale del gas e le caratteristiche del servizio di trasporto***

- 2.11 Il decreto legislativo n. 164/00, che ha stabilito le condizioni per l'accesso regolato al sistema nazionale del gas, ha definito in particolare:

- il dispacciamento (articolo 2, lettera j)) come “ l'attività diretta ad impartire disposizioni per l'utilizzazione e l'esercizio coordinato degli impianti di coltivazione, di stoccaggio, della rete di trasporto e di distribuzione e dei servizi accessori”;
  - il trasporto (articolo 2, lettera ii)) come “ il trasporto di gas naturale attraverso la rete di gasdotti, esclusi i gasdotti di coltivazione e le reti di distribuzione”.
- 2.12 Ai sensi dell'articolo 9 del decreto legislativo n. 164/00, l'ambito della rete nazionale di gasdotti viene individuato con decreto del Ministero delle attività produttive, sentita l'Autorità e la Conferenza Unificata.
- 2.13 Il Ministero dello sviluppo economico, con i decreti ministeriali 30 giugno 2004, 4 agosto 2005, 13 marzo 2006 e 1 agosto 2008 ha provveduto all'aggiornamento della rete nazionale di gasdotti<sup>1</sup>, individuando quattro distinti elenchi:
- nell'allegato 1, l'elenco aggiornato dei metanodotti facenti parte della rete nazionale di gasdotti;
  - nell'allegato 2, l'elenco dei gasdotti sottomarini di importazione di gas naturale da Stati non appartenenti all'Unione europea ubicati nel mare territoriale o nella piattaforma continentale italiana di cui all'articolo 30 della legge 12 dicembre 2002, n. 273 (di seguito: legge n. 273/02) e dei gasdotti di coltivazione utilizzati anche per l'importazione di gas naturale, per i quali si applicano condizioni di accesso specifiche, ai sensi dell'articolo 6 del decreto legislativo n. 164/00;
  - nell'allegato 3, l'elenco dei gasdotti rientranti nella categoria *interconnector*, come definita dalla Direttiva 2003/55/CE all'articolo 2, comma 17, e dall'articolo 1, comma 17, della legge n. 239/04;
  - nell'allegato 4, l'elenco dei gasdotti di collegamento con i terminali di rigassificazione di Gnl.
- 2.14 In particolare, con riferimento agli elenchi di cui all'allegato 2, si evidenzia che l'articolo 30, della legge n. 273/02 dispone che per i gasdotti sottomarini di importazione di gas naturale da Stati non appartenenti all'Unione europea ubicati nel mare territoriale e nella piattaforma continentale italiana, le modalità di applicazione delle disposizioni del decreto legislativo n. 164/00 sono demandate ad accordi tra lo Stato italiano e gli altri Stati interessati, comunque nel rispetto della Direttiva 98/30/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 22 giugno 1998, sentite le imprese di trasporto interessate. In conseguenza, le tariffe di trasporto per la rete nazionale di gasdotti, determinate ai sensi dell'articolo 23 del decreto legislativo n. 164/00, non si applicano alla parte di tali gasdotti ubicata entro il mare territoriale italiano delle società *Transmediterranean Pipeline Company Ltd* e *Greenstream BV*.
- 2.15 Per quanto riguarda il perimetro delle reti regionali di trasporto, il Ministero delle attività produttive, con il decreto ministeriale 29 settembre 2005, ha definito in via transitoria i criteri per la classificazione delle reti di trasporto regionale. Con i successivi decreti del 22 aprile 2008 e del 25 maggio 2009, il Ministero ha classificato i tratti di rete di trasporto regionale.
- 2.16 Gli articoli 24, 25 e 26 del decreto legislativo n. 164/00 definiscono norme, procedure e obblighi in tema di disciplina dell'accesso al sistema nazionale del gas. In particolare, l'articolo 24, comma 5, prevede tra l'altro che l'Autorità fissi “i criteri atti a garantire a tutti gli utenti della rete del gas la libertà di accesso, a parità di condizioni, la massima imparzialità e neutralità delle attività del trasporto e del dispacciamento in condizioni di normale esercizio” e che fissi anche “gli obblighi dei soggetti che svolgono le attività di trasporto e di dispacciamento del gas”.

---

<sup>1</sup> La prima individuazione della rete nazionale di gasdotti è avvenuta con decreto del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato 22 dicembre 2000.

- 2.17 Ai sensi delle disposizioni del suddetto comma, l’Autorità, con la deliberazione 17 luglio 2002, n. 137/02 (di seguito: deliberazione n. 137/02), ha fissato i criteri atti a garantire a tutti gli utenti della rete la libertà di accesso a parità di condizioni, la massima imparzialità e la neutralità del trasporto e del dispacciamento in condizioni di normale esercizio e gli obblighi dei soggetti che svolgono le attività di trasporto e dispacciamento. Sulla base di tali criteri e obblighi, le imprese di trasporto hanno conformato e predisposto i propri codici di rete e li hanno presentati all’Autorità per la loro approvazione.
- 2.18 Il codice di rete adottato dalle imprese di trasporto, sulla base dei criteri e delle norme descritte nel precedente paragrafo 2.17, descrive le caratteristiche del servizio di trasporto (articolato in servizio continuo e in servizio interrottibile).
- 2.19 In particolare, il servizio di trasporto continuo è costituito dal trasporto di gas naturale dai punti di entrata della rete nazionale di gasdotti ai punti di riconsegna della rete regionale. Mediante il conferimento di capacità l’utente del servizio acquisisce il diritto di immettere presso i punti di entrata e di ritirare presso i punti di riconsegna, in qualsiasi momento dell’anno termico, un quantitativo di gas non superiore alla portata giornaliera conferita. Il servizio di trasporto è garantito nella sua continuità, salvo casi di forza maggiore, nei periodi di emergenza e nei periodi in cui vengono programmati ed eseguiti interventi (manutenzione) che determinano interruzioni o riduzioni di capacità di trasporto.
- 2.20 Il conferimento di capacità avviene su base annuale con la possibilità di estendere il conferimento alla durata di cinque anni, per i titolari di contratti di importazione pluriennali, limitatamente alla quantità contrattuale media giornaliera. I soggetti titolari di contratti di importazione possono richiedere, oltre al conferimento di capacità annuale, una capacità di trasporto per periodi inferiori all’anno (capacità semestrale, trimestrale e mensile).<sup>2</sup>
- 2.21 Il servizio offerto dall’impresa di trasporto comprende inoltre le seguenti attività:
- a) attività connesse al conferimento di capacità (pubblicazione delle capacità disponibili, gestione dell’assegnazione di capacità, stipula dei contratti di trasporto);
  - b) attività relative al bilanciamento della rete (bilanciamento fisico, bilanciamento commerciale e allocazione del gas);
  - c) attività di dispacciamento (esecuzione dei programmi di trasporto richiesti dagli utenti del servizio, tenuto conto di indisponibilità di capacità dettate da vincoli tecnico-operativi, quali lavori di manutenzione sulla rete e/o indisponibilità temporanea di centrali di compressione);
  - d) gestione delle emergenze di servizio e interventi in caso di carenza di disponibilità di gas;
  - e) attività relative all’acquisizione e alla validazione dei dati di misura;
  - f) verifica e validazione dei parametri per il rispetto delle specifiche di qualità (determinazione del potere calorifico superiore e controllo delle caratteristiche chimico-fisiche del gas naturale).

### ***Disciplina in materia di separazione contabile, amministrativa e funzionale***

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

---

<sup>2</sup> Un’ulteriore estensione della durata dei conferimenti è stata espressamente prevista dalla deliberazione 31 luglio 2006, n. 168/06, come modificata dalla deliberazione 18 dicembre 2007, n. 327/07, in relazione alla capacità di trasporto presso i punti di entrata interconnessi con i terminali di rigassificazione esenti. In corrispondenza di tali punti, l’impresa che realizza ovvero gestisce il terminale ha diritto a richiedere capacità per un periodo di tempo (20 anni) corrispondente alla durata dell’esenzione dal regime di accesso a terzi.

amministrativa, anche al fine di verificare i costi delle singole prestazioni e di garantire l'imparzialità dell'esercente il servizio di trasporto.

- 2.23 Con la deliberazione 18 gennaio 2007, n. 11/07 (di seguito: deliberazione n. 11/07), l'Autorità ha modificato e integrato la disciplina dell'*unbundling*, anche al fine di recepire le disposizioni in materia di separazione funzionale introdotte dalla Direttiva 2003/55/CE.
- 2.24 L'analisi dei dati trasmessi da parte degli esercenti a seguito degli obblighi previsti in tali direttive consente un costante monitoraggio della dinamica dei costi, anche al fine di verificare l'assenza di sussidi incrociati tra diverse attività, come richiesto dall'articolo 25, comma 1, lettera e), della Direttiva 2003/55/CE.

### 3 Il sistema tariffario del secondo periodo di regolazione

- 3.1 I criteri relativi al sistema tariffario del secondo periodo di regolazione sono stati definiti con la deliberazione 29 luglio 2005, n. 166/05 (di seguito: deliberazione n. 166/05). La definizione dei ricavi di riferimento è avvenuta tramite l'identificazione degli elementi di costo relativi all'attività di trasporto in modo tale da garantire la copertura dei costi operativi e dei costi di capitale, ivi incluso l'ammortamento, riconoscendo una congrua remunerazione del capitale investito secondo le disposizioni del decreto legislativo n. 164/00.
- 3.2 Il tasso di remunerazione per il capitale investito all'inizio del periodo di regolazione è stato fissato pari al 6,7% reale pre-tasse.
- 3.3 I ricavi di riferimento sono stati suddivisi in una componente di ricavo legata alla capacità e in una componente di ricavo attribuita ai volumi, rispettivamente pari al 70% e al 30% del vincolo ai ricavi complessivo. Tale criterio di ripartizione tuttavia riflette solo parzialmente la struttura dei costi del servizio (prevalentemente costi fissi), con una conseguente attribuzione di una rilevante quota dei costi fissi sul corrispettivo unitario variabile.
- 3.4 A partire dalle componenti di ricavo di *capacity* e *commodity*, di cui al precedente paragrafo 3.3, sono stati rispettivamente determinati i corrispettivi tariffari di capacità (relativi alla rete nazionale e alla rete regionale di gasdotti) ed il corrispettivo unitario variabile.
- 3.5 I corrispettivi di capacità per il trasporto sulla rete nazionale sono stati calcolati dall'impresa maggiore sulla base del modello *entry-exit* e sono stati applicati alle capacità conferite agli utenti della rete rispettivamente nei punti di entrata e di uscita<sup>3</sup>.
- 3.6 L'Autorità ha confermato per il secondo periodo di regolazione un corrispettivo di capacità per il trasporto sulla rete regionale a "francobollo", non differenziato in funzione delle caratteristiche di prelievo o dimensionali del punto di riconsegna, nel rispetto dei vincoli imposti dal decreto legislativo n. 164/00.
- 3.7 Il corrispettivo unitario variabile è stato determinato con riferimento all'energia immessa nell'anno solare 2004 ed aggiornato applicando la metodologia del *price cap*.
- 3.8 Come già per il primo periodo di regolazione, anche per il secondo periodo l'Autorità ha previsto un meccanismo di garanzia dei ricavi di *capacity*, introducendo tuttavia alcune modifiche finalizzate ad assicurare una maggiore stabilità tariffaria.
- 3.9 Al fine di favorire lo sviluppo delle infrastrutture di trasporto e assicurare condizioni favorevoli alla concorrenza nel mercato interno, il provvedimento ha introdotto un sistema di

---

<sup>3</sup> Per una descrizione dettagliata del modello tariffario *entry-exit*, si vedano le relazioni tecniche alle deliberazioni n. 120/01 e n. 166/05 e il documento per la consultazione 2 maggio 2005.

incentivi per i nuovi investimenti, prevedendo il riconoscimento di un tasso di remunerazione maggiorato rispetto a quello esistente al termine dell'esercizio 2004, per una durata superiore al periodo di regolazione, in funzione di differenti tipologie di investimento, classificate in base al contributo apportato al sistema in termini di approvvigionamento del gas naturale, garanzia della sicurezza e ottimizzazione del sistema di trasporto; le tipologie individuate sono le seguenti:

- T=1 investimenti di sostituzione, per i quali non è stata prevista alcuna remunerazione incrementale;
- T=2 investimenti destinati alla sicurezza, alla qualità del gas e al sostegno al mercato, che non comportano la realizzazione di nuova capacità di trasporto: 1% per 10 anni;
- T=3 investimenti destinati alla realizzazione di nuova capacità di trasporto di rete regionale: 2% per 7 anni;
- T=4 investimenti destinati alla realizzazione di nuova capacità di trasporto di rete nazionale: 2% per 10 anni;
- T=5 investimenti destinati alla realizzazione di nuova capacità di trasporto di rete funzionale alla capacità di importazione: 3% per 10 anni;
- T=6 investimenti destinati a rendere disponibile una maggiore capacità di ingresso alle frontiere, anche al fine di immettere quantitativi di Gnl rigassificati da navi metaniere con sistemi di rigassificazione a bordo: 3% per 15 anni.

3.10 Le disposizioni previste dalla delibera n. 166/05 sono state successivamente modificate da alcuni provvedimenti, nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione 9 novembre 2005, n. 234/05 (di seguito: deliberazione n. 234/05).

3.11 L'Autorità, con deliberazione 27 febbraio 2007, n. 45/07 (di seguito: deliberazione n. 45/07), alla luce della limitata capacità di importazione disponibile, ha introdotto corrispettivi infrannuali di impegno della capacità, limitatamente ai punti di entrata interconnessi con l'estero, transitoriamente dimensionati in modo da massimizzare le importazioni nei periodi critici per l'approvvigionamento del sistema. Tale disposizione è stata estesa, con deliberazione 7 luglio 2008, ARG/gas 92/08, anche ai punti di entrata interconnessi con i terminali di Gnl. Con la deliberazione n. 45/07 è stato inoltre introdotto un sistema di perequazione per la ripartizione dei ricavi relativi al corrispettivo di trasporto regionale unico a livello nazionale.

3.12 Con deliberazione n. 234/05, l'Autorità ha avviato, tra l'altro, un procedimento finalizzato:

- a) alla revisione del meccanismo di aggiornamento dei costi sostenuti dall'impresa di trasporto per la compressione e le perdite di rete, in modo da tenere conto dell'impatto della dinamica dei prezzi del petrolio e dei suoi derivati sui costi di approvvigionamento del gas;
- b) alla definizione di un corrispettivo per il servizio di misura nel trasporto, come previsto dall'articolo 8, della deliberazione n. 166/05; le proposte dell'Autorità in merito alla regolazione del servizio di misura sono state illustrate nel documento di consultazione 6 giugno 2006 (Atto n. 14/06).

3.13 Con deliberazione 3 febbraio 2009, VIS 8/09<sup>4</sup> (di seguito: deliberazione VIS 8/09), l'Autorità ha determinato i costi addizionali sostenuti negli anni termici 2005-2006 e 2006-2007 dall'impresa maggiore di trasporto per l'acquisto del gas di funzionamento delle centrali di compressione per effetto della dinamica congiunturale dei prezzi del petrolio e dei suoi derivati, enucleandoli da tutti gli altri costi riconducibili a quantitativi di gas stimati e

---

<sup>4</sup> Chiusura dell'istruttoria conoscitiva avviata con deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 15 aprile 2008, VIS 41/08, sulla corretta applicazione delle previsioni in materia di gas non contabilizzato delle reti di trasporto del gas naturale nel periodo 2004-2006.

non soggetti a specifica misurazione e tenendo conto della quota di *profit sharing* riconducibile ai medesimi costi riconosciuta all'inizio del secondo periodo di regolazione.

3.14 In particolare, la deliberazione VIS 8/09 ha:

- fissato i costi addizionali sostenuti dall'impresa maggiore di trasporto per l'acquisto del gas di funzionamento delle centrali di compressione per gli anni termici 2005-2006 e 2006-2007;
- demandato a successivi provvedimenti la fissazione dei costi addizionali sostenuti dalla medesima società relativamente agli anni termici 2007-2008 e 2008-2009;
- previsto, al fine di assicurare la stabilità tariffaria e limitare l'impatto sui consumatori finali, che il riconoscimento dei costi addizionali avvenga secondo i criteri che saranno determinati in esito al procedimento avviato con deliberazione ARG/gas 50/08.

## **PARTE II**

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

#### **4 Introduzione**

- 4.1 Questa sezione illustra gli obiettivi alla base dell'intervento di revisione della disciplina tariffaria che l'Autorità ha inteso perseguire, anche a seguito dell'attività di ricognizione svolta e delle osservazioni presentate dagli operatori nel corso del procedimento avviato con deliberazione ARG/gas 50/08.

#### **5 Obiettivi**

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

- 5.1 Nel procedimento avviato con deliberazione 28 aprile 2008, ARG/gas 50/08, (di seguito: deliberazione ARG/gas 50/08), per il terzo periodo di regolazione delle tariffe per l'attività di trasporto e dispacciamento del gas naturale, ai sensi dell'articolo 23, commi 2 e 3 del decreto legislativo n. 164/00, l'Autorità ha disposto che nella formazione dei provvedimenti finali si tenesse conto delle seguenti esigenze generali:
- a) della necessità di introdurre meccanismi di incentivazione allo sviluppo efficiente delle infrastrutture, in coerenza con l'obiettivo generale di garantire lo sviluppo del sistema gas nazionale e di promuovere lo sviluppo di un mercato concorrenziale;
  - b) di valutare l'opportunità di prevedere meccanismi di controllo del livello di indebitamento e della struttura finanziaria delle imprese di trasporto;
  - c) della necessità di garantire che tariffe e corrispettivi siano definiti in coerenza con i provvedimenti adottati dall'Autorità in materia di regolazione della qualità e delle condizioni per l'accesso e l'erogazione del servizio di trasporto;
  - d) dell'opportunità di valutare una eventuale revisione dei criteri di determinazione della componente tariffaria del servizio di trasporto di cui alla deliberazione 4 dicembre 2003 n. 138/03 (di seguito: deliberazione n. 138/03);
  - e) dell'esigenza di procedere, ove possibile, con un'ulteriore convergenza dei criteri di riconoscimento dei costi e regolazione tariffaria nei settori dell'energia elettrica e del gas.
- 5.2 Con deliberazione VIS 08/09 l'Autorità, sulla base degli esiti risultanti dall'istruttoria conoscitiva, ha integrato i suddetti criteri al fine di tenere conto delle seguenti esigenze di regolazione, ulteriori rispetto a quelle già descritte nel precedente paragrafo 5.1:
- a) estendere la responsabilità dell'impresa maggiore di trasporto per il servizio di misura a tutti i punti di immissione e di prelievo della rete di trasporto, e non solo a quelli individuati dalla deliberazione 6 novembre 2008, ARG/gas 159/08 (di seguito: deliberazione ARG/gas 159/08);
  - b) trattare il gas non contabilizzato in modo analogo alle perdite fisiche della rete di trasporto, attribuendone la titolarità all'impresa maggiore di trasporto;
  - c) definire i rapporti tra l'impresa maggiore di trasporto e le altre imprese di trasporto in relazione alle tematiche di cui alle precedenti lettere (a) e (b);
  - d) introdurre meccanismi di regolazione incentivante finalizzati alla riduzione degli oneri per il reintegro del gas non contabilizzato nell'ambito del servizio di bilanciamento.

- 5.3 Sulla base di tali indicazioni, e tenuto conto della natura del procedimento in corso, sono stati individuati una serie di obiettivi di carattere generale sulla base dei quali sono stati definiti i criteri generali di regolazione tariffaria per il periodo di regolazione 2010-2013. Tali obiettivi, indicati nei paragrafi da 6.5 a 6.9 del documento per la consultazione 31 marzo 2009 e nei paragrafi da 2.5 a 2.19 del documento per la consultazione 23 luglio 2009, sono:
- a) favorire la stabilità regolatoria;
  - b) garantire la coerenza dei criteri tariffari adottati con l'evoluzione del quadro regolatorio europeo;
  - c) favorire la semplificazione dei meccanismi tariffari anche in prospettiva pro-competitiva.
- 5.4 La revisione dei criteri per la determinazione della componente tariffaria del servizio di trasporto del gas naturale riconosciuta nelle condizioni economiche di fornitura ai clienti finali non sono oggetto della deliberazione ARG/gas 184/09 in quanto sono trattate nell'ambito di uno specifico procedimento, concluso con la deliberazione 29 dicembre 2009, ARG/gas 209/09.

## **6 Processo di consultazione**

- 6.1 In coerenza con la metodologia *AIR*, il procedimento per la definizione della regolazione tariffaria dei servizi di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il periodo 2010-2013, ha offerto a tutti i soggetti interessati (destinatari diretti e indiretti individuati nei precedenti paragrafi) diverse occasioni per intervenire al fine di fornire tutti gli elementi ritenuti utili alla formazione delle decisioni di competenza dell'Autorità.
- 6.2 Il procedimento si è articolato in una fase di ricognizione preliminare e in due fasi di consultazione, corrispondenti alla pubblicazione di due distinti documenti per la consultazione ed alla raccolta di osservazioni in merito alle proposte dall'Autorità. Ogni fase ha comportato l'analisi e la valutazione delle osservazioni inviate dai soggetti interessati in merito alle proposte dell'Autorità.
- 6.3 Le proposte di regolazione sono state definite anche tenendo conto delle osservazioni pervenute dai soggetti interessati.

### ***Ricognizione preliminare***

- 6.4 Nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione ARG/gas 50/08, nella seconda metà dell'anno 2008, la Direzione Tariffe ha avviato una fase ricognitiva tramite incontri tematici (di seguito richiamati anche come *Focus group*) destinati alle imprese di trasporto e alle principali Associazioni di categoria.
- 6.5 Nell'ambito di tali incontri tematici sono stati presentati gli orientamenti generali dell'Autorità per il terzo periodo di regolazione e sono state discusse preliminarmente alcune delle principali ipotesi di revisione della disciplina tariffaria.
- 6.6 Le principali osservazioni evidenziate dagli operatori nell'ambito del *Focus group* sono riportate nel documento di consultazione 31 marzo 2009, dal paragrafo 2.10 al paragrafo 2.14.

### ***Prima fase di consultazione con opzioni alternative per gli aspetti più rilevanti***

- 6.7 In data 31 marzo 2009 è stato diffuso il primo documento per la consultazione (DCO 4/09), in relazione al quale è stato possibile inviare osservazioni fino al 15 maggio 2009. Nel

documento per la consultazione sono stati indicati gli orientamenti dell'Autorità in merito alla regolazione delle tariffe per il servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale.

- 6.8 Nell'ambito di tale documento per la consultazione l'Autorità, in conformità a quanto previsto dalla metodologia *AIR*, ha sviluppato delle opzioni alternative di regolazione per gli aspetti più rilevanti, in quanto la sua applicazione a tutti gli aspetti trattati avrebbe comportato una eccessiva complicazione del documento, considerata la numerosità dei temi oggetto di consultazione.
- 6.9 In data 17 aprile 2009 è inoltre stata avviata una raccolta dati presso le imprese di trasporto di gas naturale e nel mese di luglio 2009 è stata pubblicata nel sito internet dell'Autorità la sintesi delle osservazioni ricevute, in risposta al documento per la consultazione 31 marzo 2009.

### ***Seconda fase di consultazione e orientamenti finali***

- 6.10 Nel mese di maggio 2009, la Direzione Tariffe ha attivato una seconda serie di incontri tematici di cui si da conto nel paragrafo 3.7 del documento per la consultazione 23 luglio 2009, con le imprese di trasporto del gas naturale e le associazioni di categoria.
- 6.11 In data 23 luglio 2009 è stato diffuso il secondo documento per la consultazione (DCO 24/09), in relazione al quale è stato possibile inviare osservazioni fino al 15 settembre 2009. In tale documento per la consultazione sono stati indicati gli orientamenti finali dell'Autorità, in merito alla regolazione del servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale.
- 6.12 Il documento per la consultazione 23 luglio 2009 ha presentato alcune differenze di rilievo rispetto al precedente, in relazione ai risultati del processo di consultazione e agli esiti degli incontri tematici organizzati dall'Autorità. In particolare:
- a) in relazione all'introduzione di indicatori di efficacia degli investimenti ai fini dell'incentivazione al potenziamento delle infrastrutture di trasporto del gas naturale, l'Autorità, in considerazione della complessità e della delicatezza del tema, ha proposto di avviare nel corso del terzo periodo di regolazione uno specifico procedimento che permetta di differenziare l'incentivo erogato a ciascun progetto di investimento sulla base di una valutazione quantitativa dei benefici apportati al sistema;
  - b) analogamente a quanto indicato nella precedente lettera a), anche ai fini dell'individuazione del livello di costo efficiente nella realizzazione dei nuovi investimenti, l'Autorità ha proposto di effettuare gli opportuni approfondimenti nel corso del terzo periodo di regolazione al fine di adottare un criterio di valorizzazione dei nuovi investimenti sulla base di costi standard (*MEAV Modern Equivalent Asset Value*);
  - c) infine l'Autorità ha proposto di prevedere che la remunerazione delle immobilizzazioni in corso relative agli investimenti della rete nazionale di gasdotti (tipologie T4, T5 e T6) avvenga secondo criteri analoghi a quelli introdotti nel servizio di trasmissione elettrica con la deliberazione 19 dicembre 2008, ARG/elt 188/08, al fine di incentivare l'accelerazione dell'entrata in esercizio degli investimenti in sviluppo della capacità di trasporto, garantendo al contempo una convergenza dei criteri tariffari relativi al servizio di trasmissione elettrica e di trasporto di gas naturale.

## **PARTE III**

### **OPZIONI ESAMINATE, VALUTAZIONE E RISULTATI DELLA CONSULTAZIONE**

#### **7 Introduzione**

- 7.1 Nella precedente sezione della presente relazione *AIR* si è dato conto del processo di consultazione attraverso il quale l’Autorità ha presentato e progressivamente affinato le proposte di regolazione. In esito ad ogni fase della consultazione sono state valutate le opzioni alternative e riformulate le proposte iniziali tenendo conto delle osservazioni pervenute dai soggetti interessati ed altresì degli obiettivi del procedimento indicati nel capitolo 5. Al riguardo, si evidenzia che, in conformità con quanto previsto dalla metodologia *AIR*, i soggetti interessati hanno avuto diverse occasioni per intervenire nel procedimento, sia inviando le proprie osservazioni ai documenti di consultazione sia partecipando ai *Focus Group*.
- 7.2 L’esame di opzioni alternative (aspetto tipico e caratterizzante della metodologia *AIR*) è stato condotto, esclusivamente per le proposte di intervento più rilevanti, in termini prevalentemente qualitativi. In particolare sono state sviluppate opzioni alternative in merito alle seguenti tematiche:
- a) trattamento del gas di funzionamento delle centrali di compressione;
  - b) trattamento delle perdite di rete (perdite fisiche e gas non contabilizzato);
  - c) criteri di ripartizione delle quote di ricavo tra componente *capacity* e componente *commodity*;
  - d) criteri per la definizione del coefficiente di recupero di produttività.
- 7.3 Per le altre proposte di intervento, pur non essendo stato effettuato formalmente il processo di analisi di opzioni alternative, le diverse fasi di consultazione hanno comunque permesso di affinare progressivamente le proposte iniziali.
- 7.4 In questa sezione, vengono approfondite le proposte di intervento a cui è stata applicata la metodologia di analisi e valutazione di opzioni alternative, analizzando i contenuti delle diverse opzioni avanzate in consultazione e la valutazione delle principali osservazioni emerse dalle diverse fasi di consultazione. Scopo principale di questa sezione è quello di illustrare il percorso valutativo che conduce dall’insieme di opzioni inizialmente considerato alla scelta finale. Sono in primo luogo descritte le opzioni considerate e la loro valutazione preliminare inserita nel primo documento di consultazione.

#### **8 Trattamento del gas necessario al funzionamento delle centrali di compressione**

- 8.1 Nel documento per la consultazione 31 marzo 2009 è stata formulata la proposta di modificare i criteri di riconoscimento dei costi associati al gas di funzionamento delle centrali di compressione, con i seguenti obiettivi specifici:
- a) incentivare la minimizzazione dei costi relativi all’acquisto del gas delle centrali di compressione;
  - b) assicurare una corretta ripartizione del rischio;
  - c) garantire la semplicità amministrativa (per gli operatori del sistema gas e per il regolatore).

- 8.2 Le proposte di modifica erano sostanzialmente motivate dalla necessità di tenere conto della elevata volatilità dei costi associati al gas di funzionamento delle centrali di compressione, sia in relazione alla dinamica del prezzo dell'energia (rischio prezzo), sia in relazione alla evoluzione degli assetti della rete (rischio volume).
- 8.3 Coerentemente con la metodologia *AIR*, nel primo documento per la consultazione sono state proposte tre ipotesi alternative:
- **Ipotesi A.1:** prevede l'inclusione dei costi per l'acquisto del gas di funzionamento delle centrali di compressione nella generalità dei costi operativi e l'aggiornamento attraverso l'applicazione del *price cap*, in continuità con quanto previsto per il secondo periodo di regolazione.
  - **Ipotesi A.2:** prevede l'allocazione in natura del gas delle centrali di compressione agli utenti del servizio (sulla base di una percentuale sull'immesso in rete); nel caso in cui si verificano scostamenti tra le quantità allocate ed il consumo effettivo, è previsto un meccanismo di conguaglio attraverso l'applicazione di un corrispettivo; tale ipotesi prevedeva, tra l'altro, come indicato al paragrafo 14.10 del documento per la consultazione 31 marzo 2009, la differenziazione della quota di allocazione per punto di entrata, in modo tale da tenere conto del differente impatto di ciascun punto di entrata sui costi di acquisto del gas per il funzionamento delle centrali di compressione.
  - **Ipotesi A.3:** prevede il riconoscimento in tariffa dei costi sostenuti per l'acquisto del gas di funzionamento delle centrali di compressione e l'introduzione di un sistema di incentivi di tipo *sliding scale* per la minimizzazione dei costi di acquisto del gas di funzionamento delle centrali di compressione; tale sistema consiste nell'applicazione di un meccanismo di premi o penalità nel caso in cui la spesa sostenuta dall'impresa di trasporto per la copertura dei costi di acquisto risulti rispettivamente inferiore o superiore all'obiettivo individuato dall'Autorità.
- 8.4 In sede di consultazione gli operatori hanno manifestato posizioni divergenti in merito alle modalità di riconoscimento dei costi sostenuti per l'acquisto del gas necessario al funzionamento delle centrali di compressione ed in particolare:
- gli utenti della rete di trasporto hanno evidenziato la loro preferenza per il mantenimento di un corrispettivo tariffario per la copertura di detti costi;
  - altri operatori hanno ritenuto preferibile l'allocazione in natura del gas e la contestuale introduzione di un meccanismo di conguaglio per gli scostamenti tra le quantità allocate agli utenti ed il consumo effettivo.
- 8.5 L'Autorità ha ritenuto preferibile l'ipotesi A.2 in quanto, oltre a garantire un adeguato bilanciamento dei diversi obiettivi considerati, risulta essere caratterizzata da minori oneri amministrativi. Si consideri inoltre che l'implementazione dell'ipotesi A.3 sarebbe risultata difficilmente perseguibile, considerata la difficoltà di individuare il *target* del costo unitario obiettivo, stante la volatilità del prezzo del gas naturale e la mancanza in Italia, allo stato attuale, di un mercato organizzato a termine, in grado di fornire un segnale in merito all'evoluzione del prezzo del gas. Tale soluzione è peraltro coerente con i criteri di riconoscimento dei costi derivanti dal gas di autoconsumo nei servizi di rigassificazione e stoccaggio.

## 9 Trattamento delle perdite di rete e del gas non contabilizzato

- 9.1 Nel secondo periodo di regolazione i criteri tariffari prevedevano esclusivamente il riconoscimento tariffario dei costi sostenuti dalle imprese di trasporto per il reintegro delle perdite fisiche di rete, la cui entità è stata determinata sulla base di specifici algoritmi di calcolo.
- 9.2 L'inclusione di tali costi nella generalità dei costi operativi (sottoposti ad aggiornamento attraverso l'applicazione del meccanismo del *price cap*) non consentiva di tenere conto della volatilità del prezzo del gas.
- 9.3 Le perdite di natura "contabile" (il gas non contabilizzato: di seguito *GNC*), derivanti dalle indeterminatezze dei termini che costituiscono il bilancio della rete di trasporto, al contrario, nel secondo periodo di regolazione non sono state incluse nel calcolo della tariffa ma sono state allocate direttamente agli utenti del servizio di trasporto in proporzione ai volumi di gas prelevati nei punti di riconsegna della rete da ciascun utente. Tale previsione ha determinato delle criticità in merito alla posizione di bilanciamento di ciascun utente, in quanto la quota di *GNC* attribuita su base giornaliera, non prevedibile *ex ante*, concorreva al calcolo della componente di sbilanciamento dell'utente.
- 9.4 Al riconoscimento integrale delle perdite di natura contabile è peraltro corrisposto, almeno fino all'anno 2006 compreso, un andamento anomalo dei quantitativi di *GNC* caratterizzato da una crescita tendenziale e da una costanza di segno di valore positivo<sup>5</sup>.
- 9.5 L'Autorità, al fine di superare le criticità evidenziate, ha proposto nel documento per la consultazione 31 marzo 2009 di introdurre un'unica modalità di trattamento delle perdite fisiche e contabili, con i seguenti obiettivi specifici:
- a) minimizzare i costi relativi all'acquisto del gas per le perdite di rete;
  - b) ricondurre il livello delle perdite di rete a valori fisiologici;
  - c) neutralizzare l'impatto del *GNC* sulle posizioni di bilanciamento degli utenti del servizio;
  - d) garantire la semplicità amministrativa (per gli operatori del sistema gas e per il regolatore).
- 9.6 Coerentemente con la metodologia *AIR* l'Autorità ha individuato tre ipotesi alternative:
- **Ipotesi B.1:** prevede, in continuità con quanto avvenuto nel corso del secondo periodo di regolazione, l'attribuzione agli utenti delle perdite contabili su base giornaliera in proporzione ai prelievi dei punti di riconsegna ed il riconoscimento in tariffa all'impresa di trasporto dei costi sostenuti per le perdite fisiche di rete.
  - **Ipotesi B.2:** prevede la definizione *ex ante* di una percentuale costante di perdite da attribuire su base giornaliera agli utenti del servizio; lo scostamento tra le perdite effettive e quelle attribuite agli utenti è incluso nell'equazione di bilanciamento del trasportatore.
  - **Ipotesi B.3:** prevede l'attribuzione delle perdite di rete all'impresa di trasporto e il riconoscimento dei costi sostenuti per il reintegro delle perdite sulla base di un corrispettivo applicato alla generalità degli utenti del servizio; il costo riconosciuto per il reintegro delle perdite contabili è ridotto progressivamente al fine di ricondurre il *GNC* entro livelli fisiologici in un periodo di tempo comparabile a quello necessario per l'adeguamento degli impianti di misura.

---

<sup>5</sup> Si vedano a riguardo i paragrafi da 15.5 a 15.7 del documento per la consultazione 31 marzo 2009.

- 9.7 Alla luce delle osservazioni pervenute dagli operatori, che hanno evidenziato una sostanziale condivisione degli obiettivi specifici indicati dall’Autorità nel documento 31 marzo 2009 per la consultazione, l’Autorità ha adottato l’ipotesi B.2, che prevede la definizione *ex ante* di una percentuale costante di perdite (fisiche e contabili) da attribuire su base giornaliera agli utenti del servizio e di includere lo scostamento tra le perdite effettive e quelle attribuite agli utenti nell’equazione di bilanciamento del trasportatore.
- 9.8 L’Autorità, con la deliberazione ARG/gas 184/09, ha stabilito i quantitativi di gas necessari alla copertura delle perdite di rete per l’anno 2010, mentre con la deliberazione 14 dicembre 2009, ARG/gas 192/09, sono state definite le percentuali da applicare alle equazioni di bilanciamento degli utenti della rete di trasporto.
- 9.9 I quantitativi a copertura delle perdite di rete sono ridefiniti su base annua sulla base delle perdite attese e della differenza tra le perdite effettive e le perdite “reintegrate” nei periodi precedenti per cui la misura è disponibile.
- 9.10 Nel corso del terzo periodo di regolazione, in previsione del completamento del piano di adeguamento degli strumenti di misura, l’Autorità intende introdurre dei meccanismi per incentivare la minimizzazione dei costi relativi alle perdite di rete; un possibile meccanismo potrebbe prevedere la fissazione ad inizio dell’anno termico di un livello di perdite obiettivo (*target*) che tenga conto di riportare il valore della componente *GNC* nell’arco, ad esempio, di un periodo regolatorio, in un intervallo di valori (positivi o negativi) prossimi allo zero.

## **10 Ripartizione dei ricavi tra componente *capacity* e componente *commodity***

- 10.1 Nel documento per la consultazione 31 marzo 2009 è stato proposto di modificare i criteri di ripartizione delle quote di ricavo al fine di riflettere maggiormente la struttura dei costi del servizio.
- 10.2 Nel secondo periodo di regolazione i ricavi di riferimento *RT* sono stati infatti ripartiti, per tutte le imprese di trasporto, in una componente di ricavo *commodity*,  $RT^E$ , e in una componente di ricavo *capacity*,  $RT^C$ , rispettivamente pari al 30% e al 70% dei ricavi complessivi per il servizio di trasporto. L’ipotesi sottesa era che le imprese di trasporto in tal modo avessero un incentivo a massimizzare le immissioni di gas nella rete, ma d’altro canto va evidenziato che le imprese di trasporto si limitano ad eseguire i programmi di immissione degli utenti.
- 10.3 La disciplina applicata nel secondo periodo di regolazione presenta alcune criticità, in quanto l’effettiva incidenza dei costi di capitale (remunerazione del capitale investito e quota di ammortamento), che rappresenta la quota preponderante dei costi fissi del servizio di trasporto, risulta superiore alla quota di ricavi attribuita ai corrispettivi di capacità.
- 10.4 Inoltre, si evidenzia che l’utilizzo di una percentuale di ripartizione dei ricavi identica per tutti gli operatori non permette di tenere conto della struttura di costi riconosciuti di ciascuna impresa di trasporto, che può presentare differenze significative; la situazione italiana presenta una notevole variabilità di incidenza della componente di ricavo riconducibile ai costi operativi rispetto al vincolo sui ricavi, anche in relazione a contributi in conto capitale erogati da enti pubblici.
- 10.5 Un ulteriore elemento di criticità è rappresentato dall’incertezza relativa al recupero dei costi di capitale attribuiti alla componente *commodity*. Infatti, il quantitativo di gas immesso in rete, a cui è applicato il corrispettivo unitario variabile, presenta una elevata variabilità in relazione alle condizioni meteo climatiche del periodo invernale e all’andamento delle

produzione degli impianti termoelettrici. Si consideri al riguardo che il meccanismo di garanzia dei ricavi (fattore correttivo) è applicato esclusivamente alla componente di ricavo di *capacity*.

- 10.6 L'Autorità, al fine di superare le criticità sopra evidenziate ha proposto di modificare i criteri di ripartizione dei ricavi, con i seguenti obiettivi specifici:
- a) adottare un criterio di ripartizione dei ricavi che rifletta maggiormente la struttura dei costi del servizio, tenendo conto delle specificità di ciascuna impresa di trasporto;
  - b) ridurre il livello di incertezza relativo al recupero delle quote di ricavo riconducibili al capitale;
  - c) garantire la semplicità amministrativa (per gli operatori e per il regolatore).
- 10.7 Coerentemente con la metodologia *AIR*, l'Autorità ha individuato tre ipotesi alternative:
- **Ipotesi C.1:** prevede il mantenimento dell'attuale criterio di ripartizione dei ricavi, con una ripartizione tra componente *capacity* e componente *commodity* rispettivamente pari al 70% e al 30% del vincolo complessivo.
  - **Ipotesi C.2:** prevede l'adozione di un criterio di ripartizione dei ricavi che rifletta maggiormente la reale struttura dei costi del servizio di trasporto; in particolare, si prevede di attribuire alla componente *capacity* e alla componente *commodity* rispettivamente il 90% e il 10% dei ricavi di riferimento.
  - **Ipotesi C.3:** prevede di suddividere i ricavi complessivi sulla base della struttura dei costi riconosciuti di ciascuna società di trasporto, in particolare includendo nella componente *capacity* i costi riconosciuti relativi alla remunerazione del capitale investito e agli ammortamenti.
- 10.8 L'Autorità ha ritenuto opportuno adottare l'ipotesi C3, che prevede di suddividere i ricavi complessivi sulla base della struttura dei costi riconosciuti a ciascuna società di trasporto, in quanto consente di riflettere maggiormente la reale struttura dei costi del servizio di trasporto.
- 10.9 Inoltre tale criterio di ripartizione, rispetto a quello adottato nel secondo periodo di regolazione, consente di ridurre la quota parte di costi fissi attribuiti alla componente *commodity*, garantendo pertanto una maggiore efficienza allocativa con una conseguente riduzione delle distorsioni relative ai quantitativi di gas immessi in ciascun punto di entrata. Al riguardo, si evidenzia che, in una situazione di *first best*, la componente variabile della tariffa dovrebbe essere dimensionata in modo da coprire esclusivamente i costi marginali di erogazione del servizio di trasporto.
- 10.10 L'adozione dell'ipotesi C.3, unitamente all'introduzione di un corrispettivo capacitivo per il servizio di misura, determina inoltre una maggiore degressività della tariffa rispetto al precedente periodo di regolazione, coerentemente con le disposizioni di cui all'articolo 3, comma 3, lettera a), del Decreto Legge 1 luglio 2009, n. 78, così come convertito con legge 3 agosto 2009, n. 102/09, che prevede, tra l'altro, l'introduzione nelle tariffe di trasporto di "misure di degressività, che tengano conto della struttura costi del servizio in ragione del coefficiente di utilizzo a valere dall'inizio del prossimo periodo di regolazione tariffaria del trasporto".

## 11 Criteri per la fissazione dell'X-factor

- 11.1 Nel secondo periodo di regolazione il coefficiente di recupero di produttività è stato determinato con riferimento ad una stima dell'evoluzione complessiva dell'efficienza nel settore del trasporto del gas.
- 11.2 Tuttavia le informazioni disponibili in merito ai costi operativi sostenuti dalle imprese per l'erogazione del servizio, hanno evidenziato livelli di efficienza differenti, anche considerando le caratteristiche specifiche (dimensionali e funzionali) di ciascuna società.
- 11.3 L'Autorità ha pertanto proposto di modificare i criteri di calcolo del coefficiente di recupero di produttività, con i seguenti obiettivi specifici:
- a) incrementare l'efficienza delle imprese;
  - b) assicurare la coerenza tra il coefficiente di recupero di produttività e i differenti margini di efficientamento delle imprese;
  - c) garantire la semplicità applicativa.
- 11.4 Coerentemente con la metodologia *AIR*, l'Autorità ha individuato tre ipotesi alternative:
- **Ipotesi D.1:** prevede il mantenimento dell'attuale criterio di determinazione di un recupero di produttività unico per tutte le imprese che operano nel settore del trasporto del gas.
  - **Ipotesi D.2:** prevede l'applicazione di un coefficiente di recupero di produttività distinto per impresa, applicando a ciascuna di esse il medesimo criterio (ad esempio dimensionando il coefficiente di recupero di produttività in modo da assorbire il *profit sharing* in uno specifico periodo temporale;
  - **Ipotesi D.3:** prevede l'applicazione di un coefficiente di recupero di produttività differenziato per impresa come nell'ipotesi D.2, definito sulla base del grado di efficienza relativa degli operatori.
- 11.5 L'Autorità, nel primo documento per la consultazione, aveva ritenuto preferibile l'ipotesi D.3 in quanto particolarmente efficace sotto i profili dell'incentivazione di comportamenti efficienti da parte delle imprese.
- 11.6 L'implementazione di tale ipotesi tuttavia risulta particolarmente complessa per la necessità di tenere conto dell'impatto di variabili esogene, quali le caratteristiche morfologiche del territorio servito, nella determinazione della frontiera di efficienza.
- 11.7 Pertanto è stata ritenuta preferibile l'ipotesi D.2 in quanto, oltre a permettere l'applicazione di un coefficiente di recupero di produttività distinto per impresa, garantisce una maggiore semplicità gestionale. In particolare si è definito un coefficiente di recupero di produttività distinto per impresa in modo tale da riassorbire il *profit sharing* in un periodo di 8 anni (due periodi di regolazione), in analogia con quanto previsto per il servizio di rigassificazione del gas naturale.
- 11.8 Nel caso in cui l'impresa di trasporto non sia stata in grado di conseguire alcun ulteriore recupero di produttività rispetto all'obiettivo di efficientamento fissato dall'Autorità per il secondo periodo di regolazione (e pertanto il *profit sharing* sia nullo), è stata effettuata una valutazione del livello di efficienza relativa dell'impresa considerata basata sul confronto del costo medio di ciascuna impresa. In particolare:
- a) nel caso in cui il costo operativo unitario dell'impresa considerata, pari al rapporto tra i costi operativi complessivi e i km di rete serviti, risulti inferiore al costo operativo unitario medio di settore, è applicato un coefficiente di recupero di produttività pari a zero;

- b) in caso contrario, il coefficiente di recupero di produttività è stato determinato in modo da ricondurre, in un periodo di 4 anni, il costo operativo unitario dell'impresa ad un livello compatibile con il costo medio di settore.

Tale disposizione è finalizzata ad assicurare la promozione dell'efficienza nel settore, in coerenza con le disposizioni di cui alla legge n. 481/95, che rappresentano il quadro di riferimento generale per la determinazione del costo riconosciuto.

11.9 Infine l'Autorità ha fissato:

- a) per le nuove imprese di trasporto, considerata l'indisponibilità di dati di bilancio storici in base ai quali stimare i potenziali incrementi di efficienza dell'impresa, il valore di *X-factor* è stato posto pari a 0%;
- b) per le imprese di trasporto che si costituiscono a seguito di una riclassificazione di tratti di rete di distribuzione in rete di trasporto, il valore di *X-factor* è pari a quello definito per la corrispondente classe dimensionale, differenziata in funzione del numero di punti di riconsegna serviti, di cui al comma 41.2 della *RTDG*, al fine di non fornire distorsioni di carattere regolatorio nella scelta di classificazione delle reti.

## PARTE IV

### PROVVEDIMENTO FINALE

#### 12 Introduzione

12.1 Questa sezione illustra in dettaglio, dal punto di vista tecnico e delle scelte di regolazione adottate, il provvedimento<sup>6</sup> e le motivazioni alla base dell'intervento per la determinazione delle tariffe per il servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il terzo periodo di regolazione.

#### 13 Criteri generali adottati

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

- adottare l'anno solare come riferimento per la determinazione delle tariffe di trasporto;
- fissare il tasso di rendimento del capitale investito riconosciuto pari al 6,4% per il servizio di trasporto e dispacciamento;
- confermare il meccanismo di incentivi relativo ai nuovi investimenti applicato nel secondo periodo di regolazione, nelle more dell'introduzione di un indice di efficacia che consenta di valutare il rapporto tra i benefici apportati al sistema e i costi sostenuti per la realizzazione dell'infrastruttura;
- prevedere che, nel corso del terzo periodo di regolazione, la remunerazione delle immobilizzazioni in corso relative agli investimenti della rete di trasporto avvenga secondo criteri analoghi a quelli che saranno applicati nel settore della trasmissione elettrica;
- confermare l'adozione del modello tariffario *entry-exit* ai fini della determinazione dei corrispettivi di entrata e uscita della rete nazionale di gasdotti, prevedendo, al fine di promuovere ulteriormente la concorrenza, la semplificazione dell'articolazione delle aree tariffarie di uscita, in modo da renderle coerenti con le aree geografiche di applicazione (ambiti tariffari) definite con la deliberazione ARG/gas 159/08;
- mantenere i criteri di ripartizione dei ricavi associati alla rete nazionale di gasdotti tra i corrispettivi di entrata e i corrispettivi di uscita in vigore nel secondo periodo di regolazione, in attesa di una eventuale revisione dei criteri di riconoscimento dei ricavi associati alla realizzazione di capacità incrementale nei punti di entrata della rete nazionale di gasdotti;
- prevedere l'allocazione agli utenti del servizio di trasporto del gas per il funzionamento delle centrali di compressione e per il reintegro delle perdite di rete;

---

<sup>6</sup> Deliberazione dell'Autorità 1 dicembre 2009, ARG/Gas 184/09.

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

- trattare il gas non contabilizzato con criteri analoghi a quelli indicati per le perdite fisiche della rete di trasporto, rinviando ad un successivo provvedimento la definizione degli obiettivi di riduzione del gas non contabilizzato;
- applicare, per la determinazione dei costi operativi riconosciuti, il criterio del *profit sharing*, riconoscendo alle imprese, nel primo anno del nuovo periodo regolatorio, il 50% dei maggiori recuperi di produttività realizzati in eccesso rispetto a quelli prefissati ai sensi della deliberazione n. 166/05;
- definire un coefficiente di recupero di produttività distinto per impresa, in modo da assorbire il *profit sharing*, ove presente, in uno specifico periodo temporale;
- incrementare a 50 anni la vita utile del cespite metanodotti ed introdurre la categoria di cespiti impianti di regolazione e di riduzione della pressione, al fine di meglio riflettere l'effettiva durata tecnica delle infrastrutture di trasporto;
- aggiornare le quote parti dei ricavi riconducibili alla remunerazione del capitale investito netto e all'ammortamento applicando criteri analoghi a quelli adottati nel servizio di rigassificazione e nel settore elettrico;
- prevedere una ripartizione dei ricavi nelle componenti *capacity* e *commodity* che rifletta la struttura dei costi, di capitale e operativi, dell'attività di trasporto, anche al fine di garantire una maggiore degressività della tariffa;
- enucleare i costi afferenti il servizio di misura del trasporto al fine di determinare uno specifico corrispettivo per la remunerazione del servizio stesso;
- prevedere che i contributi in conto capitale erogati da enti pubblici o comunitari e da soggetti privati siano considerati come poste rettificative ai fini del calcolo del capitale investito riconosciuto, in analogia con quanto previsto per il servizio di distribuzione del gas naturale; e che pertanto, a partire dall'anno 2000, tali contributi non siano soggetti a degrado in quanto i criteri tariffari adottati dall'Autorità per il servizio di trasporto non ne prevedevano la detrazione dalle quote di ammortamento riconosciute;
- calcolare il corrispettivo unitario variabile con riferimento ai volumi immessi in rete negli ultimi 12 mesi disponibili, al fine di riflettere le previsioni in merito all'evoluzione dei volumi di gas immessi in rete per il terzo periodo di regolazione, in relazione all'attuale congiuntura economica;
- mantenere il criterio di riconoscimento dei costi operativi incrementali già previsto nel secondo periodo di regolazione limitatamente alle tipologie T5 e T6, prevedendo di estendere la sua applicazione alle altre tipologie di investimento;
- applicare il medesimo criterio di cui al precedente alinea nel caso in cui una impresa di trasporto abbia reso disponibile una nuova infrastruttura funzionale all'immissione di gas e pur avendo completato le opere di propria pertinenza, per cause esogene non abbia potuto avviare l'erogazione del servizio.

13.2 Con la deliberazione ARG/gas 184/09, contestualmente con la determinazione dei criteri tariffari per il periodo di regolazione 2010-2013, l'Autorità ha contestualmente avviato procedimenti in materia di:

- definizione di indicatori di efficacia degli investimenti ai fini dell'incentivazione del potenziamento delle infrastrutture di trasporto e dispacciamento del gas naturale;
- definizione di un criterio di valorizzazione dei nuovi investimenti sulla base di costi standard, ai fini dell'individuazione di un livello di costo efficiente nella realizzazione di nuovi investimenti;

- definizione di un meccanismo integrativo alle disposizioni del *RTTG* per incentivare l'accelerazione dell'entrata in esercizio degli investimenti in sviluppo della capacità di trasporto.

13.3 Inoltre, con la deliberazione ARG/gas 184/09, l'Autorità ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di:

- modifica dei criteri di conferimento della capacità di trasporto nei punti di entrata, uscita e di riconsegna della rete di trasporto;
- definizione di un riferimento commerciale unico per gli utenti del servizio di trasporto, in coerenza con gli sviluppi del procedimento avviato con la deliberazione ARG/gas 104/08;
- bilanciamento commerciale unico delle reti di trasporto;
- acquisizione centralizzata da parte dell'impresa maggiore di trasporto delle risorse di stoccaggio necessarie a garantire il bilanciamento operativo delle imprese di trasporto, al fine di garantire omogeneità dei criteri per la determinazione delle risorse;
- verifica dell'adeguatezza, rispetto alle effettive esigenze, delle prestazioni di stoccaggio richieste dalle imprese di trasporto ai fini del bilanciamento operativo.

Con riferimento alla modifica dei criteri di conferimento della capacità di trasporto nei punti di uscita, si evidenzia che tale scelta è volta a semplificare i meccanismi tariffari in un'ottica pro competitiva ed a garantire una maggiore aderenza ai costi.

## **14 Periodo di riferimento per l'applicazione delle tariffe**

14.1 Ai fini dell'applicazione delle tariffe è stato utilizzato come riferimento l'anno solare, in modo da permettere l'allineamento tra i dati economici e patrimoniali desumibili dai bilanci societari e dai conti annuali separati predisposti dagli esercenti e le grandezze economiche utilizzate per la determinazione dei vincoli sui ricavi di trasporto. Tale disposizione ha altresì consentito di allineare la regolazione tariffaria del trasporto con quella del servizio di distribuzione, in quanto il Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012 (*TUDG*), approvato con deliberazione ARG/gas 159/08, aveva già introdotto il passaggio dall'anno termico all'anno solare come riferimento per la definizione e l'applicazione delle tariffe di distribuzione gas.

14.2 L'Autorità ha infatti ritenuto che il disallineamento tra il conferimento di capacità, effettuato con riferimento all'anno termico, e l'applicazione di una tariffa di trasporto definita con riferimento all'anno solare, non comportasse particolari criticità. La scelta del punto di entrata infatti avviene sulla base della disponibilità di gas in importazione più che sul valore del corrispondente corrispettivo. Inoltre le tariffe per i servizi di rete, tra cui la tariffa dei servizi di trasporto e distribuzione, costituiscono per gli utenti un onere passante. Infine si consideri che altri corrispettivi passanti sono attualmente aggiornati su base trimestrale.

14.3 Al fine di gestire il processo di transizione dall'anno termico all'anno solare, l'Autorità ha ritenuto opportuno prorogare, per il periodo ottobre-dicembre 2009, le tariffe relative all'anno termico 2008-2009, prevedendo contestualmente l'estensione dei criteri per la garanzia dei ricavi di riferimento.

## **15 Determinazione del costo riconosciuto per il servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale**

### ***Ricavi di riferimento per le imprese di trasporto in attività***

- 15.1 La determinazione del vincolo sui ricavi rappresenta il riferimento nel rispetto del quale le imprese che svolgono l'attività di trasporto fissano le tariffe massime.
- 15.2 Il vincolo sui ricavi dell'attività di trasporto deve garantire la copertura dei costi operativi e di capitale, intesi come ammortamento e remunerazione del capitale investito netto.
- 15.3 Pertanto, ai fini regolatori ed in coerenza con l'impostazione adottata nei precedenti periodi di regolazione, il costo riconosciuto che costituisce il ricavo di riferimento dell'impresa di trasporto è dato dalla somma di:
- remunerazione del capitale investito riconosciuto a fini regolatori (di seguito anche richiamato come *CIR*);
  - maggior remunerazione del capitale investito netto per gli investimenti sostenuti durante il secondo periodo di regolazione, determinate sulla base dei criteri disposti dalla deliberazione n. 166/05
  - ammortamenti economico-tecnici relativi agli immobilizzi patrimoniali riconosciuti per l'esercizio dell'attività di trasporto;
  - costi operativi riconosciuti.

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

- 15.4 In sede di fissazione del valore del *CIR* per il terzo periodo di regolazione concorrono le seguenti voci:
- immobilizzazioni nette;
  - immobilizzazioni in corso;
  - capitale circolante netto;
  - poste rettificative (trattamento di fine rapporto e contributi in conto capitale erogati da enti pubblici o comunitari e da soggetti privati).
- 15.5 Ai fini della valutazione delle immobilizzazioni nette è stato confermato il metodo del costo storico rivalutato. Tale metodo, basandosi sul livello di costo effettivamente sostenuto dall'operatore, consente, anche grazie al processo iterativo di ricalcolo annuale del capitale investito netto, il mantenimento del valore reale delle immobilizzazioni, nonché il pieno recupero dell'investimento da parte degli esercenti.
- 15.6 Da un punto di vista applicativo, il valore del *CIR* del primo anno del nuovo periodo di regolazione è determinato, sulla base delle disposizioni di cui ai commi 3.4, 3.5 e 3.6 dell'Allegato A alla deliberazione ARG/gas 184/09, mediante l'applicazione del criterio del costo storico rivalutato al capitale riconosciuto presente in bilancio al 31 dicembre 2008, vale a dire al capitale riconosciuto al 31 dicembre 2004 a cui si aggiungono gli incrementi patrimoniali relativi agli investimenti realizzati nel periodo 2005-2008, tenendo conto:
- delle dismissioni operate dall'impresa nel medesimo periodo;
  - del fondo di ammortamento relativo a ciascuna categoria di cespiti;
  - dei cespiti che hanno completato la loro vita utile.
- 15.7 Ai fini della rivalutazione del capitale investito lordo è stato utilizzato il deflatore degli investimenti fissi lordi pubblicato dall'Istat in quanto consente di ottenere una rivalutazione monetaria congruente degli investimenti storici effettuati nell'attività di trasporto. In analogia con quanto previsto dalla disciplina tariffaria della trasmissione elettrica, il

deflatore è riferito all'anno solare precedente a quello di presentazione della proposta tariffaria: per il calcolo dei ricavi relativi all'anno 2010, si è utilizzato pertanto un deflatore con base pari a 1 nell'anno 2008.

- 15.8 Inoltre, al fine di consentire una rivalutazione monetaria coerente con il periodo di riferimento per la determinazione dei costi operativi, l'attivo immobilizzato netto è stato ulteriormente rivalutato, applicando un tasso pari alla variazione della media dei valori a consuntivo assunti dal deflatore degli investimenti fissi lordi negli ultimi quattro trimestri disponibili rispetto alla media dei valori assunti dal suddetto indice nei quattro trimestri precedenti, che è risultato essere pari al 3%.
- 15.9 L'Autorità non ha ritenuto inoltre opportuno riconoscere eventuali avviamenti derivanti da acquisizioni di rami d'azienda, nel rispetto del principio di carattere generale in base al quale l'utente del servizio non può essere chiamato a pagare due volte lo stesso costo. E' stata inoltre esclusa l'applicazione del principio del *fair value* ai fini della valutazione del capitale investito, in quanto l'adozione di tale principio (proprio dei principi contabili internazionali e non necessariamente coerente con il costo storico) comporterebbe un problema di circolarità: il valore del capitale investito sarebbe determinato sulla base della tariffa riconosciuta per l'erogazione del servizio, a sua volta definita tenendo conto del capitale investito. Inoltre, la determinazione del capitale investito sarebbe soggetta a margini di discrezionalità.
- 15.10 In merito alla valutazione del capitale circolante netto, in analogia a quanto disposto per il settore della rigassificazione e della distribuzione del gas naturale, è stato adottato un metodo parametrico, che tiene conto del valore lordo delle immobilizzazioni, anziché del valore netto, in modo da garantire un riconoscimento costante nel tempo e non dipendente dal valore residuo del capitale investito riconosciuto; in particolare il valore del capitale circolante netto è stato fissato pari allo 0,8% dell'attivo immobilizzato lordo, dedotte le poste rettificative (trattamento di fine rapporto e contributi a fondo perduto).
- 15.11 Ai fini delle valutazioni tariffarie, i contributi in conto capitale erogati da enti pubblici o comunitari e da soggetti privati per la realizzazione delle infrastrutture di trasporto sono stati trattati come una posta rettificativa del patrimonio netto, in analogia con quanto definito nel settore della distribuzione del gas. Pertanto, tali contributi sono stati ammortizzati solo fino all'anno 2000, in quanto i criteri tariffari adottati dall'Autorità per il servizio di trasporto, a partire da tale anno prevedevano la reintegrazione del degrado dei contributi come quota di ammortamento.
- 15.12 Al fine di tenere conto di eventuali modifiche delle vite utile regolatorie applicate in ciascun periodo di regolazione, la ricostruzione del fondo di ammortamento è avvenuta considerando la vita utile dei cespiti in vigore nel precedente periodo di regolazione fino all'anno 2008, e considerando le nuove vite utili dei cespiti a partire dall'anno 2009.
- 15.13 L'impresa di trasporto che svolge il servizio di trasporto mediante infrastrutture di proprietà di soggetti diversi dall'impresa stessa, ai fini del calcolo dell'attivo immobilizzato netto, considera gli incrementi patrimoniali relativi ai cespiti utilizzati per lo svolgimento del servizio di trasporto presenti nei libri contabili di soggetti diversi dall'impresa stessa.

**Tabella 1 – Deflatore degli investimenti fissi lordi**

| <b>Anno</b> | <b>Deflatore investimenti fissi lordi</b> | <b>Anno</b> | <b>Deflatore investimenti fissi lordi</b> |
|-------------|---|-------------|---|
| 1959        | 30,3859                                   | 1984        | 2,3704                                    |
| 1960        | 29,1662                                   | 1985        | 2,1740                                    |
| 1961        | 28,1490                                   | 1986        | 2,0938                                    |
| 1962        | 27,0023                                   | 1987        | 2,0061                                    |
| 1963        | 24,9768                                   | 1988        | 1,9003                                    |
| 1964        | 23,9309                                   | 1989        | 1,8028                                    |
| 1965        | 23,8554                                   | 1990        | 1,6908                                    |
| 1966        | 23,2135                                   | 1991        | 1,5974                                    |
| 1967        | 22,4506                                   | 1992        | 1,5363                                    |
| 1968        | 21,9454                                   | 1993        | 1,4799                                    |
| 1969        | 20,7226                                   | 1994        | 1,4310                                    |
| 1970        | 18,2376                                   | 1995        | 1,3756                                    |
| 1971        | 17,3187                                   | 1996        | 1,3368                                    |
| 1972        | 16,7672                                   | 1997        | 1,3018                                    |
| 1973        | 13,9907                                   | 1998        | 1,2778                                    |
| 1974        | 10,7954                                   | 1999        | 1,2631                                    |
| 1975        | 9,2085                                    | 2000        | 1,2272                                    |
| 1976        | 7,6962                                    | 2001        | 1,2020                                    |
| 1977        | 6,5546                                    | 2002        | 1,1682                                    |
| 1978        | 5,7882                                    | 2003        | 1,1502                                    |
| 1979        | 5,0327                                    | 2004        | 1,1197                                    |
| 1980        | 4,0619                                    | 2005        | 1,0872                                    |
| 1981        | 3,3227                                    | 2006        | 1,0586                                    |
| 1982        | 2,8872                                    | 2007        | 1,0325                                    |
| 1983        | 2,5877                                    | 2008        | 1,0000                                    |

#### Riconoscimento degli oneri finanziari

15.14 In relazione al tema della capitalizzazione degli oneri finanziari è necessario rilevare che, se dal punto di vista del bilancio aziendale tale pratica consente di attribuire con maggior precisione i costi connessi alla realizzazione di un determinato cespite in modo da migliorare la rappresentazione contabile dell'impresa, da un punto di vista regolatorio porterebbe al doppio riconoscimento del costo di finanziamento che, come evidenziato anche in seguito, è già coperto tramite la remunerazione del CIR.

15.15 Pertanto l'Autorità ha previsto che, a partire dal primo anno del nuovo periodo di regolazione, anche in una logica di convergenza tra settore elettricità e gas, non siano riconosciuti eventuali oneri finanziari capitalizzati, per i quali è già prevista una copertura implicita nel tasso di remunerazione del capitale di debito che concorre a determinare il WACC.

#### Riconoscimento del costo sostenuto per il gas di riempimento iniziale di una condotta

15.16 Ai fini del calcolo del valore del CIR concorrono anche i quantitativi di gas naturale impiegati per la formazione del livello minimo di gas nella rete di trasporto (gas di *initial*

line pack o di primo riempimento). Il valore di tale gas è incluso nella categoria di cespiti metanodotti.

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

15.17 Il tasso di remunerazione del capitale investito riconosciuto (*CIR*) è stato fissato con modalità coerenti con quelle adottate nei precedenti periodi di regolazione, in modo da assicurare alle imprese di trasporto le risorse per la copertura degli oneri relativi alle varie forme di finanziamento, capitale di rischio e di debito, della propria attività.

15.18 Il tasso di rendimento del *CIR* è stato determinato come media ponderata del tasso di rendimento sul capitale di rischio e di quello sul debito (*Weighted Average Cost of Capital, WACC*), secondo la seguente formula già utilizzata per il secondo periodo di regolazione ed in coerenza con quanto adottato nel settore elettrico<sup>8</sup>, che tiene conto del fatto che le imposte pagate dalle imprese si applicano ai profitti nominali e non a quelli reali.

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

dove:

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

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

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

15.20 L'Autorità ha ritenuto opportuno incrementare il valore del parametro *D/E*, rispetto a quanto previsto per il secondo periodo di regolazione, al fine di riflettere il maggiore ricorso al capitale di debito da parte delle imprese del settore.

15.21 Il valore del parametro, fissato pari a 0,8, è stato tuttavia determinato ad un livello inferiore al valore desumibile dai bilanci delle imprese di trasporto, al fine di fornire segnali favorevoli allo sviluppo delle infrastrutture in uno scenario di forte espansione della rete.

15.22 L'Autorità ha infine avviato un procedimento per monitorare il livello di indebitamento degli operatori, al fine di assicurare stabilità economico-finanziaria del settore nel medio termine, riservandosi di intervenire nei casi in cui l'assetto finanziario presenti particolari criticità.

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

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

15.23 L'Autorità ha determinato il rendimento atteso del capitale di rischio applicando il *Capital Asset Pricing Model (CAPM)*. Questo modello, già utilizzato nella regolazione tariffaria del settore elettrico e del gas, implica che il rendimento atteso dall'investimento in un'attività è linearmente correlato con il coefficiente  $\beta$ , secondo la formula:

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

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

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

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

15.25 In relazione al livello del tasso di rendimento delle attività prive di rischio  $r_f$  da assumere come base per la determinazione del costo medio ponderato del capitale investito riconosciuto, si è confermato l'utilizzo della media degli ultimi 12 mesi disponibili (novembre 2008 – ottobre 2009) dei rendimenti lordi del *BTP* decennale *benchmark* rilevato dalla Banca d'Italia. Il tasso delle attività prive di rischio è pertanto stato fissato pari al 4,40%.

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

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

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

15.28 In un'ottica di continuità con le scelte operate per la regolazione nel settore elettrico e nel gas e sulla base di quanto evidenziato nei documenti per la consultazione 31 marzo 2009 e 23 luglio 2009, l'Autorità, in assenza di elementi tali da giustificare una variazione dell' $ERP$ , ha confermato il valore applicato per gli altri servizi regolati, pari al 4%.

### Rischio sistematico ( $\beta$ )

15.29 Il parametro  $\beta$  è una misura del rischio sistematico, dunque non diversificabile, legato all'attività considerata e non connaturato alle caratteristiche della specifica società. Il rendimento atteso di un qualsiasi investimento azionario sarà quindi proporzionale al  $\beta$  ad esso associato, perché, per sua natura, il  $\beta$  rappresenta una misura della remunerazione che è congruo riconoscere ad un investitore per la sua esposizione al rischio.

15.30 L'Autorità ha fissato il parametro  $\beta$  ad un livello lievemente superiore a quello desumibile dall'analisi dell'andamento del titolo di Snam Rete Gas SpA, l'unico operatore di trasporto quotato in borsa, anche al fine di tenere conto del valore previsto per il servizio di trasmissione di energia elettrica: il rischio sistematico di tale attività infatti è sostanzialmente

comparabile con quello dell'attività di trasporto di gas naturale. Il valore del parametro  $\beta$  è stato pertanto fissato pari a 0,575.

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

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

$$K_d = r_f + DRP$$

dove:

- $r_f$  è il tasso di rendimento delle attività prive di rischio;
  - $DRP$  (*Debt Risk Premium*) è pari alla differenza tra il tasso di rendimento delle attività prive di rischio e il costo medio dell'indebitamento delle società del settore/attività.
- 15.32 Alla luce delle mutate condizioni del mercato di capitali, per il terzo periodo di regolazione si è provveduto, rispetto al precedente periodo regolatorio e in analogia con le scelte operate per la regolazione del settore elettrico, ad un aumento dello *spread* riconosciuto sul costo del debito rispetto alle attività prive di rischio, passando da 41 a 45 punti base.
- 15.33 Il livello di tale parametro, sulla base delle informazioni ottenute tramite la raccolta dati inviata agli operatori e delle osservazioni ricevute nel corso del processo di consultazione, risulta peraltro coerente con il costo medio di indebitamento sostenuto dalle imprese di trasporto e con l'evoluzione prevista per il terzo periodo di regolazione.

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

- 15.34 L'Autorità ha fissato il parametro  $T$ , aliquota di incidenza delle imposte, pari a 34%, tenendo conto dell'aliquota di incidenza delle imposte di competenza (senza considerare l'impatto di imposte anticipate e differite), risultante dalle informazioni desumibili dal bilancio delle imprese di trasporto.
- 15.35 Alcuni operatori, nelle osservazioni al primo documento per la consultazione, hanno proposto di definire l'aliquota di incidenza delle imposte sulla base delle imposte effettivamente pagate (*cash tax rate*), tenendo quindi conto delle politiche fiscali adottate da ciascuna impresa. L'Autorità non ha ritenuto condivisibile tale approccio in quanto può favorire comportamenti opportunistici da parte dei soggetti regolati. In particolare gli operatori sarebbero incentivati ad anticipare le imposte nell'ultimo anno precedente la fine del periodo regolatorio per beneficiare di imposte maggiorate per tutto il quadriennio.
- 15.36 In relazione all'aliquota fiscale per il calcolo dello scudo fiscale degli oneri finanziari ( $tc$ ), l'Autorità ha adottato un'aliquota del 27,5% pari all'Ires, in analogia con quanto previsto per la tariffa di rigassificazione del Gnl e per la tariffa di distribuzione del gas.

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

15.37 L'Autorità ha definito il livello del tasso di inflazione per il terzo periodo di regolazione pari al 1,5%, sulla base delle indicazioni contenute nel Documento di programmazione economico finanziaria, nonché delle stime di breve-medio periodo pubblicate dalle principali istituzioni economiche nazionali ed internazionali, anche al fine di riflettere l'impatto dell'attuale congiuntura economica sull'andamento del tasso di inflazione.

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

15.38 Sulla base dei parametri precedentemente indicati si arriva all'individuazione di un valore del WACC reale *pre tax* per il servizio di trasporto e dispacciamento pari al 6,4%, come riassunto nella seguente tabella:

**Tabella 2 – Parametri determinazione WACC**

| Parametro         | Descrizione                                    | Valori      |
|-------------------|--|-------------|
| $D/E$             | Rapporto Debt/Equity                           | 0,80        |
| $r_f$             | Tasso nominale delle attività prive di rischio | 4,40%       |
| DRP               | Debt Risk Premium                              | 0,45%       |
| $K_d$             | Rendimento capitale di debito                  | 4,85%       |
| $\beta_{levered}$ | Rischio sistematico dell'attività              | 0,575       |
| ERP               | Premio per il rischio di mercato               | 4,00%       |
| $T$               | Aliquota fiscale                               | 34,00%      |
| $tc$              | Scudo fiscale                                  | 27,50%      |
| $r_{pi}$          | Inflazione tendenziale media                   | 1,50%       |
| <b>WACC</b>       | <b>Costo medio ponderato del capitale</b>      | <b>6,4%</b> |

### **Quota di ammortamento**

15.39 Ai fini della determinazione degli ammortamenti economico-tecnici riconosciuti annualmente ai fini tariffari, ciascuna impresa di trasporto procede a:

- determinare gli ammortamenti annui dividendo l'attivo immobilizzato lordo delle singole categorie di cespiti, al netto degli incrementi patrimoniali relativi alle immobilizzazioni in corso presenti nel bilancio al 31 dicembre 2008, per la relativa durata convenzionale; i terreni ed il gas di riempimento non sono oggetto di ammortamento;
- somma gli ammortamenti annui, relativi alle diverse categorie di cespiti;
- aggiorna i valori così calcolati, applicando una variazione in coerenza con quanto descritto al paragrafo 15.8.

15.40 L'Autorità ha confermato i valori delle durate convenzionali dei cespiti già utilizzati nel secondo periodo di regolazione, ad eccezione delle seguenti modifiche:

- la vita utile della categoria di cespiti metanodotti è stata incrementata a 50 anni, al fine di riflettere l'effettiva durata tecnica di tale categoria di cespiti;
- sono state introdotte le nuove categorie di cespiti "impianti di regolazione e riduzione della pressione" e "sistemi informativi", per le quali è prevista una vita utile rispettivamente pari a 20 anni e 5 anni;

15.41 Un operatore, nelle osservazioni ai documenti per la consultazione, ha evidenziato la presenza di metanodotti che, pur avendo completato la vita utile, risultano ancora operativi e funzionanti e pertanto ha chiesto il riconoscimento di una quota di ricavo a titolo di incentivo all'allungamento della vita utile dell'infrastruttura.

15.42 L'Autorità non ha accolto la richiesta ed ha ritenuto più opportuno adeguare la vita utile regolatoria per il cespiti metanodotti. Al riguardo si evidenzia che la proposta di incrementare a 50 anni la vita utile regolatoria per il cespiti metanodotti dovrebbe consentire il superamento, o quanto meno, il contenimento di tale criticità. In ogni caso si consideri che l'investimento è stato già interamente restituito dal sistema tariffario, fornendo all'operatore le risorse corrispondenti. Il riconoscimento di una remunerazione ai cespiti il cui costo è

stato completamente restituito introdurrebbe la problematica di come tenere conto della remunerazione di tali importi.

**Tabella 3 – Durata convenzionale tariffaria delle infrastrutture**

| <b>Categoria di cespiti</b>                                     | <b>Durata in anni</b> |
|---|-----------------------|
| Fabbricati  | 40                    |
| Metanodotti (condotte e derivazioni)                            | 50                    |
| Centrali di spinta  | 20                    |
| Impianti di regolazione e riduzione della pressione             | 20                    |
| Sistemi informativi   | 5                     |
| Altre immobilizzazioni materiali e Immobilizzazioni immateriali | 10                    |
| Immobilizzazioni in corso                                       | -                     |
| Terreni   | -                     |

### **Costi operativi**

- 15.43 L’Autorità, per la determinazione delle tariffe per l’anno 2010, in continuità con il precedente periodo di regolazione, ha fatto riferimento ai costi sostenuti dalle imprese nell’esercizio più prossimo al primo anno del nuovo periodo di regolazione, vale a dire l’anno 2008.
- 15.44 I costi operativi comprendono tutte le voci di costo effettivamente sostenute nell’esercizio 2008 ed attribuite al servizio di trasporto come risultanti dai bilanci d’esercizio approvati e sottoposti a revisione contabile delle imprese di trasporto e dai conti separati presentati ai sensi del *TIU*, al netto dei costi attribuibili alle attività capitalizzate.
- 15.45 Non sono stati inclusi nei costi operativi, neppure attraverso l’attribuzione di quote di costi dei servizi comuni e delle funzioni operative condivise, le seguenti voci di costo:
- i costi relativi a canoni di affitto di infrastrutture di trasporto di proprietà di altre imprese;
  - gli altri accantonamenti diversi dagli ammortamenti, operati esclusivamente in applicazione di norme tributarie o per la copertura di rischi derivanti da contenziosi;
  - gli oneri finanziari e le rettifiche di valori di attività finanziarie;
  - gli oneri straordinari;
  - gli oneri per sanzioni, penali e risarcimenti, nonché i costi sostenuti per il contenzioso ove l’impresa sia soccombente;
  - i costi relativi al gas acquistato per gli autoconsumi e per le perdite di rete.
- 15.46 A differenza di quanto avvenuto nel precedente periodo di regolazione, i costi sostenuti per l’acquisto del gas per il funzionamento delle centrali di compressione e le perdite di rete sono stati esclusi dai costi operativi e quindi dall’applicazione del *price cap*, in quanto non direttamente controllabili dalle imprese di trasporto, come descritto nei capitoli 8 e 9 della presente relazione *AIR*.
- 15.47 Nella determinazione dei costi operativi riconosciuti, in coerenza con il secondo periodo di regolazione e con riferimento alle disposizioni di cui al comma 15.8 della deliberazione n. 166/05, l’Autorità ha confermato una simmetrica ripartizione tra utenti ed imprese delle

maggiori efficienze realizzate rispetto agli obiettivi definiti con il meccanismo del *price-cap* per il secondo periodo di regolazione.

15.48 Pertanto, nel caso in cui le imprese di trasporto abbiano ottenuto un incremento del livello di efficienza superiore all'obiettivo individuato dall'Autorità per il secondo periodo di regolazione (e conseguentemente i costi operativi effettivi relativi all'anno 2008 siano risultati inferiori ai costi operativi riconosciuti per l'anno termico 2007-2008) i costi operativi riconosciuti, proposti dalle imprese e sottoposti a verifica dell'Autorità, sono stati calcolati con la seguente formula:

$$COR_{2010} = [COE_{2008} + 0,5 * (COR_{2008} - COE_{2008})] * (1 + I_{2009} - X) * (1 + I_{2010} - \bar{X})$$

dove:

- $COR_{2010}$  è il livello dei costi operativi riconosciuto per l'anno 2010;
- $COE_{2008}$  è il livello dei costi operativi effettivamente sostenuti nell'esercizio 2008 e risultanti dai bilanci d'esercizio sottoposti a revisione contabile delle imprese di trasporto e dai conti separati presentati ai sensi del *TIU*;
- $COR_{2008}$  è il livello dei costi operativi riconosciuto per l'anno termico 2007-2008, pari al prodotto della quota parte del corrispettivo unitario variabile *CV* riconducibile ai costi operativi del trasporto e l'energia associata ai volumi di gas immessi in rete nell'anno 2008, determinata secondo i criteri di cui all'articolo 13, comma 13.1, della deliberazione n. 166/05 pari a 3267,129 PJ;
- $I_{2009}$  è il tasso annuo di inflazione rilevante per la fissazione delle tariffe per l'anno termico 2008-2009, pari all'1,7%;
- $I_{2010}$  è il tasso annuo di inflazione rilevante per la fissazione delle tariffe per l'anno 2010 pari al 2,1%;
- $X$  è l'obiettivo annuo di recupero di produttività in vigore nel secondo periodo di regolazione, pari al 3,5%;
- $\bar{X}$  è l'obiettivo annuo di recupero di produttività in vigore nel terzo periodo di regolazione, calcolato secondo i criteri descritti nel capitolo 11 della presente relazione *AIR*.

15.49 Nel caso in cui le imprese di trasporto non siano state in grado di raggiungere gli obiettivi di incremento di efficienza fissati per il secondo periodo di regolazione, l'Autorità ha fissato i costi operativi riconosciuti sulla base dei costi effettivamente sostenuti, al fine di assicurare l'equilibrio economico finanziario degli esercenti. Pertanto, i costi operativi riconosciuti proposti dalle imprese e sottoposti a verifica dell'Autorità, sono stati calcolati con la seguente formula:

$$COR_{2010} = COE_{2008} * (1 + I_{2009} - X) * (1 + I_{2010} - \bar{X})$$

dove i termini assumono il significato di cui al paragrafo precedente.

15.50 L'Autorità tuttavia, come evidenziato nel capitolo 11 della presente relazione *AIR*, ha contestualmente determinato il coefficiente di recupero di produttività in modo da ricondurre le imprese meno efficienti al livello di efficienza medio di settore.

### ***Criteri di incentivazione per i nuovi investimenti***

15.51 In coerenza con l'obiettivo di garantire lo sviluppo di un'offerta di gas tale da favorire lo sviluppo di un mercato concorrenziale e di garantire la promozione della sicurezza del

sistema del gas attraverso la diversificazione tipologica e geografica delle fonti di approvvigionamento, l'Autorità nel terzo periodo di regolazione, sulla base di quanto disposto al comma 19.2 dell'Allegato A della deliberazione ARG/gas 184/09, ha confermato i criteri di incentivazione alla realizzazione di nuovi investimenti, attraverso una maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito, confermando le tipologie di investimento, nonché le relative durate ed incrementi del tasso di remunerazione adottati nel secondo periodo di regolazione.

- 15.52 Di seguito sono indicate le differenti tipologie di investimento ed i relativi incrementi del tasso di remunerazione:
- T=1 investimenti di sostituzione: 0%;
  - T=2 investimenti destinati alla sicurezza, alla qualità del gas e al sostegno al mercato che non comportano la realizzazione di nuova capacità di trasporto: 1% per 5 anni;
  - T=3 investimenti destinati alla realizzazione di nuova capacità di trasporto di rete regionale: 2% per 7 anni;
  - T=4 investimenti destinati alla realizzazione di nuova capacità di trasporto di rete nazionale: 2% per 10 anni;
  - T=5 investimenti destinati alla realizzazione di nuova capacità di trasporto di rete nazionale funzionale alla capacità di importazione: 3% per 10 anni;
  - T=6 investimenti destinati a rendere disponibile una maggiore capacità in ingresso alle frontiere, anche al fine di immettere quantitativi di Gnl rigassificati da navi metaniere con sistemi di rigassificazione a bordo: 3% per 15 anni.

### ***Costi compensativi capitalizzati***

- 15.53 Per quanto riguarda il trattamento delle spese di investimento derivanti da costi compensativi ed ambientali è stato introdotto un apposito meccanismo volto al contenimento di dette spese, in analogia a quanto previsto nel settore della trasmissione elettrica e della rigassificazione del gas naturale liquefatto.
- 15.54 In particolare, è stato introdotto un vincolo al riconoscimento di tali spese, prevedendo di introdurre una componente  $C^{comp}$  che riconosca i costi compensativi ed ambientali solo nella misura e ove questi siano economicamente sostenibili. Tale meccanismo di incentivazione è applicato in merito al riconoscimento dei:
- costi compensativi, esogeni al servizio, e comunque solo nella misura e ove questi siano previsti da normative nazionali e locali (ad es. opere di miglioria di aree pubbliche concordate con gli enti locali che ospitano le infrastrutture di rete);
  - costi ambientali, unicamente nel caso in cui questi non siano previsti da normative locali e nazionali. Ai fini della determinazione del livello sostenibile di costi compensativi e ambientali è stato adottato un metodo parametrico, prevedendo che detti costi debbano essere inferiori all'1% dei costi di investimento derivanti dalla realizzazione dell'infrastruttura.
- 15.55 In caso contrario, a partire dall'anno 2010, qualora il valore degli investimenti rientranti nelle categorie da T=2 a T=6 includa costi compensativi e ambientali  $C^{comp}$ , superiori all'1% dei costi infrastrutturali pertinenti all'investimento specifico, la maggiore remunerazione ( $MR$ ) sul capitale investito relativa allo specifico investimento è calcolata secondo la seguente formula:

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

dove:

- $r_{base}$  è il tasso di remunerazione base riconosciuto sul capitale investito, pari al 6,4%;

- $r_{ridotto}$  il tasso calcolato come segue:

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

dove:

- $r_{premium}$  è la remunerazione incrementale riconosciuta agli investimenti di sviluppo;
- la componente  $C^{comp}$  rappresenta i costi compensativi e ambientali;
- la componente  $C^{eff}$  rappresenta i costi infrastrutturali pertinenti all'investimento specifico, al netto dei costi compensativi e ambientali;
- $\alpha$  è fissato ad un valore pari a 0,01;
- $Kd$  rappresenta il tasso nominale di rendimento del capitale di debito riconosciuto ai fini tariffari, pari al 4,85%.

15.56 L'Autorità ha disposto che ciascuna impresa, ripartisca la componente complessiva di ricavo  $RNI_t$  in due voci di ricavo distinte  $RNI^N$ , relativa alla rete nazionale di gasdotti e  $RNI^R$ , relativa alla rete regionale di gasdotti, sulla base della proporzione esistente tra i nuovi investimenti relativi alla rete nazionale e quelli relativi alla rete regionale.

***Indicatori di efficacia, individuazione del livello di costo efficiente e accelerazione dei nuovi investimenti***

15.57 L'Autorità nel documento per la consultazione 31 marzo 2009 ha proposto di affinare il meccanismo di incentivazione per i nuovi investimenti, in modo da differenziare l'incentivo erogato a ciascun progetto di investimento, sulla base di una valutazione quantitativa dei benefici apportati al sistema.

15.58 In particolare è stata proposta la definizione di un apposito indice di efficacia, pari al rapporto tra il valore attuale dei benefici apportati complessivamente al sistema del gas ed il costo degli investimenti necessari alla realizzazione dell'opera, sulla base del quale differenziare il livello di extraremunerazione associato a ciascun investimento.

15.59 Inoltre, al fine di introdurre dei meccanismi di efficientamento nella realizzazione dei nuovi investimenti, l'Autorità nel documento per la consultazione 31 marzo 2009 ha proposto di adottare un criterio di valorizzazione dei nuovi investimenti sulla base di costi standard (*MEAV, Modern Equivalent Asset Value*).

15.60 In considerazione della complessità e della rilevanza di tali tematiche, non esauribili nelle tempistiche previste per la definizione dei criteri tariffari, sono stati avviati specifici procedimenti per la definizione dei criteri per la determinazione dell'indice di efficacia degli investimenti e per l'adozione di un criterio di valorizzazione dei nuovi investimenti sulla base di costi standard.

15.61 L'Autorità, al fine di incentivare l'accelerazione dell'entrata in esercizio degli investimenti in sviluppo della capacità di trasporto, ha ritenuto opportuno inoltre avviare un procedimento per la definizione di un meccanismo integrativo alle disposizioni della *RTTG*, secondo criteri analoghi a quelli introdotti per il settore elettrico con la deliberazione 19 dicembre 2008, ARG/elt 188/08. Il meccanismo, a carattere facoltativo, sarà accompagnato da un sistema di premi e penalità nel caso in cui l'impresa anticipi la conclusione dei lavori o, viceversa, non rispetti i termini fissati. Tale meccanismo sarà applicato esclusivamente alle immobilizzazioni in corso relative alle tipologie T4, T5 e T6.

### ***Ricavi di riferimento per le nuove imprese di trasporto***

- 15.62 Per le imprese che realizzano nuove reti, la determinazione dei ricavi di riferimento per il primo anno di effettiva erogazione del servizio avviene sulla base del valore degli incrementi patrimoniali relativi alle immobilizzazioni presenti nel bilancio dell'esercizio precedente l'anno di presentazione delle proposte tariffarie, tenuto conto della maggiore remunerazione riconosciuta ai nuovi investimenti, secondo i criteri di cui all'articolo 4 dell'Allegato A alla deliberazione ARG/gas 184/09.
- 15.63 Fermo restando il criterio di carattere generale di cui al paragrafo 15.15, in base al quale non vengono considerati ai fini della determinazione del *CIR* gli eventuali oneri finanziari capitalizzati maturati dalle imprese che erogano il servizio di trasporto, nel calcolo degli incrementi patrimoniali relativi alle nuove imprese di trasporto saranno inclusi eventuali *IPCO* determinati in sede di bilancio che si generano precedentemente l'avvio dell'erogazione del servizio di trasporto.
- 15.64 Per i primi due anni di attività, in assenza di dati certi in merito all'entità dei costi ricorrenti derivanti dallo svolgimento dell'attività di trasporto e dispacciamento, i costi operativi sono proposti dalle imprese e sottoposti a verifica da parte dell'Autorità. L'impresa è tenuta a presentare una proposta di costi operativi supportata da un confronto con realtà simili o da evidenza di procedure di minimizzazione degli oneri.
- 15.65 Per il terzo anno, i costi operativi saranno calcolati a partire dal bilancio dell'esercizio precedente sottoposto a revisione contabile e dai conti separati presentati ai sensi della deliberazione n. 11/07.
- 15.66 Si conferma, anche per il terzo periodo di regolazione, che la determinazione del vincolo sui ricavi avviene con riferimento all'erogazione di un servizio su base annuale: conseguentemente per il primo anno viene determinato con riferimento all'effettiva disponibilità del servizio di trasporto.
- 15.67 Pertanto, nel caso in cui le infrastrutture realizzate da una nuova impresa di trasporto entrino in esercizio in corso d'anno termico, è effettuato un riproporzionamento del valore del vincolo sui ricavi in ragione dei mesi in cui il servizio verrà reso effettivamente disponibile, prevedendo che, in caso di eventuali ritardi nell'ultimazione delle opere per la messa a disposizione della capacità, tale ricavo possa essere proporzionalmente ridotto.

### ***Nuove imprese di trasporto che si costituiscono a seguito di riclassificazione di tratti di rete di distribuzione***

- 15.68 Al fine di assicurare il principio dell'invarianza dei costi, ogni riclassificazione delle reti esistenti non potrà determinare un incremento dei costi coperti dalle tariffe nel momento in cui tale riclassificazione diviene operativa. Non sono pertanto remunerati tratti di rete di distribuzione esistenti che vengono riclassificati in trasporto, a meno che non ci sia una equivalente rinuncia, in termini di copertura dei costi, a valere sulla tariffa di distribuzione.
- 15.69 A tal fine le imprese di trasporto che si costituiscono a seguito di una riclassificazione di tratti di rete di distribuzione in rete di trasporto, operata ai sensi di specifico decreto del Ministero dello sviluppo economico, calcolano i ricavi di riferimento:
- a) con riferimento alla remunerazione del capitale investito e alla quota di ammortamento sulla base del valore degli incrementi patrimoniali relativi alle immobilizzazioni oggetto di riclassificazione, presenti nel bilancio della società di distribuzione nell'esercizio precedente l'anno di presentazione della proposta tariffaria, e comunque nei limiti in cui tali cespiti vengono dismessi ai fini del calcolo della tariffa di distribuzione secondo i criteri di cui al comma 44.1, lettera c) della *RTDG*;

- b) con riferimento alla determinazione dei costi operativi riconosciuti sulla base di un accordo di ripartizione con l'impresa di distribuzione nei limiti del valore complessivamente riconosciuto al servizio di distribuzione.
- 15.70 Le imprese di distribuzione, sempre al fine di assicurare l'invarianza dei ricavi riconosciuti, provvedono a versare alla Cassa l'ammontare pari ai costi operativi riconosciuti relativi alle infrastrutture riclassificate. La tariffa di distribuzione prevede infatti un riconoscimento parametrico dei costi operativi in funzione dei punti di riconsegna serviti, e pertanto la riclassificazione di tratti di rete di distribuzione non comporta alcuna riduzione dei ricavi riconosciuti.
- 15.71 Tali disposizioni si applicano anche nel caso di riclassificazioni di tratti di rete di distribuzione da parte di imprese che svolgono il servizio di trasporto all'inizio del terzo periodo di regolazione.
- 15.72 Nel caso in cui una nuova impresa di trasporto venga a costituirsi su impianti già precedentemente compresi in una rete di trasporto, i relativi ricavi di riferimento e i ricavi della società complementare saranno dimensionati per coprire il livello di costi.

### ***Ricavi per il bilanciamento della rete***

- 15.73 L'Autorità, in continuità con il secondo periodo di regolazione, ha previsto l'inclusione nei ricavi riconosciuti di un'ulteriore componente di ricavo *RA*, pari al costo di acquisto riconosciuto degli strumenti e dei servizi necessari per il bilanciamento del sistema, determinata come somma dei costi relativi alle prestazioni di stoccaggio e del costo del capitale relativo ai volumi di gas immobilizzati a stoccaggio.
- 15.74 Ai fini del calcolo della componente *RA*, l'impresa di trasporto considera eventuali scostamenti tra il costo effettivamente sostenuto e il corrispondente valore riconosciuto nel ricavo *RA* per il precedente anno termico.
- 15.75 L'Autorità con la deliberazione ARG/gas 184/09 ha inoltre avviato un procedimento in materia di acquisizione centralizzata da parte dell'impresa maggiore di trasporto delle risorse di stoccaggio necessarie a garantire il bilanciamento operativo delle imprese di trasporto, al fine di garantire omogeneità dei criteri per la determinazione delle risorse.

## **16 Ripartizione dei ricavi**

- 16.1 I criteri di ripartizione dei ricavi riconosciuti tra componente *capacity* e componente *commodity* sono stati oggetto di analisi di impatto regolatorio (*AIR*) e pertanto sono descritti nel capitolo 10.
- 16.2 Ai fini della ripartizione dei ricavi tra rete nazionale e rete regionale di gasdotti, l'Autorità ha previsto che tali ricavi siano ripartiti in proporzione al capitale investito e alla quota di ammortamenti dei cespiti relativi alla rete nazionale e regionale.

## 17 Struttura ed articolazione tariffaria

### *Tariffa di trasporto per il servizio continuo su base annuale*

- 17.1 Ai fini della determinazione della tariffe, l’Autorità ha confermato anche per il terzo periodo di regolazione l’adozione di criteri che prevedono un’articolazione tariffaria in grado di riflettere correttamente i costi.
- 17.2 In particolare, è stata mantenuta la medesima struttura tariffaria adottata per il precedente periodo di regolazione, prevedendo che l’impresa di trasporto, per il servizio di trasporto continuo su base annuale, applichi all’utente la tariffa di trasporto  $T$  calcolata secondo la seguente formula:

$$T = (K_e \cdot CP_e) + (K_u \cdot CP_u) + (K_r \cdot CR_r) + V \cdot (CV + CV^P)$$

dove:

- $K_e$  è la capacità conferita all’utente nel punto di entrata  $e$  della rete nazionale di gasdotti, espressa in metri cubi/giorno;
- $CP_e$  è il corrispettivo unitario di capacità per il trasporto sulla rete nazionale di gasdotti relativo ai conferimenti nel punto di entrata  $e$  della rete nazionale di gasdotti, espresso in euro/anno/metro cubo/giorno;
- $K_u$  è la capacità conferita all’utente nel punto di uscita  $u$  della rete nazionale di gasdotti, espressa in metri cubi/giorno;
- $CP_u$  è il corrispettivo unitario di capacità per il trasporto sulla rete nazionale di gasdotti, relativo ai conferimenti nel punto di uscita  $u$  della rete nazionale di gasdotti, espresso in euro/anno/metro cubo/giorno;
- $K_r$  è la capacità conferita all’utente nel punto di riconsegna  $r$  delle reti regionali di gasdotti, espressa in metri cubi/giorno;
- $CR_r$  è il corrispettivo unitario di capacità per il trasporto sulle reti regionali, relativo ai conferimenti nel punto di riconsegna  $r$  delle reti regionali di gasdotti, espresso in euro/anno/metro cubo/giorno;
- $V$  è il quantitativo di gas immesso in rete, espresso in metri cubi;
- $CV$  è il corrispettivo unitario variabile, espresso in euro/metro cubo;
- $CV^P$  è il corrispettivo unitario variabile integrativo di cui al comma 14.2 dell’Allegato A della deliberazione ARG/gas 184/09, espresso in euro/metro cubo.

### *Corrispettivi relativi alla rete nazionale di gasdotti*

- 17.3 L’Autorità ha confermato, anche per il terzo periodo di regolazione, l’adozione di un modello tariffario *entry-exit*, in coerenza con le disposizioni normative italiane (articolo 23, comma 3, del decreto legislativo n. 164/00) e con gli orientamenti espressi in ambito europeo in base ai quali un sistema tariffario *entry-exit* risulta preferibile anche in previsione dello sviluppo di mercati liquidi e competitivi organizzati attraverso alcuni centri di scambio del gas (*trading hubs*).
- 17.4 Il sistema tariffario *entry-exit* consente infatti di separare la gestione fisica della rete di trasporto da quella commerciale: l’impresa di trasporto è pertanto in grado di gestire al meglio i flussi fisici di gas, minimizzando le percorrenze medie (ottimizzando in tal modo i

consumi delle centrali di compressione), mentre gli utenti del servizio si interessano unicamente della gestione dei flussi commerciali.

- 17.5 In merito alle modalità di definizione dei corrispettivi  $CP_e$  e  $CP_u$  si rimanda a quanto già indicato nelle relazioni tecniche delle deliberazioni n. 120/01 e n. 166/05, nonché al documento per la consultazione 2 maggio 2005.
- 17.6 In particolare, si evidenzia che l’Autorità, in continuità con quanto previsto nel precedente periodo di regolazione ed in coerenza con gli obiettivi di carattere generale di semplificazione e trasparenza dei meccanismi di regolazione tariffaria, ha confermato il criterio del costo medio ai fini della determinazione del costo unitario di trasporto associato alla movimentazione del gas dai punti di entrata ai punti di uscita inclusi nella matrice *entry-exit*.
- 17.7 L’applicazione di un criterio basato sul costo incrementale associato al trasporto del gas (incremento del costo di trasporto a fronte di un incremento standardizzato della domanda), anche se da un punto teorico più efficiente nel fornire agli utenti del servizio gli adeguati segnali economici, avrebbe potuto comportare una significativa variabilità dei corrispettivi ed una maggiore discrezionalità in relazione alle ipotesi di incremento della domanda utilizzate. Inoltre, si evidenzia che l’applicazione del criterio del costo marginale avrebbe potuto penalizzare fortemente le aree caratterizzate da un maggior livello di saturazione e cioè quelle aree con una minore dotazione infrastrutturale, in contrasto con le disposizioni di cui all’articolo 23, comma 3, del decreto legislativo n. 164/00.
- 17.8 Al fine di promuovere ulteriormente la concorrenza nel settore del gas, l’Autorità ha ritenuto opportuno proporre alcune semplificazioni al modello tariffario *entry-exit*. In particolare, coerentemente con quanto proposto in consultazione ed in considerazione della sostanziale condivisione da parte della maggior parte dei soggetti che hanno partecipato al processo di consultazione, è stato ridotto il numero di aree di uscita dalla rete nazionale di gasdotti in modo da renderle coerenti con le aree geografiche (ambiti tariffari) del servizio di distribuzione gas definite con la deliberazione ARG/gas 159/08. Al riguardo, come già indicato nel documento per la consultazione 23 luglio 2009, si evidenzia che la modifica delle aree di uscita ha necessariamente comportato la rideterminazione di tutti i costi di tratta utilizzati nell’algoritmo di calcolo dei corrispettivi  $CP_e$  e  $CP_u$ , con un conseguente impatto anche sui corrispettivi di entrata.
- 17.9 Infine si evidenzia che l’effetto combinato degli affinamenti apportati ai criteri di determinazione dei corrispettivi della rete nazionale di gasdotti (quali la riduzione delle aree di uscita e la modifica del criterio di ripartizione dei ricavi tra componente capacity e componente commodity) può determinare variazioni non proporzionali al valore dei corrispettivi applicati a ciascun punto di entrata ed uscita della rete di trasporto nazionale.

### ***Corrispettivi per avviamenti e prelievi concentrati in periodi di fuori punta***

- 17.10 Anche per il terzo periodo di regolazione l’Autorità ha confermato le previsioni di riduzioni dei corrispettivi nei casi di avviamenti e di prelievi concentrati in periodi di fuori punta. In particolare l’Autorità ha disposto che:
- a) durante il periodo di avviamento di un punto di riconsegna che alimenta un impianto per la produzione di energia elettrica direttamente connesso alla rete di trasporto, l’impresa di trasporto riduca il corrispettivo  $CR_r$  per una percentuale pari al 50% nei primi 6 mesi del periodo di avviamento e per una percentuale pari al 25% nei successivi 3 mesi del periodo di avviamento. Tale riduzione dei corrispettivi si applica anche nel caso di interventi di rifacimento dell’impianto esistente tramite la realizzazione di uno o più nuovi cicli combinati a gas, qualora non comportino un potenziamento della capacità

- del punto di riconsegna superiore al 10%; in tale caso, il periodo di avviamento decorre dalla data di collaudo di uno dei nuovi cicli combinati;
- b) durante il periodo di avviamento di un punto di entrata interconnesso con l'estero o con terminali di Gnl, l'impresa di trasporto riduce il corrispettivo  $CP_e$  per una percentuale pari al 50%;
  - c) per i punti di riconsegna nei quali l'utente si è impegnato ad effettuare prelievi concentrati in periodi fuori punta, l'impresa di trasporto riconosce una riduzione del corrispettivo  $CR_r$  pari al 30%.

### ***Corrispettivi relativi alla rete regionale di trasporto***

- 17.11 L'Autorità ha confermato anche per il terzo periodo di regolazione un corrispettivo di capacità per il trasporto sulla rete regionale unico su tutto il territorio nazionale e non differenziato in funzione dei quantitativi di gas prelevato o delle caratteristiche dimensionali del punto di riconsegna, nel rispetto dei vincoli imposti dal decreto legislativo n. 164/00.
- 17.12 In continuità con il secondo periodo di regolazione, l'Autorità ha confermato, per i punti di riconsegna che distano meno di 15 km dalla rete nazionale di gasdotti, l'applicazione di un corrispettivo che si riduce in proporzione alla distanza, in modo da fornire un incentivo alla localizzazione efficiente dei punti di prelievo e minimizzare i costi di allacciamento.
- 17.13 L'Autorità ha inoltre confermato le previsioni di riduzioni dei corrispettivi nei casi di avviamenti e prelievi concentrati in periodo fuori punta.

### ***Tariffa di trasporto per il servizio continuo su base inferiore all'anno***

- 17.14 L'Autorità ha confermato anche per il terzo periodo di regolazione corrispettivi e conferimenti di capacità di capacità di trasporto su base continua per periodi inferiori all'anno (semestrale, trimestrale e mensile) nei punti di entrata interconnessi con l'estero e con i terminali di Gnl, introdotti nel corso del secondo periodo di regolazione al fine fornire incentivi ad approvvigionare il mercato italiano anche attraverso il ricorso a contratti di tipo *spot*.
- 17.15 A tale proposito, nel corso del secondo periodo di regolazione, l'Autorità aveva definito coefficienti moltiplicativi (o di periodo) da applicare ai corrispettivi di capacità annuali riproporzionata su base mensile, dimensionati in ragione della durata del conferimento e della stagionalità dello stesso. In particolare, al fine di massimizzare le importazioni nei periodi critici per l'approvvigionamento del sistema, per il secondo periodo di regolazione tali coefficienti erano stati dimensionati in modo da risultare inferiori nei mesi invernali.
- 17.16 Per il terzo periodo di regolazione, seppur in considerazione del fatto che le problematiche relative all'autosufficienza ed alla sicurezza del sistema gas nazionale non sono state ancora risolte, l'Autorità ha ritenuto opportuno dimensionare i coefficienti moltiplicativi sulla base dei seguenti criteri:
- a) con riferimento alla durata del periodo di conferimento prevedere, in analogia con quanto previsto nel secondo periodo di regolazione, che i coefficienti siano inversamente proporzionali alla durata del conferimento (minore è il periodo di conferimento, maggiore è il valore del coefficiente), in modo da privilegiare, a garanzia della sicurezza del sistema, i contratti di approvvigionamento di durata maggiore, massimizzando la saturazione delle capacità di trasporto nei punti di immissione con i quantitativi relativi a tali contratti;
  - b) per quanto invece riguarda la stagionalità del periodo, non prevedere alcuna differenziazione tra i coefficienti invernali ed estivi, in modo da contemperare le esigenze di sicurezza del sistema con una maggiore *cost reflectivity*.

- 17.17 Per quanto riguarda la scelta di cui al precedente paragrafo 17.20, lettera b), si evidenzia che, nel corso della consultazione, alcuni operatori hanno evidenziato l'opportunità di dimensionare i coefficienti moltiplicativi sulla base della metodologia del *Peak Load Pricing*<sup>9</sup>. L'Autorità, pur ritenendo in linea di principio condivisibile la proposta di definire i coefficienti moltiplicativi sulla base della metodologia del *Peak Load Pricing* (in base alla quale si avrebbero prezzi più alti nei periodi di punta stagionale in cui la domanda presenta un maggior grado di elasticità), ha ritenuto opportuno procedere ad un implementazione graduale di tale principio superando l'asimmetria tra i coefficienti estivi ed invernali in vigore nel precedente periodi di regolazione che rendeva la capacità di trasporto più economica nei mesi invernali.
- 17.18 In particolare, l'Autorità ha definito i coefficienti di riproporzionamento dei corrispettivi di trasporto (riproporzionata su base mensile) dei punti di entrata interconnessi con l'estero e con i terminali di Gnl di cui alla seguente Tabella 4.

**Tabella 4 - Coefficienti moltiplicativi da applicare ai corrispettivi di capacità  $CP_e$  riproporzionate su base mensile**

| Mese | Coefficienti moltiplicativi del corrispettivo mensile |            |             |         |
|------|---|------------|-------------|---------|
|      | Annuo   | Semestrale | Trimestrale | Mensile |
| Ott  | 1   | 1,1        | 1,2         | 1,4     |
| Nov  | 1   | 1,1        | 1,2         | 1,4     |
| Dic  | 1   | 1,1        | 1,2         | 1,4     |
| Gen  | 1   | 1,1        | 1,2         | 1,4     |
| Feb  | 1   | 1,1        | 1,2         | 1,4     |
| Mar  | 1   | 1,1        | 1,2         | 1,4     |
| Apr  | 1   | 1,1        | 1,2         | 1,4     |
| Mag  | 1   | 1,1        | 1,2         | 1,4     |
| Giu  | 1   | 1,1        | 1,2         | 1,4     |
| Lug  | 1   | 1,1        | 1,2         | 1,4     |
| Ago  | 1   | 1,1        | 1,2         | 1,4     |
| Set  | 1   | 1,1        | 1,2         | 1,4     |

#### **Tariffe per il servizio di trasporto interrompibile**

- 17.19 Anche per il terzo periodo di regolazione, l'Autorità ha confermato la previsione di tariffe per i servizi di trasporto interrompibile, al fine di garantire la disponibilità di strumenti di flessibilità agli utenti del servizio di trasporto ed in considerazione del regolamento n. 1775/2005 (articolo 4), che prevede che le imprese di trasporto offrano capacità interrompibile sulla base di tariffe che riflettano la probabilità di interruzione.
- 17.20 L'impresa maggiore di trasporto rende quindi disponibile nei punti di entrata interconnessi con l'estero un servizio di trasporto interrompibile applicando corrispettivi di capacità  $CP_e$

<sup>9</sup> La metodologia, basata sui *Ramsey Prices*, prevede che, nel caso di un bene o servizio caratterizzato da variabilità temporale della domanda e da costi marginali decrescenti, i prezzi dovrebbero essere tanto più alti quanto minore è l'elasticità della domanda al prezzo e viceversa.

ridotti rispetto a quelli applicati per il servizio di trasporto continuo su base annuale ed assicurando trasparenza e parità di trattamento agli utenti del servizio.

- 17.21 In relazione alla determinazione dell'entità della riduzione dei corrispettivi di capacità, l'Autorità ha confermato il criterio generale in base al quale la riduzione dei corrispettivi deve riflettere il rischio associato all'interruzione del servizio, lasciando che l'entità della riduzione sia proposta dall'impresa di trasporto.
- 17.22 Al fine di garantire la massima trasparenza e neutralità del servizio, l'Autorità ha previsto che l'impresa maggiore di trasporto pubblici i criteri per la determinazione delle capacità interrompibili e continue nei punti di entrata.

### ***Corrispettivi unitari variabili***

- 17.23 L'Autorità ha disposto che, per il primo anno del terzo periodo di regolazione, l'impresa maggiore di trasporto calcoli il corrispettivo unitario variabile  $CV$  dividendo la somma complessiva delle quote di ricavi  $RT^E$  di tutte le imprese di trasporto per i volumi immessi nella rete nazionale di gasdotti nei punti di entrata, esclusi i siti di stoccaggio, nel periodo luglio 2008 - giugno 2009, opportunamente normalizzati per quanto riguarda i prelievi dei clienti civili e tenuto conto dei volumi soggetti a riduzione del corrispettivo variabile, assunti pari a 75.732.015.679 Smc. La scelta del periodo luglio 2008 – giugno 2009 è stata effettuata al fine di riflettere le previsioni in merito all'evoluzione dei volumi immessi per il terzo periodo di regolazione, anche in relazione all'attuale congiuntura economica.
- 17.24 L'Autorità ha inoltre disposto che continui ad essere applicato anche il corrispettivo unitario variabile integrativo del trasporto  $CV^P$ , riconosciuto a fronte degli investimenti effettuati nel primo periodo di regolazione ai sensi della deliberazione n. 120/01, in modo da avere effetto per un periodo di sei anni dall'entrata in servizio delle opere relative.
- 17.25 Nel caso in cui il servizio di trasporto sia svolto attraverso la sola rete nazionale di gasdotti (servizi di trasporto di transito), o su reti regionali di gasdotti senza transito attraverso la rete nazionale, l'Autorità ha confermato anche per il terzo periodo una riduzione dei corrispettivi  $CV$  e  $CV^P$ . In particolare:
- nel caso in cui il servizio di trasporto sia svolto attraverso la sola rete nazionale di gasdotti, l'Autorità ha incrementato l'entità della riduzione dal 40 al 60 %;
  - nel caso in cui il servizio di trasporto sia svolto su reti regionali di gasdotti senza transito attraverso la rete nazionale, l'Autorità ha confermato una riduzione del 40%.

L'entità della riduzione è commisurata all'incidenza della quota parte dei costi operativi relativi al perimetro di rete considerato (rete nazionale o regionale) rispetto alla totalità dei costi operativi riconosciuti per l'attività di trasporto.

### ***Perdite di rete e gas di autoconsumo***

- 17.26 I quantitativi di gas necessari al funzionamento delle centrali di compressione e al reintegro delle perdite di rete sono allocati in natura agli utenti, secondo i criteri previsti dalla deliberazione ARG/gas 192/09.
- 17.27 In particolare tali criteri prevedono che:
- a) i quantitativi di gas necessari al reintegro delle perdite (fisiche e contabili) siano allocati agli utenti del servizio in proporzione ai prelievi dai punti di riconsegna della rete regionale;

- b) i quantitativi di gas relativi all'autoconsumo<sup>10</sup> siano allocati agli utenti del servizio in proporzione alle immissioni dai punti di entrata interconnessi con l'estero o con terminali di rigassificazione ovvero da produzione nazionale. L'impresa maggiore di trasporto determina le quote di attribuzione per ciascun punto di entrata al fine di riflettere la correlazione tra i quantitativi di gas immessi in ciascun punto di immissione ed i quantitativi di gas di autoconsumo.

17.28 La differenziazione delle quote di attribuzione dei quantitativi di gas per punto di entrata, già proposta dall'Autorità nel documento di consultazione 31 marzo 2009, garantisce una maggiore capacità dei criteri tariffari di riflettere i costi del servizio di trasporto in quanto consente di riflettere il differente contributo sui costi complessivi di funzionamento delle centrali di compressione indotto dai flussi di gas in entrata da ciascun punto della Rete Nazionale di Gasdotti. Si evidenzia infatti che tali costi sono correlati alla distanza percorsa dal gas dai punti di immissione al baricentro del mercato, costituito dagli *hub* di stoccaggio, e risultano pertanto essere più elevati per le immissioni di gas nei punti di entrata localizzati nel Sud Italia.

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

- 17.29 L'Autorità ha inteso confermare il principio che nella determinazione della tariffa confluiscono i costi di tutti i servizi offerti dall'impresa. Per eventuali ulteriori servizi, le tariffe sono determinate dall'Autorità sulla base dell'analisi dei costi sottostanti, in modo da definire anche per tali servizi le modalità di applicazione dei recuperi di efficienza.
- 17.30 L'impresa di trasporto ha comunque la facoltà di offrire in maniera trasparente e non discriminatoria (secondo le condizioni tecniche e le modalità definite nel codice di trasporto soggetto all'approvazione da parte dell'Autorità) eventuali ulteriori servizi opzionali rispetto ai servizi regolati (servizio continuo su base annuale, servizio continuo su base inferiore all'anno e servizio di trasporto interrompibile).
- 17.31 Al fine di evitare una duplicazione nel riconoscimento dei costi l'impresa di trasporto, qualora volesse offrire ulteriori servizi rispetto al servizio di trasporto, è tenuta ad enucleare i costi sottostanti l'erogazione di tali servizi dai costi (operativi e di capitale) già riconosciuti per il servizio di trasporto e presentare all'Autorità una proposta recante le condizioni tecniche ed economiche di fornitura di tali servizi ai fini della loro approvazione.

## **18 Perequazione**

- 18.1 L'Autorità, anche per il terzo periodo di regolazione, ha confermato il meccanismo di perequazione introdotto con la deliberazione n. 45/07 per la ripartizione dei ricavi relativi all'applicazione del corrispettivo di capacità di trasporto regionale  $CR_r$ , unico a livello nazionale.
- 18.2 In particolare, l'Autorità ha previsto che la Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico (di seguito: Cassa) provveda alla quantificazione e liquidazione, al termine di ciascun anno  $t$  e per ciascuna impresa di trasporto che svolge attività di trasporto su reti regionali di gasdotti, degli ammontari di perequazione  $T_{i,t}^{CR}$  relativi al corrispettivo di capacità  $CR_r$ , unico a livello nazionale calcolati sulla base della seguente formula:

---

<sup>10</sup> È il quantitativo di gas misurato per gli usi dell'impresa, incluso il gas necessario al funzionamento delle centrali di compressione.

$$T_{i,t}^{CR} = [REF_{i,t}^{CR} - RICT_{i,t}^{CR}]$$

dove:

- $REF_{i,t}^{CR}$  è l'ammontare dei ricavi effettivi di trasporto dell'anno  $t$ , calcolati applicando il corrispettivo di capacità  $CR_r$  unico a livello nazionale alle capacità effettivamente conferite;
- $RICT_{i,t}^{CR}$  è l'ammontare dei ricavi di trasporto di competenza dell'anno  $t$  spettanti all'impresa di trasporto, calcolato applicando il corrispettivo specifico d'impresa calcolato sui dati di ciascuna impresa di trasporto.

- 18.3 Entro 60 giorni dalla chiusura di ciascun anno la Cassa, sulla base delle informazioni necessarie al calcolo dell'ammontare di perequazione trasmesse da ciascuna impresa di trasporto entro 30 giorni dalla chiusura di ciascun anno, determina e comunica all'Autorità e a ciascuna impresa di trasporto gli ammontari di perequazione  $T_{i,t}^{CR}$ . Nel caso in cui l'impresa di trasporto non rispetti i termini per l'invio delle informazioni necessaria al calcolo degli ammontari di perequazione, la Cassa provvede alla loro determinazione 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 trasporto inadempiente e, viceversa, di massimizzazione di quanto eventualmente dovuto dalla stessa al sistema di perequazione nel suo complesso.
- 18.4 Ciascuna impresa di trasporto, entro 30 giorni dall'avvenuta comunicazione degli ammontari di perequazione, provvede a versare alla Cassa quanto dovuto; la Cassa entro 120 giorni dalla conclusione di ciascun anno, liquida quanto dovuto a ciascuna impresa di trasporto.
- 18.5 L'Autorità ha inoltre confermato la componente tariffaria  $\varphi$  a copertura di eventuali squilibri di perequazione, da definire con specifici provvedimenti dell'Autorità e da applicare come maggiorazione del corrispettivo unitario variabile  $CV$ . Tale corrispettivo tariffario alimenta un apposito Conto presso la Cassa, denominato, "Conto squilibri perequazione trasporto regionale".

## 19 Ripartizione dei ricavi tra imprese di trasporto

- 19.1 L'Autorità ha previsto che le imprese di trasporto definiscano annualmente, in via contrattuale, le modalità per la ripartizione dei ricavi derivanti dall'applicazione dei corrispettivi per il servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale e per la ripartizione degli autoconsumi, delle perdite di rete e del *GNC*.
- 19.2 Copia dei contratti di ripartizione è trasmessa all'Autorità entro 15 giorni dalla data di stipula. Qualora i contratti non si perfezionino entro il termine ivi previsto, l'Autorità provvede alla definizione delle modalità di ripartizione dei ricavi di cui al precedente paragrafo, sentite eventualmente le imprese interessate.

## 20 Aggiornamento annuale dei parametri tariffari

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

- 20.1 Le quote parti dei ricavi riconducibili al capitale investito,  $RT_{capitale}^N$  e  $RT_{capitale}^R$  sono ricalcolate negli anni del periodo di regolazione successivi al primo considerando:
- il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat;
  - gli investimenti netti realizzati nel corso dell'esercizio precedente la presentazione della proposta tariffaria, incluse la variazione delle immobilizzazioni in corso, escludendo gli interessi passivi in corso d'opera (IPCO) maturati successivamente all'avviamento dell'erogazione del servizio di trasporto, ripartiti in investimenti in rete nazionale e in rete regionale;
  - i contributi in conto capitale ottenuti relativamente a detti nuovi investimenti;
  - l'incremento del fondo di ammortamento sulla base delle relative durate convenzionali dei cespiti;
  - le alienazioni e le dismissioni effettuate a qualsiasi titolo, e il completamento della vita utile standard dei cespiti.

### *Aggiornamento della quota parte di ricavo relativa alla remunerazione dei nuovi investimenti*

- 20.2 A partire dall'anno 2011, l'impresa di trasporto, ai fini della determinazione della quota di ricavi relativa ai nuovi investimenti, aggiorna il valore della quota di ricavi relativa ai nuovi investimenti realizzati negli esercizi precedenti, considerando:
- il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat;
  - l'incremento del fondo di ammortamento relativo allo specifico investimento;
  - la fine del periodo di riconoscimento della maggiore remunerazione dei cespiti.

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

- 20.3 Le quote parti dei ricavi riconducibili agli ammortamenti  $RT_{amm}^N$  e  $RT_{amm}^R$  sono ricalcolate negli anni del periodo di regolazione successivi al primo, considerando:
- il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat;
  - il valore, in termini di capitale investito lordo, dei nuovi investimenti, esclusi i lavori in corso, tenuto conto per ogni categoria di cespiti, della durata convenzionale dei cespiti, ripartito in rete nazionale e in rete regionale;
  - la riduzione del capitale investito lordo per effetto di alienazioni, dismissioni effettuate a qualsiasi titolo e il completamento della vita utile standard dei cespiti.

### *Aggiornamento del corrispettivo unitario variabile*

- 20.4 Negli anni del periodo di regolazione successivi al primo, il corrispettivo unitario variabile di trasporto  $CV$  associato ai quantitativi immessi in rete è soggetto ad eventuale integrazione per tenere conto di nuove società di trasporto e ad un aggiornamento annuale sulla base della seguente formula:

$$CV_t = CV_{t-1} \times (1 + I_{t-1} - X + Y)$$

dove:

- $I_{t-1}$  è il tasso di variazione medio annuo, riferito ai dodici mesi precedenti, dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat;
- l'*X-factor* è il tasso annuale prefissato di variazione del recupero di produttività, determinato secondo quanto descritto nel capitolo 11;
- $Y$  è un ulteriore parametro di variazione dei ricavi che tiene conto di costi derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali ed a mutamenti del quadro normativo.

- 20.5 Al fine di garantire il riconoscimento di costi operativi incrementali, derivanti dalla realizzazione di nuove infrastrutture di trasporto, gli operatori, nel corso del terzo periodo di regolazione, possono chiedere il riconoscimento di una componente di ricavo,  $CO_{NI}$ , determinata come differenza tra il valore dei costi operativi effettivamente sostenuti nell'esercizio precedente e il valore dei costi operativi riconosciuti, purché detta differenza sia riconducibile ai costi incrementali generati dai suddetti investimenti. Di detta componente di ricavo  $CO_{NI}$  si tiene conto ai fini dell'aggiornamento del corrispettivo unitario variabile di trasporto.
- 20.6 Nel caso in cui un'impresa di trasporto abbia reso disponibile una nuova infrastruttura funzionale all'immissione di gas nella rete nazionale di gasdotti e, pur avendo completato tutte le opere di propria pertinenza, per cause esogene non abbia potuto avviare l'erogazione del servizio di trasporto, può chiedere il riconoscimento dei maggiori costi operativi sostenuti secondo i criteri indicati nel paragrafo precedente. Al riguardo si evidenzia che dai costi effettivamente sostenuti devono essere esclusi i costi del personale di avviamento e i maggiori oneri riconducibili all'utilizzo di personale di supporto temporaneo.
- 20.7 L'Autorità definisce il valore dei costi operativi riconosciuti per il primo anno del periodo di regolazione che decorre dall'1 gennaio 2014, riconoscendo alle imprese una quota parte, non superiore al 50%, degli ulteriori recuperi di produttività realizzati nel terzo periodo di regolazione, pari alla differenza tra i costi effettivamente sostenuti nell'anno 2008, aggiornati attraverso l'applicazione del *price cap*, e i costi effettivamente sostenuti nell'anno di riferimento per il calcolo dei costi operativi riconosciuti per il quarto periodo di regolazione.

## **21 Fattore correttivo per la garanzia dei ricavi di riferimento**

- 21.1 L'Autorità ha confermato i criteri di garanzia dei ricavi relativi alla componente capacity, al fine di assicurare il recupero dei costi derivanti dalla remunerazione del capitale investito e degli ammortamenti.
- 21.2 L'Autorità ha inoltre previsto l'inclusione nel fattore correttivo considerato per la determinazione dei corrispettivi tariffari per l'anno 2010 i costi addizionali sostenuti dalla società Snam Rete Gas Spa per l'acquisto del gas necessario al funzionamento delle centrali di compressione negli anni termici 2005-2006, 2006-2007 e 2007-2008, prevedendo di determinare con successivo provvedimento gli eventuali costi addizionali sostenuti per l'acquisto del *fuel gas* nel periodo 1 ottobre 2008-31 dicembre 2009, applicando i medesimi criteri di cui alla deliberazione VIS 8/09 ai fini del calcolo del fattore correttivo per il medesimo periodo.