

DCO 4/09

**CRITERI PER LA DETERMINAZIONE DELLE TARIFFE PER
L'ATTIVITA' DI TRASPORTO E DI DISPACCIAMENTO DEL
GAS NATURALE PER IL TERZO PERIODO DI REGOLAZIONE**

Documento per la consultazione per la formazione di provvedimenti nell'ambito del
procedimento avviato con deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 28
aprile 2008, ARG/Gas 50/08

31 marzo 2009

Premessa

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) ha avviato con la deliberazione 28 aprile 2008, ARG/Gas 50/08 (di seguito: deliberazione ARG/gas 50/08), il procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe per l'attività di trasporto e di dispacciamento del gas naturale per il periodo di regolazione 2009 – 2013 (terzo periodo di regolazione), ai sensi dell'articolo 23, comma 2, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164.

Il procedimento sulle tariffe di trasporto e di dispacciamento del gas naturale è sottoposto alla sperimentazione dell'Analisi di impatto della regolazione (AIR), il cui tratto essenziale consiste nella verifica di diverse ipotesi alternative di regolazione. Per la numerosità e la differente complessità dei temi considerati, l'Analisi di impatto della regolazione verrà condotta relativamente ad alcuni aspetti, considerati come i più rilevanti.

Il presente documento per la consultazione illustra le motivazioni dell'intervento regolatorio, gli obiettivi perseguiti e i primi orientamenti dell'Autorità e propone, per ciascuno degli aspetti più rilevanti, alcune opzioni alternative di regolazione.

*Il documento per la consultazione viene diffuso per offrire l'opportunità a tutti i soggetti interessati di presentare osservazioni e proposte. **I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità le proprie osservazioni e proposte, in forma scritta, entro e non oltre il 15 maggio 2009.** Il risultato della consultazione sarà reso noto successivamente a tale data, attraverso la pubblicazione nel sito internet dell'Autorità di un documento di sintesi delle osservazioni ricevute. I soggetti che intendono salvaguardare la riservatezza o la segretezza, in tutto o in parte, della documentazione inviata sono tenuti a indicare quali parti della propria documentazione sono da considerare riservate e, pertanto, sottratte alla pubblicazione.*

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

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

***e-mail: tariffe@autorita.energia.it
sito internet: www.autorita.energia.it***

INDICE

PARTE I	7
OGGETTO DELLA CONSULTAZIONE E INQUADRAMENTO PROCEDURALE AIR	7
1 Oggetto della consultazione	7
2 Inquadramento procedurale ai fini AIR	7
3 Struttura del documento	12
PARTE II	14
QUADRO NORMATIVO ESISTENTE E OBIETTIVI PERSEGUITI	14
4 Quadro normativo di riferimento	14
5 Il sistema tariffario del secondo periodo di regolazione	19
6 Obiettivi generali dell'intervento dell'Autorità	21
<i>Stabilità regolatoria</i>	<i>23</i>
<i>Coerenza dei criteri tariffari adottati con l'evoluzione del quadro regolatorio europeo</i>	<i>23</i>
<i>Semplificazione dei meccanismi tariffari in prospettiva pro-competitiva</i>	<i>23</i>
7 Primi orientamenti per la determinazione delle tariffe per il terzo periodo di regolazione	24
PARTE III	26
DETERMINAZIONE DEL VINCOLO SUI RICAVI	26
8 Periodo di riferimento per l'applicazione delle tariffe	26
9 Modalità di determinazione del vincolo sui ricavi del servizio di trasporto ...	27
10 La determinazione del capitale investito riconosciuto rilevante ai fini regolatori	27
<i>Riconoscimento degli oneri finanziari</i>	<i>29</i>
<i>Riconoscimento del costo sostenuto per il gas di riempimento iniziale di una condotta</i>	<i>29</i>
11 La remunerazione del capitale investito riconosciuto	30
<i>Rapporto tra capitale di debito e capitale proprio (D/E)</i>	<i>30</i>
<i>Rendimento del capitale di rischio (Ke)</i>	<i>31</i>
<i>Rendimento delle attività prive di rischio (rf)</i>	<i>32</i>
<i>Premio per il rischio di mercato (ERP)</i>	<i>33</i>
<i>Rischio sistematico (β)</i>	<i>33</i>
<i>Costo del debito (K_D)</i>	<i>34</i>
<i>Scudo fiscale e aliquota teorica di incidenza delle imposte (tc e T)</i>	<i>35</i>
<i>Tasso d'inflazione (rpi)</i>	<i>36</i>
<i>Scenari di riferimento per la fissazione del WACC</i>	<i>36</i>

12	La determinazione della quota di ammortamento	37
13	Determinazione dei costi operativi riconosciuti.....	38
14	Trattamento del gas necessario al funzionamento delle centrali di compressione	41
	<i>Motivazioni alla base delle proposte.....</i>	<i>41</i>
	<i>Obiettivi specifici da perseguire.....</i>	<i>41</i>
	<i>Ipotesi proposte</i>	<i>41</i>
	<i>Ipotesi A.1.....</i>	<i>42</i>
	<i>Ipotesi A.2.....</i>	<i>42</i>
	<i>Ipotesi A.3.....</i>	<i>43</i>
	<i>Valutazione delle ipotesi relative alle modalità di trattamento del gas di funzionamento delle centrali di compressione</i>	<i>43</i>
15	Trattamento delle perdite di rete e del gas non contabilizzato	44
	<i>Motivazioni alla base delle proposte.....</i>	<i>44</i>
	<i>Obiettivi specifici da perseguire.....</i>	<i>46</i>
	<i>Ipotesi proposte</i>	<i>46</i>
	<i>Ipotesi B.1.....</i>	<i>46</i>
	<i>Ipotesi B.2.....</i>	<i>47</i>
	<i>Ipotesi B.3.....</i>	<i>47</i>
	<i>Valutazione delle ipotesi relative alle modalità di trattamento delle perdite di rete</i>	<i>48</i>
16	Ricavi da bilanciamento della rete.....	49
17	Ripartizione dei ricavi.....	52
	<i>Motivazioni alla base delle proposte.....</i>	<i>52</i>
	<i>Obiettivi specifici da perseguire.....</i>	<i>53</i>
	<i>Ipotesi proposte</i>	<i>53</i>
	<i>Ipotesi C.1.....</i>	<i>53</i>
	<i>Ipotesi C.2.....</i>	<i>53</i>
	<i>Ipotesi C.3.....</i>	<i>54</i>
	<i>Valutazione delle ipotesi relative alle modalità di ripartizione del vincolo ai ricavi</i>	<i>54</i>
18	Criteri di incentivazione per lo sviluppo efficiente della rete di trasporto.....	55
	<i>Trattamento dei costi compensativi ed ambientali.....</i>	<i>57</i>
19	Criteri per la determinazione del vincolo sui ricavi per nuove imprese del trasporto	60
	<i>Nuove imprese di trasporto che realizzano infrastrutture di trasporto</i>	<i>60</i>
	<i>Nuove imprese di trasporto che si costituiscono a seguito di riclassificazione di tratti di rete di distribuzione.....</i>	<i>61</i>
20	Criteri per l'aggiornamento annuale dei parametri tariffari.....	62
	<i>Aggiornamento in corso di periodo regolatorio del capitale investito riconosciuto ..</i>	<i>62</i>
	<i>Aggiornamento in corso di periodo regolatorio degli ammortamenti</i>	<i>62</i>
	<i>Aggiornamento in corso di periodo regolatorio della maggiore remunerazione derivante dai nuovi investimenti.....</i>	<i>63</i>
	<i>Aggiornamento in corso di periodo regolatorio del corrispettivo unitario variabile CV</i>	<i>63</i>
	<i>Fattore correttivo per la garanzia dei ricavi di riferimento</i>	<i>64</i>

21	Criteri per la fissazione dell'X-factor	65
	<i>Motivazione alla base delle proposte</i>	<i>65</i>
	<i>Obiettivi specifici da perseguire.....</i>	<i>65</i>
	<i>Ipotesi proposte</i>	<i>66</i>
	<i>Ipotesi D.1</i>	<i>66</i>
	<i>Ipotesi D.2</i>	<i>66</i>
	<i>Ipotesi D.3</i>	<i>67</i>
	<i>Valutazione delle ipotesi relative in merito ai criteri di fissazione dell'X factor.....</i>	<i>67</i>
	PARTE IV	68
	STRUTTURA E ARTICOLAZIONE TARIFFARIA	68
22	La struttura tariffaria	68
	<i>Tariffa di trasporto per il servizio continuo su base annuale</i>	<i>68</i>
	<i>I corrispettivi relativi alla rete nazionale di gasdotti.....</i>	<i>68</i>
	<i>I corrispettivi relativi alla rete regionale di trasporto.....</i>	<i>71</i>
	<i>Modifica dei criteri di conferimento della capacità di trasporto su rete regionale... </i>	<i>72</i>
	<i>Tariffe e conferimenti di trasporto infrannuali</i>	<i>74</i>
	<i>Tariffe per il servizio di trasporto interrompibile</i>	<i>76</i>
	<i>Il corrispettivo unitario variabile.....</i>	<i>77</i>
23	Gestione unitaria del servizio di trasporto e del bilanciamento commerciale	77
	<i>Unica controparte commerciale.....</i>	<i>78</i>
	<i>Bilanciamento commerciale</i>	<i>78</i>
24	Corrispettivi per la fornitura di servizi opzionali.....	79
	PARTE V	81
	REGOLAZIONE DEL SERVIZIO DI MISURA	81
25	Premessa e quadro normativo di riferimento	81
	<i>Le disposizioni in materia di regolazione del servizio di misura di distribuzione.....</i>	<i>81</i>
	<i>La regolazione del servizio di misura del trasporto gas</i>	<i>82</i>
	<i>Gli esiti dell'istruttoria conoscitiva avviata con deliberazione VIS 41/08</i>	<i>83</i>
26	Proposte di revisione della disciplina dell'attività di misura nel trasporto gas	84
	<i>Definizione dell'ambito del servizio di misura del trasporto gas</i>	<i>84</i>
	<i>Articolazione del servizio di misura del trasporto gas.....</i>	<i>85</i>
	<i>Responsabilità dell'attività di raccolta, validazione e registrazione dei dati di misura</i>	<i>85</i>
	<i>Responsabilità dell'attività di installazione e manutenzione dei misuratori</i>	<i>86</i>
27	Criteri per la regolazione tariffaria del servizio di misura del trasporto gas.	87
28	Modalità di determinazione del vincolo sui ricavi del servizio di misura del trasporto gas.....	88
29	Modalità di determinazione del capitale investito riconosciuto del servizio di misura del trasporto gas	89
30	La remunerazione del capitale investito riconosciuto del servizio di misura del trasporto gas.....	90
	<i>Rischio sistematico (β) per l'attività di misura</i>	<i>90</i>

<i>Scenari di riferimento per la fissazione del WACC</i>	90
31 La determinazione della quota di ammortamento del servizio di misura del trasporto gas	91
32 Determinazione dei costi operativi riconosciuti per il servizio di misura del trasporto gas	92
<i>Determinazione del costo operativo di metering riconosciuto per gli impianti di misura riconducibili a tipologie standard</i>	92
<i>Determinazione del costo operativo di metering riconosciuto per gli impianti di misura non riconducibili a tipologie standard</i>	93
<i>Determinazione del costo operativo di meter reading</i>	93
33 Determinazione del corrispettivo per l'erogazione del servizio di misura del trasporto gas	93
34 Riconoscimento dei ricavi ai soggetti terzi che svolgono l'attività di misura per conto dell'impresa maggiore di trasporto	94
35 Verifica dell'applicazione del piano di adeguamento e di manutenzione degli impianti di misura	95
36 Meccanismi di incentivazione e di penalizzazione	95
37 Aggiornamento annuale dei ricavi e del corrispettivo di misura	95
38 Enucleazione dei costi relativi al servizio di misura del trasporto gas riconosciuti dalle tariffe regolate	96
Allegato 1 – Esempio di determinazione della capacità di trasporto attribuita agli utenti nei punti di riconsegna della rete regionale dei gasdotti che alimentano impianti di distribuzione	98

PARTE I

OGGETTO DELLA CONSULTAZIONE E INQUADRAMENTO PROCEDURALE AIR

1 Oggetto della consultazione

- 1.1 Il 30 settembre 2009 si concluderà il secondo periodo di regolazione relativo alle condizioni tariffarie dell'attività di trasporto e di dispacciamento del gas naturale, attualmente disciplinate dalla deliberazione dell'Autorità 29 luglio 2005, n. 166/05 (di seguito: deliberazione n. 166/05).
- 1.2 In vista di tale scadenza l'Autorità, con deliberazione ARG/gas 50/08, ha avviato il procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe per l'attività di trasporto e di dispacciamento di gas naturale per il terzo periodo di regolazione, vale a dire per il periodo 2009 – 2013 (di seguito: procedimento sulle tariffe di trasporto del gas naturale).
- 1.3 Il procedimento sulle tariffe di trasporto del gas naturale si svolge in parallelo con il procedimento sulla qualità del servizio di trasporto del gas naturale, avviato con deliberazione 23 gennaio 2006, n. 15/06, in relazione al quale il 19 dicembre 2006 e il 14 novembre 2007 sono stati emanati due documenti per la consultazione "Regolazione degli aspetti generali della qualità del servizio di trasporto del gas naturale" (Atto n. 35/06) e "Regolazione degli aspetti generali della qualità del servizio di trasporto del gas naturale – Seconda consultazione" (Atto n. 44/07). Il procedimento sulle tariffe di trasporto del gas naturale tiene altresì conto di quanto stabilito dall'Autorità in tema di qualità del gas naturale con la deliberazione 6 settembre 2005, n. 185/05.
- 1.4 Il presente documento propone per la consultazione i primi orientamenti dell'Autorità in relazione alla regolazione tariffaria dell'attività di trasporto e dispacciamento di gas naturale. Nel documento è riportata anche una proposta che riflette gli orientamenti dell'Autorità in materia di regolazione del servizio di misura del trasporto del gas naturale, che tiene conto delle risultanze del documento di consultazione diffuso il 6 giugno 2006 in materia di "Regolazione del servizio di misura del trasporto gas e criteri per la definizione del corrispettivo di misura di cui alla deliberazione 29 luglio 2005 n. 166/05" nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione 9 novembre 2005, n. 234/05 (di seguito: deliberazione n. 234/05).

2 Inquadramento procedurale ai fini AIR

- 2.1 La deliberazione ARG/gas 50/08 ha disposto che il procedimento sulle tariffe di trasporto del gas naturale fosse inserito tra i procedimenti oggetto dell'analisi di impatto della regolazione (di seguito: AIR).
- 2.2 L'introduzione della metodologia AIR nell'Autorità è avvenuta su base sperimentale, per una durata triennale, con la deliberazione 28 settembre 2005, n.

203/05 e con l'adozione delle "Linee Guida sull'introduzione dell'analisi di impatto della regolazione -Air- nell'Autorità per l'energia elettrica e il gas" approvate con deliberazione 31 marzo 2005, n. 58/05.

- 2.3 Con la deliberazione 3 ottobre 2008, GOP 46/08 (di seguito: deliberazione GOP 46/08), la metodologia AIR, conclusa la fase sperimentale, è stata introdotta stabilmente quale procedura di produzione di alcuni provvedimenti dell'Autorità che verranno di norma individuati nell'ambito del Piano strategico triennale e del Piano operativo annuale. L'applicazione della metodologia AIR avviene sulla base della "Guida per l'analisi dell'impatto della regolazione nell'Autorità per l'energia elettrica e il gas" allegata alla delibera GOP 46/08 (di seguito: Linee Guida).
- 2.4 Come evidenziato nelle Linee Guida, l'AIR si inserisce nel quadro di azioni rivolte "alla manutenzione del quadro regolatorio, alla efficienza ed efficacia dei flussi di comunicazione interni e di quelli indirizzati ai consumatori, agli operatori ed alle istituzioni". L'AIR rientra, infatti, in un'organica strategia di semplificazione e razionalizzazione dei procedimenti amministrativi con la funzione di:
- a) valutare anticipatamente la necessità e l'impatto in termini qualitativi e, ove possibile, quantitativi di eventuali azioni regolatorie;
 - b) migliorare la qualità complessiva della produzione degli atti;
 - c) migliorare i processi della già intensa attività di interlocuzione con i settori regolati;
 - d) rafforzare la pubblicità delle ragioni che stanno alla base dell'intervento regolatorio.
- 2.5 Data la complessità e la vastità degli argomenti affrontati nel presente documento e il fatto che le proposte sui diversi aspetti considerati sono tra loro parzialmente interdipendenti, l'Autorità ha disposto, nella deliberazione di avvio del procedimento ARG/gas 50/08, che l'AIR venga applicata "per gli aspetti più rilevanti". In particolare, sono stati privilegiati per l'analisi AIR i possibili interventi di revisione della regolazione vigente che presentano, potenzialmente, un significativo impatto (anche in termini di gestione amministrativa) sia sugli esercenti dei servizi, sia sugli utenti delle reti di trasporto del gas naturale.
- 2.6 In particolare, l'Autorità intende sottoporre ad AIR i seguenti argomenti, ritenuti rilevanti, sui quali concentrare l'attenzione dell'analisi di impatto della regolazione:
- 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.
- 2.7 Per ciascuno degli argomenti rilevanti indicati nel paragrafo 2.6 vengono formulate ipotesi di regolazione tramite opzioni alternative che sono sottoposte ad una valutazione prevalentemente qualitativa, rispetto ad obiettivi specifici ritenuti rilevanti dall'Autorità, secondo il metodo di applicazione dell'AIR.

- 2.8 A ciascun obiettivo specifico è associata una scala qualitativa di 3 livelli: “alto”, “medio” e “basso”.
- 2.9 Qualora la consultazione ne faccia emergere la necessità, gli aspetti sottoposti ad AIR potranno essere oggetto di variazioni; in tal caso, di ciò sarà dato conto in un successivo documento per la consultazione.

Fase di ricognizione ed incontri tematici

2.10 Nell’ambito del procedimento avviato con deliberazione ARG/gas 50/08, in coerenza con la metodologia AIR, nella seconda metà dell’anno 2008 la Direzione Tariffe ha avviato una fase ricognitiva, anche tramite incontri specifici con le imprese di trasporto e le associazioni. In particolare, sono stati organizzati incontri tematici (di seguito richiamati anche come *Focus group*) destinati a:

- a) imprese di trasporto del gas naturale;
- b) associazioni di categoria.

2.11 Nell’ambito di tali incontri tematici sono state discusse preliminarmente alcune delle principali ipotesi di revisione della disciplina tariffaria per il terzo periodo di regolazione.

2.12 In generale, sia le imprese di trasporto che le associazioni hanno espresso una posizione favorevole al mantenimento degli attuali criteri generali di regolazione tariffaria.

2.13 In relazione ai principali aspetti affrontati negli incontri, si riportano di seguito alcuni sintetici richiami:

- Incentivazione all’incremento dell’efficienza nella realizzazione dei nuovi investimenti

La Direzione Tariffe ha proposto l’introduzione di incentivi finalizzati ad incrementare l’efficienza nella realizzazione dei nuovi investimenti. L’introduzione di tali meccanismi presuppone l’individuazione di un costo standard da assumere come riferimento per valutare l’efficienza relativa degli investimenti che saranno realizzati dagli operatori.

Le imprese di trasporto hanno condiviso tale proposta, ma hanno sottolineato che la definizione di un costo standard potrebbe risultare particolarmente complessa, sia per la necessità di differenziare lo standard in relazione alle caratteristiche del territorio in cui viene realizzata l’opera (prevedendo per esempio uno standard specifico per le zone montuose), sia per la necessità di tenere conto della variazione del costo dei fattori produttivi utilizzati per la realizzazione delle opere.

- Differenziazione per impresa del coefficiente di recupero di produttività

La Direzione Tariffe ha proposto l’applicazione di coefficienti di recupero di produttività differenziati per ciascuna impresa di trasporto, in modo da riflettere le potenzialità di incremento di efficienza dei diversi operatori.

Un'impresa di trasporto, al riguardo, ha evidenziato che le nuove società di trasporto dispongono di minori margini di efficientamento rispetto alle società esistenti.

- Autoconsumi, perdite e gas non contabilizzato

La Direzione Tariffe ha proposto di escludere dall'applicazione del *price cap* i costi per l'acquisto del gas necessario al funzionamento delle centrali di compressione e al reintegro delle perdite di rete, in quanto tali costi presentano una forte variabilità in relazione all'andamento del prezzo dei combustibili; al fine di mantenere uno stimolo alla riduzione di tali costi la Direzione Tariffe intende introdurre un sistema di incentivi specifico.

E' stato inoltre proposto di trattare il gas non contabilizzato con criteri analoghi a quelli indicati per le perdite fisiche della rete di trasporto, attribuendone la titolarità all'impresa maggiore di trasporto e prevedendo meccanismi di reintegro nell'ambito del servizio di bilanciamento.

Alcune imprese di trasporto hanno tuttavia evidenziato che il peso di tali tipologie di costo non è particolarmente rilevante e conseguentemente tali strumenti potrebbero essere applicati esclusivamente all'impresa di trasporto maggiore.

- Ripartizione dei ricavi

La Direzione Tariffe ha proposto la revisione del criterio per la ripartizione dei ricavi riconosciuti, prevedendo di incrementare il peso della componente *capacity*, in modo da riflettere maggiormente la struttura dei costi del servizio di trasporto.

Alcuni operatori hanno espresso alcuni dubbi al riguardo, in quanto l'incremento del peso della componente *capacity* potrebbe determinare un aumento dei costi sostenuti dai clienti del settore civile.

- Articolazione della tariffa di trasporto

Nel corso del *Focus group* alcuni grandi clienti hanno chiesto l'applicazione di corrispettivi tariffari di tipo degressivo.

Tuttavia, la Direzione Tariffe non ritiene opportuno introdurre corrispettivi degressivi in quanto la loro adozione determinerebbe complessità applicative e discriminazioni tra gli utenti, in particolar modo tra i clienti industriali allacciati alle reti di distribuzione e i clienti industriali allacciati alle reti di trasporto, come peraltro evidenziato nel paragrafo 22.16.

- Flessibilità dell'impegno di capacità

La Direzione Tariffe ha chiesto ai partecipanti ai *Focus group* di esprimere una valutazione in merito all'attivazione in via sperimentale di impegni infrannuali di capacità avvenuta nel corso del secondo periodo di regolazione.

Gli operatori hanno evidenziato la necessità di mantenere tale tipologia di contratti anche nel prossimo periodo di regolazione.

- Individuazione delle responsabilità per il servizio di misura nel trasporto

La Direzione Tariffe ha evidenziato la necessità di definire un quadro certo e univoco delle responsabilità del servizio di misura nel trasporto del gas al fine di migliorare l'attendibilità dei dati di misura e ridurre l'incidenza del gas non contabilizzato.

Tale proposta è stata accolta favorevolmente da tutti i soggetti che hanno partecipato ai *Focus group*. In aggiunta, è stata auspicata una reintroduzione del corrispettivo di misura con funzione incentivante per il corretto esercizio del servizio di *metering*.

- Adozione dell'anno solare rispetto all'anno termico

La Direzione Tariffe, al fine di allineare i dati desumibili dai bilanci societari e dai conti annuali predisposti dagli esercenti con le grandezze tecnico-economiche utilizzate per la determinazione dei vincoli sui ricavi, ha proposto di adottare l'anno solare come riferimento per la definizione delle tariffe di trasporto.

La proposta è stata generalmente condivisa dalle imprese di trasporto, anche se sono state evidenziate alcune criticità in relazione ai contratti di importazione, che sono generalmente riferiti all'anno termico. I grandi clienti, al contrario, hanno evidenziato che l'adozione dell'anno solare determinerebbe una sovrapposizione tra il periodo di contrattazione dei contratti nel settore elettrico e quello del gas, con un conseguente incremento degli oneri di carattere gestionale.

- Convergenza dei criteri tariffari adottati nel contesto italiano con gli indirizzi europei

Nel corso dei *Focus group* l'impresa maggiore di trasporto ha sottolineato l'importanza di assicurare la coerenza dei criteri di regolazione adottati in ambito nazionale con gli indirizzi sviluppati in ambito europeo, ed in particolare il mantenimento di un sistema tariffario *entry-exit*, come peraltro auspicato nell'ambito degli incontri del Forum di Madrid, il forum della regolazione europea del gas al quale partecipano i principali portatori di interesse del settore.

- Istituzione di un corrispettivo per il servizio di dispacciamento

La Direzione Tariffe ha ipotizzato la definizione nel corso del terzo periodo di regolazione di un corrispettivo separato per il servizio di dispacciamento determinato sulla base dei relativi costi al fine di permettere, in un'ottica prospettica, un'evoluzione di tale servizio in linea con lo sviluppo di un mercato del bilanciamento, delineato nel documento per la consultazione 18 aprile 2008, DCO 10/08.

2.14 Successivamente ai *Focus Group*, sono pervenuti all'Autorità ulteriori contributi dai partecipanti in merito alle proposte presentate negli incontri tematici, tra i quali si evidenziano in particolare i seguenti:

- mantenere la ripartizione dei ricavi adottata per il secondo periodo di regolazione, al fine di incentivare l'impresa di trasporto alla massimizzazione dei flussi di gas e non penalizzare maggiormente i clienti del settore civile;

- attribuire il gas non contabilizzato all'impresa di trasporto riconoscendone il costo di acquisto, al fine di responsabilizzare l'impresa maggiore di trasporto e di incrementare la trasparenza del sistema;
- superare le criticità della metodologia di allocazione dei prelievi ai *city gates* che genererebbe attribuzioni anomale di penali per supero di capacità agli utenti del servizio;
- mantenere come periodo di riferimento per il calcolo delle tariffe di trasporto l'anno termico al fine di evitare disallineamenti con i contratti in essere e sovrapposizioni con le scadenze previste per i contratti elettrici.

Sviluppo del procedimento

- 2.15 Successivamente all'emanazione del presente documento per la consultazione, la Direzione Tariffe intende proseguire gli incontri tematici, affiancandoli ad uno o più incontri pubblici di presentazione e approfondimento del medesimo documento.
- 2.16 Parallelamente, la Direzione Tariffe attiverà una serie di raccolte dati finalizzate ad integrare le informazioni tecniche, economiche e patrimoniali già disponibili.
- 2.17 La fase di consultazione relativa al presente documento si concluderà il 15 maggio 2009, data ultima per l'invio di osservazioni scritte e commenti. Successivamente a tale data, coerentemente con la procedura AIR, verrà pubblicata sul sito internet dell'Autorità una sintesi delle osservazioni ricevute. I soggetti che intendono salvaguardare la riservatezza o la segretezza, in tutto o in parte, della documentazione inviata sono tenuti a indicare quali parti della propria documentazione sono da considerare riservate e, pertanto, sottratte alla pubblicazione.
- 2.18 E' prevista la pubblicazione di un secondo documento per la consultazione nel mese di giugno 2009, eventualmente preceduta da una seconda ricognizione. Il provvedimento finale è previsto che venga approvato entro il mese di settembre del 2009.

3 Struttura del documento

- 3.1 Il presente documento di consultazione, oltre alla corrente parte introduttiva e procedurale (Parte I), è organizzato in ulteriori quattro parti ed in particolare:
- Parte II, nella quale vengono richiamati gli obiettivi generali perseguiti con il procedimento ed il quadro normativo di riferimento.
 - Parte III, nella quale sono descritti i criteri generali a cui l'Autorità intende attenersi nella determinazione del vincolo sui ricavi, nella remunerazione del capitale investito riconosciuto e nella fissazione del costo riconosciuto per i vari servizi oggetto del procedimento.

- Parte IV, dedicata alle problematiche specifiche di struttura e articolazione tariffaria del servizio di trasporto del gas naturale.
- Parte V, attinente la regolazione del servizio di misura.

PARTE II

QUADRO NORMATIVO ESISTENTE E OBIETTIVI PERSEGUITI

4 Quadro normativo di riferimento

Normativa nazionale e comunitaria

- 4.1 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”.
- 4.2 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).
- 4.3 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.
- 4.4 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 23 maggio 2000, n. 164 (di seguito: 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.
- 4.5 La normativa nazionale sopra richiamata si inserisce nel più generale quadro normativo europeo che con la Direttiva 2003/55/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.
- 4.6 Ulteriori disposizioni di carattere tariffario sono contenute nel Regolamento CE n. 1775/2005 del Parlamento europeo e del Consiglio relativo alle condizioni di accesso alle reti di trasporto del gas naturale (di seguito: regolamento n. 1775/2005). Il regolamento n. 1775/2005 dispone, all'articolo 3, 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 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.
- 4.7 La Direttiva 2003/55/CE, all'articolo 22, definisce altresì i criteri per la concessione dell'esenzione alla disciplina di accesso a terzi per le nuove infrastrutture del sistema gas.
- 4.8 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.
- 4.9 L'articolo 1, comma 20, della legge n. 239/04 dispone che la quota residua delle nuove capacità di trasporto ai punti di ingresso della rete nazionale di gasdotti di cui al comma 18, 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 di cui al comma 17, e dei potenziamenti delle capacità esistenti di cui allo stesso comma 17, 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.

- 4.10 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

- 4.11 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”.

- 4.12 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.

- 4.13 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 gasdotti¹, 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, paragrafo 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.

- 4.14 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

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

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 del 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*.

- 4.15 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 successivo decreto del 22 aprile 2008, il Ministero ha classificato i tratti di rete di trasporto regionale.
- 4.16 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, il comma 5 dell'articolo 24 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".
- 4.17 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.
- 4.18 Il codice di rete adottato dalle imprese di trasporto, sulla base dei criteri e delle norme descritte nel precedente paragrafo 4.17, descrive le caratteristiche del servizio di trasporto (articolato in servizio continuo e in servizio interrompibile).
- 4.19 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.
- 4.20 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).²

- 4.21 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).
- 4.22 Le attività di cui alle lettere a), b) e c) attengono alla regolazione di tutti gli aspetti legati alla gestione della *commodity* che hanno un impatto diretto sullo sviluppo del mercato e che dovrebbero progressivamente essere svincolate dalle logiche tariffarie, al fine di garantire lo sviluppo di un mercato del servizio di bilanciamento.
- 4.23 In merito all'attività di misurazione dei quantitativi immessi e prelevati nella rete di trasporto, è opportuno fin d'ora segnalare l'attuale assetto proprietario della misura nel trasporto del gas, le cui criticità saranno meglio precisate in seguito nel documento: la maggior parte dei sistemi di misura del trasporto gas sono infatti *asset* che rientrano nella proprietà di altri soggetti regolati (imprese di stoccaggio, di rigassificazione e di distribuzione) o di soggetti che non rientrano nel perimetro di regolazione tariffaria dell'Autorità (imprese di produzione, clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto). L'impresa di trasporto svolge unicamente l'attività di rilevazione, validazione e archiviazione dei dati di misura.

Disciplina in materia di separazione contabile, amministrativa e funzionale

- 4.24 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

² 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 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.

con quanto previsto dall'articolo 21 del decreto legislativo n. 164/00, direttive per la separazione contabile e amministrativa, anche al fine di verificare i costi delle singole prestazioni e di garantire l'imparzialità dell'esercente il servizio di trasporto.

- 4.25 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.
- 4.26 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.

5 Il sistema tariffario del secondo periodo di regolazione

- 5.1 I criteri relativi al sistema tariffario del secondo periodo di regolazione sono stati definiti con la deliberazione n. 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.
- 5.2 Il tasso di remunerazione per il capitale investito all'inizio del periodo di regolazione è stato fissato al 6,7% reale pre-tasse.
- 5.3 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. L'attribuzione di un peso maggiore alla componente *capacity*, rispetto alla quale vengono definiti i corrispettivi di capacità, oltre a responsabilizzare gli utenti del servizio in sede di determinazione dei propri impegni di trasporto, riflette parzialmente la struttura dei costi del servizio (prevalentemente costi fissi), lasciando tuttavia all'impresa di trasporto un incentivo a massimizzare i volumi trasportati.
- 5.4 A partire dalle componenti di ricavo di *capacity* e *commodity*, di cui al precedente paragrafo 5.3, sono rispettivamente determinati i corrispettivi tariffari di capacità (relativi alla rete nazionale e alla rete regionale di gasdotti) ed il corrispettivo unitario variabile.
- 5.5 I corrispettivi di capacità per il trasporto sulla rete nazionale sono calcolati dall'impresa maggiore sulla base del modello *entry-exit* e sono applicati alle capacità conferite agli utenti della rete rispettivamente nei punti di entrata e di uscita³.
- 5.6 L'Autorità ha confermato per il secondo periodo di regolazione un corrispettivo di capacità per il trasporto sulla rete regionale a "francobollo", non differenziato

³ 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.

in funzione delle caratteristiche di prelievo o dimensionali del punto di riconsegna, nel rispetto dei vincoli imposti dal decreto legislativo n. 164/00.

- 5.7 Il corrispettivo unitario variabile è stato determinato con riferimento all'energia immessa nell'anno solare 2004 ed aggiornato applicando la metodologia del *price cap*.
- 5.8 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.
- 5.9 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 incentivi per i nuovi investimenti, prevedendo il riconoscimento di un tasso 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.
- 5.10 Le disposizioni previste dalla delibera n. 166/05 sono state successivamente modificate da alcuni provvedimenti, nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione n. 234/05.
- 5.11 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, 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.

5.12 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).

5.13 Con deliberazione 3 febbraio 2009, VIS 8/09⁴ (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 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.

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

- fissato i costi addizionali sostenuti dalla società Snam Rete Gas 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 la modalità di riconoscimento dei costi addizionali avvenga secondo i criteri che saranno determinati in esito al procedimento avviato con deliberazione ARG/gas 50/08.

6 Obiettivi generali dell'intervento dell'Autorità

6.1 Nella deliberazione ARG/gas 50/08 di avvio del procedimento per il terzo periodo di regolazione delle tariffe di trasporto, l'Autorità ha disposto che nella formazione dei provvedimenti finali si tenesse conto delle seguenti esigenze generali:

⁴ 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.

- 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.
- 6.2 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 6.1:
- 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 di 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.
- 6.3 Sulla base di tali indicazioni, e tenuto conto della natura del procedimento in corso, è possibile individuare una serie di obiettivi di carattere generale che hanno orientato le proposte e le ipotesi contenute nel presente documento. In particolare:
- 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.

- 6.4 Le proposte in materia di 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 di cui alla deliberazione n. 138/03 saranno trattate in uno specifico documento per la consultazione.

Stabilità regolatoria

- 6.5 L'Autorità ritiene che assicurare la stabilità di principi e criteri della regolazione tariffaria sia un obiettivo fondamentale. Garantire la certezza sulle modalità di riconoscimento dei costi e sulle logiche di aggiornamento dei medesimi, infatti, non solo all'interno del periodo di regolazione ma anche tra un periodo e l'altro, riduce il cosiddetto "rischio regolatorio" per le imprese esercenti, con effetti positivi per il costo del capitale e la propensione ad investire delle imprese stesse.
- 6.6 Della stabilità regolatoria, in ultima analisi, possono giovare i clienti finali dei servizi oggetto di regolazione: il minor costo del capitale, a parità di capitale investito, si traduce in tariffe più basse e la maggior propensione all'investimento garantisce l'adeguatezza delle infrastrutture alle esigenze della domanda.

Coerenza dei criteri tariffari adottati con l'evoluzione del quadro regolatorio europeo

- 6.7 La convergenza tra criteri tariffari adottati in ambito europeo e quelli adottati nel contesto italiano è un prerequisito essenziale per lo sviluppo di un mercato interno del gas. Differenze nella struttura tariffaria possono infatti comportare dei vincoli agli scambi tra sistemi di trasporto dei diversi paesi membri.
- 6.8 La necessità di assicurare un livello minimo di convergenza nei criteri tariffari è riconosciuta anche dalla normativa europea. Il regolamento n. 1775/2005 all'articolo 3, comma 2, dispone infatti, che "qualora le differenze nelle strutture tariffarie o nei meccanismi di bilanciamento ostacolano gli scambi tra i sistemi di trasporto, e fatto salvo l'articolo 25, paragrafo 2, della direttiva 2003/55/CE, i gestori dei sistemi di trasporto provvedono attivamente, in cooperazione con le competenti autorità nazionali, alla convergenza delle strutture tariffarie e dei principi di addebito, anche in relazione alle regole di bilanciamento".

Semplificazione dei meccanismi tariffari in prospettiva pro-competitiva

- 6.9 L'Autorità ha come obiettivo quello di procedere, in una logica pro-competitiva ed in un'ottica di maggiore trasparenza, alla semplificazione della vigente normativa tariffaria. Uno sforzo in tale direzione appare particolarmente urgente ove le complessità tariffarie possano addirittura divenire un ostacolo allo sviluppo della concorrenza.

7 Primi orientamenti per la determinazione delle tariffe per il terzo periodo di regolazione

7.1 L'Autorità, al fine di perseguire gli obiettivi di carattere generale descritti nel capitolo 6, ritiene opportuno sottoporre a consultazione i seguenti primi orientamenti:

- a) prevedere che il riferimento per la determinazione delle tariffe di trasporto possa essere rappresentato dall'anno solare, anziché dall'anno termico, in modo da allineare i dati desumibili dai bilanci societari e dai conti annuali predisposti dagli esercenti con le grandezze tecnico-economiche utilizzate per la determinazione dei vincoli sui ricavi;
- b) assicurare lo sviluppo delle infrastrutture di trasporto, anche per garantire un'offerta di capacità che assicuri adeguati margini rispetto alla esigenza di sviluppo della domanda e per favorire lo sviluppo della concorrenza nel mercato interno, confermando la disciplina incentivante relativa ai nuovi investimenti;
- c) definire gli incentivi di cui alla precedente lettera b) o in funzione delle diverse tipologie di investimento (come già avvenuto nel secondo periodo di regolazione) o con riferimento all'efficacia dell'investimento, determinato come rapporto tra i benefici apportati al sistema e i costi sostenuti per la realizzazione dell'infrastruttura;
- d) introdurre meccanismi finalizzati ad incrementare l'efficienza nella realizzazione di nuovi investimenti, mediante l'individuazione di un costo standard da assumere come riferimento per valutare l'efficienza relativa degli operatori;
- e) confermare la previsione di un fattore correttivo che assicuri all'impresa la quota dei ricavi di *capacity*;
- f) confermare l'adozione del modello tariffario *entry-exit* ai fini della determinazione dei corrispettivi di entrata e uscita della rete nazionale di gasdotti, valutando la possibilità, al fine di promuovere ulteriormente la concorrenza, di modificare alcune condizioni di contorno (ripartizione dei costi tra punti di entrata e tra punti di entrata e punti di uscita, criteri di assegnazione della capacità nei punti di uscita della rete, semplificazione dell'articolazione delle aree tariffarie di uscita);
- g) prevedere che i costi sostenuti per l'acquisto del gas necessario al funzionamento delle centrali di compressione e al reintegro delle perdite di rete siano esclusi dall'applicazione del *price cap*, introducendo un sistema di incentivi specifico;
- h) trattare il gas non contabilizzato con criteri analoghi a quelli indicati per le perdite fisiche della rete di trasporto, attribuendone la titolarità all'impresa maggiore di trasporto e prevedendo meccanismi di reintegro nell'ambito del servizio di bilanciamento;
- i) 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;

- j) valutare l'applicazione di coefficienti di recupero di produttività differenziati per ciascuna impresa di trasporto;
- k) modificare la durata di alcune categorie di cespiti per adeguarle alla durata tecnica effettiva e renderle coerenti con i provvedimenti adottati nel settore della distribuzione del gas e della rigassificazione del Gnl;
- l) sottoporre la quota parte dei ricavi riconducibili alla remunerazione del capitale investito netto ad un aggiornamento mediante l'applicazione della variazione media annua del deflatore degli investimenti fissi lordi;
- m) aggiornare la quota parte del costo riconosciuto relativa agli ammortamenti in coerenza con i meccanismi adottati per l'aggiornamento del capitale investito riconosciuto;
- n) determinare il capitale circolante netto in modo parametrico in funzione del valore lordo delle immobilizzazioni;
- o) prevedere una ripartizione dei ricavi nelle componenti *capacity* e *commodity* che rifletta la struttura dei costi, di capitale e operativi, dell'attività di trasporto;
- p) prevedere che nella determinazione della tariffa confluiscono tutti i costi riconosciuti per l'erogazione del servizio di trasporto offerto dall'impresa, come definito ai sensi della deliberazione n. 137/02, e che le condizioni economiche di eventuali ulteriori servizi siano approvate 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;
- q) enucleare i costi afferenti il servizio di misura del trasporto al fine di determinare uno specifico corrispettivo per la remunerazione del servizio stesso.

S I. Si condividono i primi orientamenti per la determinazione delle tariffe sopra indicati? In caso negativo, per quali motivi? Quali altri criteri dovrebbero essere presi in considerazione e per quali motivi?

PARTE III

DETERMINAZIONE DEL VINCOLO SUI RICAVI

8 Periodo di riferimento per l'applicazione delle tariffe

- 8.1 L'Autorità intende valutare la possibilità di superare il riferimento all'anno termico a fini tariffari, adottando a tal fine 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 e delle conseguenti tariffe.
- 8.2 Inoltre, poiché 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 ha introdotto il passaggio dall'anno termico all'anno solare come riferimento per la definizione e l'applicazione delle tariffe di distribuzione, il riferimento all'anno solare permetterebbe di allineare la regolazione tariffaria del trasporto con quella della distribuzione.
- 8.3 Un disallineamento tra il conferimento di capacità e la definizione della tariffa di trasporto nazionale non appare critico; la scelta del punto di entrata infatti avviene sulla base della disponibilità di gas in importazione più che sul valore del corrispondente corrispettivo.
- 8.4 Nel caso in cui si adottasse l'anno solare quale riferimento per il calcolo dei corrispettivi di trasporto, l'Autorità intende prorogare per il periodo ottobre-dicembre 2009 le tariffe relative all'anno termico 2008-2009.
- 8.5 Le considerazioni di seguito espresse nel presente documento per la consultazione fanno riferimento per semplicità espositiva al mantenimento del riferimento dell'anno termico ai fini della determinazione delle tariffe di trasporto.

S 2. Si condivide l'adozione dell'anno solare quale riferimento per la determinazione delle tariffe di trasporto? In caso contrario, quali motivi ostacolano tale adozione?

S 3. Nel caso di adozione dell'anno solare quale riferimento per la determinazione delle tariffe di trasporto, ritenete condivisibile la soluzione indicata per il periodo transitorio? In caso negativo, quali criteri ritenete opportuno adottare e per quali motivi?

9 Modalità di determinazione del vincolo sui ricavi del servizio di trasporto

- 9.1 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.
- 9.2 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.
- 9.3 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*);
 - ammortamenti economico-tecnici relativi agli immobilizzi patrimoniali riconosciuti per l'esercizio dell'attività di trasporto;
 - costi operativi riconosciuti.

10 La determinazione del capitale investito riconosciuto rilevante ai fini regolatori

- 10.1 In sede di fissazione del valore del *CIR* per il terzo periodo di regolazione concorrono le seguenti voci:
- immobilizzazioni nette;
 - immobilizzazioni in corso;
 - capitale circolante netto;
 - poste rettificative (trattamento di fine rapporto e contributi in conto capitale erogati da enti pubblici o comunitari).
- 10.2 Si intende inoltre confermare la valutazione delle immobilizzazioni nette sulla base del metodo del costo storico rivalutato. Tale metodo, basandosi sul livello di costo effettivamente sostenuto dall'operatore, consente, anche grazie al processo iterativo di ricalcolo annuale del capitale investito netto, il mantenimento del valore reale delle immobilizzazioni, nonché il pieno recupero dell'investimento da parte degli esercenti.
- 10.3 Da un punto di vista applicativo, il valore del *CIR* del primo anno del nuovo periodo di regolazione è determinato mediante l'applicazione del costo storico rivalutato al capitale riconosciuto presente in bilancio al 31 dicembre 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:
- a) delle dismissioni operate dall'impresa nel medesimo periodo;
 - b) del fondo di ammortamento relativo a ciascuna categoria di cespiti;

- c) dei cespiti che hanno completato la loro vita utile.
- 10.4 Ai fini della rivalutazione del capitale investito lordo rilevante per l'anno termico 2009-2010 si intende confermare l'utilizzo del deflatore degli investimenti fissi lordi pubblicato dall'Istat in quanto consente di ottenere una rivalutazione monetaria congruente degli investimenti storici effettuati nell'attività di trasporto.
- 10.5 In analogia con quanto previsto dalla disciplina tariffaria della trasmissione elettrica, il deflatore sarà riferito all'anno solare precedente a quello di presentazione della proposta tariffaria: per il calcolo dei ricavi relativi all'anno termico 2009-2010, si utilizzerà pertanto un deflatore che abbia un valore base pari a 1 nell'anno 2008.
- 10.6 Al fine di consentire una rivalutazione monetaria coerente con il periodo di riferimento per la determinazione dei costi operativi, l'attivo immobilizzato netto verrà 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.
- 10.7 Ai fini del calcolo del capitale investito vengono considerati anche gli incrementi patrimoniali necessari allo svolgimento dell'attività di trasporto presenti nel bilancio di soggetti diversi dall'impresa stessa.
- 10.8 In relazione a quanto sopra, appare qui opportuno evidenziare che, per il rispetto del principio di carattere generale in base al quale l'utente del servizio non può essere chiamato a pagare due volte lo stesso costo, il *CIR* non può essere valutato attraverso metodi che riconoscano eventuali avviamenti derivanti da acquisizioni di rami d'azienda.
- 10.9 Sempre ai fini della valutazione del capitale investito, si ricorda, come già evidenziato nel documento di consultazione n. 34/07⁵, che il *CIR* non può essere valutato in applicazione del principio del *fair value*. L'adozione di tale principio (proprio dei principi contabili internazionali e non necessariamente coerente con il costo storico) comporterebbe infatti 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 ad una certa discrezionalità.
- 10.10 In merito alla valutazione del capitale circolante netto, in analogia a quanto disposto per il settore della rigassificazione e della distribuzione del gas naturale, si propone di adottare un metodo parametrico, che tenga 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; si propone pertanto di fissare un valore del capitale circolante netto pari allo 0,8% dell'attivo immobilizzato lordo, dedotto il fondo trattamento di fine rapporto.

⁵ Documento per la consultazione n. 34/07 "Tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo 2008 – 2011" diffuso in data 2 agosto 2007.

10.11 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 saranno trattati come una posta rettificativa del patrimonio netto, in analogia con quanto definito nel settore della distribuzione del gas. Pertanto, tali contributi saranno portati in detrazione al valore delle immobilizzazioni e non saranno soggetti ad alcuna forma di degrado.

Riconoscimento degli oneri finanziari

10.12 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*.

10.13 Premesso ciò, l'Autorità intende prevedere, anche in una logica di convergenza tra settore elettricità e gas, una disciplina di carattere generale in base alla quale ad un operatore che esercita a regime la propria attività, non siano riconosciuti eventuali oneri finanziari capitalizzati, per i quali è già prevista una copertura implicita nel tasso di remunerazione del capitale di debito che concorre a determinare il *WACC*. Pertanto, l'Autorità ritiene opportuno tenere in considerazione solamente eventuali *IPCO*⁶ determinati in sede di bilancio che si generano precedentemente l'avvio dell'erogazione del servizio di trasporto.

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

10.14 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). Si propone che tale determinazione avvenga riconoscendo il valore di acquisizione, nel caso di procedura concorsuale, o il valore medio del corrispettivo variabile relativo alla commercializzazione all'ingrosso *CCI*, di cui all'Articolo 7 della deliberazione n. 138/03. In analogia con quanto previsto per i quantitativi di gas naturale impiegati per la formazione del *cushion* gas, il gas di primo riempimento non è soggetto ad ammortamento.

S 4. Si concorda con i criteri proposti per la determinazione del capitale investito riconosciuto ai fini della fissazione dei parametri tariffari iniziali? Se no, per quali motivi e quali alternative si intendono proporre?

S 5. In particolare, si condivide il criterio proposto per la rivalutazione degli asset che concorrono a determinare il capitale investito riconosciuto? Se no, per quali motivi e quali alternative si intendono proporre?

⁶ Interessi passivi in corso d'opera.

S 6. Si condivide il criterio adottato per il riconoscimento dei costi sostenuti per il gas di riempimento iniziale delle condotte? Se no, per quali motivi e quali alternative si intendono proporre?

11 La remunerazione del capitale investito riconosciuto

- 11.1 L'Autorità intende dare continuità ai criteri adottati nei precedenti periodi di regolazione per la definizione del livello di remunerazione congruo del CIR, assicurando così alle imprese di trasporto le risorse per la copertura degli oneri relativi alle varie forme di finanziamento, capitale di rischio e di debito, della propria attività.
- 11.2 Il tasso di rendimento del CIR verrà quindi determinato come media ponderata del tasso di rendimento sul capitale di rischio e di quello sul debito (*Weighted Average Cost of Capital, WACC*), secondo la seguente formula già utilizzata per il secondo periodo di regolazione ed in coerenza con quanto adottato nel settore elettrico⁷, 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 nominale di rendimento 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.
- 11.3 I parametri rilevanti per la fissazione del tasso di rendimento del CIR sono in parte indipendenti dall'attività oggetto di remunerazione e in parte strettamente collegati alle caratteristiche dell'attività stessa.

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

⁷ 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".

- 11.4 Per il secondo periodo di regolazione, l’Autorità, in analogia con quanto previsto per il servizio di servizio di trasmissione elettrica e della rigassificazione, nonché al fine di fornire segnali favorevoli per il futuro sviluppo delle infrastrutture di trasporto, fondamentale per la realizzazione della concorrenza nel settore, ha ritenuto opportuno adottare un rapporto tra capitale di debito e capitale di rischio (D/E) pari a 0,7.
- 11.5 L’Autorità intende fissare il rapporto D/E tenendo anche conto della struttura finanziaria delle imprese del settore, al fine di trasferire ai clienti finali i vantaggi connessi al minor costo del debito.
- 11.6 Nel corso del secondo periodo di regolazione la struttura finanziaria delle imprese di trasporto nazionali e internazionali è stata caratterizzata da un progressivo incremento del rapporto D/E ⁸.
- 11.7 Alla luce di tali considerazioni, l’Autorità, per il terzo periodo di regolazione, ritiene opportuno incrementare il livello del rapporto tra capitale di debito e capitale di rischio che si potrebbe attestare in un intervallo di valori compreso tra 0,8 e 1,3, in modo da riflettere il progressivo incremento dell’incidenza del capitale di debito.
- 11.8 L’Autorità intende tuttavia monitorare con attenzione l’andamento del livello di indebitamento degli operatori onde disincentivare comportamenti speculativi che possano metter a rischio la stabilità finanziaria degli stessi. In particolare, si propone che, qualora il ricorso al capitale di debito comporti il superamento di determinate soglie del rapporto D/E , l’Autorità provveda a valutare l’impatto del livello di indebitamento sulla stabilità finanziaria delle imprese. Nel caso in cui il ricorso al capitale di debito possa comportare dei rischi per la stabilità finanziaria delle imprese, potrà essere prevista la possibilità di ridurre la remunerazione del capitale investito per scoraggiare un eventuale eccessivo ricorso alla leva finanziaria.

S 7. Quali livelli del rapporto tra capitale di debito e capitale proprio D/E si ritiene opportuno adottare e per quali motivi?

S 8. Quale rapporto D/E si ritiene critico per la stabilità finanziaria delle imprese di trasporto e per quali motivi?

Rendimento del capitale di rischio (K_e)

- 11.9 Il modello più comunemente usato per stimare il rendimento che gli investitori si aspettano in cambio del livello di rischio da loro affrontato è il *Capital Asset Pricing Model (CAPM)*, dove il costo del capitale viene determinato quale somma tra il rendimento dei titoli privi di rischio ed un premio per il rischio a sua volta dipendente dalla rischiosità sistematica dell’attività oggetto di valutazione, misurata da un coefficiente identificato da β . Questo modello, già utilizzato nella regolazione tariffaria del settore elettrico e del gas, implica che il

⁸ Nel caso dell’impresa maggiore di trasporto il rapporto D/E , a fine 2007, ha raggiunto un livello pari a 1,68.

rendimento atteso dall'investimento in un'attività è linearmente correlato con il coefficiente β , secondo la formula:

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

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

- r_f (*Risk Free Return*) è il tasso di rendimento delle attività prive di rischio;
- ERP (*Equity Risk Premium*) è il premio per il rischio di mercato;
- β 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)

11.11 In relazione alla valorizzazione del tasso di rendimento delle attività prive di rischio r_f , l'Autorità intende confermare il riferimento utilizzato per il secondo periodo di regolazione, ossia la media valutata su 12 mesi dei rendimenti lordi del *BTP* decennale *benchmark* rilevato dalla Banca d'Italia.

11.12 Al riguardo va tuttavia considerato che il rendimento dei titoli di Stato, pur rappresentando la migliore approssimazione del tasso di rendimento di una attività priva di rischio, include una valutazione del rischio di insolvenza del paese considerato. L'utilizzo, come riferimento per la determinazione del tasso *free-risk*, di titoli di stato relativi a paesi caratterizzati da un minor rischio di insolvenza potrebbe conseguentemente portare ad una stima più accurata di tale parametro.

11.13 In una prospettiva di continuità dei criteri adottati per la determinazione dei parametri necessari alla definizione del *WACC* (ed in particolare il premio al rischio, stimato sulla base dei rendimenti storici del mercato azionario italiano) e sulla base del riferimento normativo imposto dalla legge n. 290/03, (che dispone che il rendimento del *CIR* debba essere calcolato tenendo conto di un rendimento delle attività prive di rischio in linea con quello dei titoli di Stato a lungo termine), nel presente documento è stato confermato il riferimento ai titoli nazionali come riferimento per la determinazione del tasso *free-risk*, se pure caratterizzati da una maggiore rischiosità rispetto a titoli di altre nazioni europee.

11.14 Ai soli fini della definizione degli scenari di riferimento per la determinazione del *WACC*, si è utilizzato un tasso di rendimento delle attività prive di rischio r_f pari a 4,69 %, calcolato relativamente al periodo gennaio 2008 – dicembre 2008.

11.15 Ai fini della fissazione del valore definitivo, l'Autorità intende utilizzare i dati più aggiornati disponibili, che, tenuto conto delle tempistiche attese per il completamento del presente procedimento, dovrebbero presumibilmente portare ad utilizzare una media dei rendimenti lordi calcolata con riferimento al periodo giugno 2008 – maggio 2009.⁹

⁹ Si ricorda che, in applicazione di tale metodologia, il parametro r_f nel recente provvedimento relativo al terzo periodo regolatorio per il servizio di distribuzione e misura del gas è stato fissato pari a 4,65%.

Premio per il rischio di mercato (ERP)

- 11.16 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”.
- 11.17 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.
- 11.18 Il calcolo del premio per il rischio di mercato può essere effettuato sulla base del confronto tra l’andamento storico del rendimento del titolo privo di rischio e quello di un indice azionario che tenga conto anche dei dividendi pagati (indice *total return*), ipotizzando che il differenziale medio assunto in passato dal premio al rischio sia un buon indice delle attese nel suo livello futuro.
- 11.19 Data la volatilità della borsa, il valore del premio per il rischio di mercato varia a seconda del momento dal quale si fa partire l’analisi e, in particolare, a seconda che tale momento si situi in corrispondenza di un picco o di una depressione delle quotazioni. Al fine di ridurre l’effetto delle oscillazioni, è necessario considerare un periodo sufficientemente lungo cercando di evitare gli eventi più traumatici quali guerre o la grande depressione degli anni ‘30.
- 11.20 In merito al calcolo dell’*ERP*, si rimanda alle considerazioni riportate nel documento per la consultazione 2 agosto 2007, Atto n. 34/07.
- 11.21 Alla luce delle considerazioni ivi esposte e in un’ottica di continuità con le scelte operate per la regolazione nel settore elettrico e nel gas, l’Autorità ritiene opportuno confermare un valore di *ERP* pari al 4%.

Rischio sistematico (β)

- 11.22 Il parametro β è una misura del rischio sistematico, dunque non diversificabile, legato all’attività considerata e non connesso alle caratteristiche della specifica società. Il rendimento atteso di un qualsiasi investimento azionario sarà quindi proporzionale al β ad esso associato, perché, per sua natura, il β rappresenta una misura della remunerazione che è congruo riconoscere ad un investitore per la sua esposizione al rischio.
- 11.23 Nel secondo periodo di regolazione, per la definizione del parametro β si è fatto riferimento al coefficiente di correlazione tra il rendimento atteso del mercato azionario e il rendimento atteso del capitale di rischio della principale società italiana proprietaria di reti di trasporto del gas e di altre società europee comparabili. Tale valore è stato poi confrontato con le scelte degli altri regolatori europei in materia di tariffe di trasporto e con il livello di rischio riconosciuto alle altre attività regolate in sede di revisione tariffaria. L’insieme di queste considerazioni aveva comportato una revisione al rialzo, rispetto ai riscontri del mercato azionario, posizionando il valore di $\beta_{levered}$ a 0,56.

- 11.24 Al fine di valutare la congruità del valore adottato nel precedente periodo di regolazione è stata effettuata una stima¹⁰ del parametro $\beta_{levered}$ per la società Snam Rete Gas, l'unica impresa di trasporto quotata nel mercato azionario italiano. La stima è stata effettuata valutando la sensibilità del risultato con riferimento alle seguenti variabili:
- a) frequenza delle osservazioni (dati giornalieri o settimanali);
 - b) indice di mercato considerato (MIBTEL e S&P MIB);
 - c) intervallo temporale delle stime (2001-2008).
- 11.25 Il parametro $\beta_{levered}$ relativo alla società Snam Rete Gas sulla base delle analisi effettuate, risulta compreso in un intervallo tra 0,24 e 0,50. Il valore ottenuto dalle analisi di mercato deve tuttavia essere corretto al fine di tenere conto della differenza tra il livello di indebitamento della Società Snam Rete Gas e quello considerato a fini regolatori.
- 11.26 L'analisi della correlazione tra l'andamento del titolo di Snam Rete Gas e il mercato azionario sembrerebbe evidenziare un livello di rischio sistematico inferiore a quello adottato nel secondo periodo di regolazione. Al riguardo va tuttavia considerato che la determinazione del parametro β esclusivamente sulla base di dati storici di mercato potrebbe non rappresentare la soluzione ottimale, in quanto:
- a) i parametri considerati nel *WACC*, ivi incluso il parametro β , devono essere definiti con un'ottica prospettica;
 - b) i risultati ottenuti sono stati influenzati dalla recente crisi dei mercati finanziari, un evento di natura straordinaria;
 - c) i dati disponibili si riferiscono esclusivamente a Snam Rete Gas in quanto le altre imprese di trasporto non sono quotate nel mercato azionario.
- 11.27 Inoltre, se si considerano le scelte effettuate dalle altre Autorità di regolazione europee, il parametro β relativo all'attività di trasporto del gas naturale risulta compreso in un intervallo tra 0,5 e 1.
- 11.28 L'Autorità, pur tenendo conto delle informazioni desumibili dall'analisi dei dati storici di mercato, intende adottare un approccio prudenziale nella definizione di tale parametro, anche al fine di assicurare la stabilità regolatoria e riflettere le scelte adottate in ambito internazionale.
- 11.29 Per il terzo periodo di regolazione, l'Autorità propone pertanto un livello di $\beta_{levered}$ in un intervallo compreso tra 0,5 e 0,56, e prevede di adeguarne il valore definitivo al fine di riflettere il livello di indebitamento riconosciuto a fini regolatori.

Costo del debito (K_D)

- 11.30 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

¹⁰ La stima del parametro è stata effettuata applicando la metodologia utilizzata da *Bloomberg*.

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.

11.31 Per quanto riguarda il valore di r_f , si rimanda alle considerazioni sopra esposte nell'ambito della determinazione di K_e .

11.32 Anche per il terzo periodo di regolazione, in un'ottica di stabilità regolatoria, l'Autorità intende adottare uno *spread* (DRP) rispetto al tasso rilevato per le attività prive di rischio che misuri il differenziale che le aziende del settore devono mediamente pagare per finanziare con capitale di debito le proprie attività.

11.33 Nella definizione del costo del debito è opportuno tenere in considerazione la capacità di una società, attiva in un settore infrastrutturale sottoposto a regolazione tariffaria, di attrarre capitale di debito a tassi di interesse particolarmente convenienti grazie al più basso livello di rischio che i mercati finanziari associano a queste attività, e di beneficiare, in coerenza con la più consolidata dottrina finanziaria, dello scudo fiscale garantito dagli interessi passivi che di fatto riduce il costo del capitale per l'impresa.

11.34 Alla luce delle considerazioni sopra esposte, e tenendo anche conto delle mutate condizioni del mercato di capitali, per il terzo periodo di regolazione l'Autorità propone uno *spread* pari a 0,45%, leggermente superiore rispetto a quello adottato per il secondo periodo di regolazione (pari a 0,41%).

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

11.35 La legge 24 dicembre 2007, n. 244, avente ad oggetto "Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato" (di seguito: legge finanziaria 2008)¹¹ ha modificato le aliquote d'imposta per i redditi delle società (*Ires*) e per le attività produttive (*Irap*).

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

¹¹ Pubblicata nella Gazzetta Ufficiale del 28 dicembre 2007, n. 300, Supplemento ordinario n. 285.

finanziario e sulla solidità patrimoniale delle imprese che svolgono servizi regolati.

- 11.37 Per quanto riguarda l'aliquota di incidenza delle imposte, l'Autorità intende definire il parametro sulla base delle informazioni desumibili dal bilancio delle imprese di trasporto. Per consentire una prima valutazione degli scenari di riferimento per la fissazione del *WACC* è stato considerato un intervallo compreso fra il 34% e il 38%.
- 11.38 In relazione all'aliquota fiscale per il calcolo dello scudo fiscale degli oneri finanziari (*tc*) l'Autorità propone l'adozione di un'aliquota del 27,5% pari all'*Ires*, in analogia con quanto adottato per la tariffa di rigassificazione del Gnl e per la tariffa di distribuzione del gas.

Tasso d'inflazione (*rpi*)

- 11.39 L'Autorità per la fissazione del livello del tasso di inflazione per il terzo periodo di regolazione terrà conto 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.
- 11.40 Per consentire una prima valutazione degli scenari di riferimento per la fissazione del *WACC*, l'Autorità, sulla base delle stime di breve-medio periodo disponibili, considera un tasso di inflazione atteso compreso nell'intervallo tra l'1,2% e il 2,0%.

Scenari di riferimento per la fissazione del *WACC*

- 11.41 Sulla base dei parametri precedentemente indicati e riassunti nella Tabella 1, si arriva all'individuazione di un intervallo di valori del *WACC* reale *pre tax* per il servizio di trasporto compreso tra il 5,5% e il 7,6%. Si evidenzia, come già ricordato al paragrafo 11.14, che ai fini della determinazione del *WACC* verranno utilizzati i dati più aggiornati disponibili.

Tabella 1 – Intervallo di valori per la determinazione del *WACC* nel terzo periodo di regolazione del servizio di trasporto

Parametro	Descrizione	Trasporto	
<i>rf</i>	Tasso nominale attività prive di rischio	4,69%	
<i>β levered</i>	Rischio sistematico attività	0,5	0,56
<i>ERP</i>	Premio di mercato	4,00%	
<i>Kd</i>	Rendimento capitale di debito	5,14%	

D/E	Rapporto tra capitale di debito e capitale proprio	130%	80%
T	Aliquota fiscale	34%	38%
tc	Scudo fiscale	27,5%	
rpi	Inflazione	2,0%	1,2%
WACC	Costo medio ponderato del capitale	5,5%	7,6%

S 9. Si condividono le argomentazioni sopra esposte relativamente ai parametri che concorrono alla determinazione del WACC? Si condividono i livelli prospettati per il terzo periodo regolatorio? Se no, per quali motivi? Quali alternative si propongono e per quali motivi?

12 La determinazione della quota di ammortamento

- 12.1 Ai fini della determinazione degli ammortamenti economico-tecnici riconosciuti annualmente ai fini tariffari, l'Autorità propone che l'impresa di trasporto:
- calcoli la somma dell'attivo immobilizzato lordo delle singole categorie di cespiti che non hanno completato la loro durata convenzionale tariffaria al 31 dicembre 2008 secondo i criteri illustrati nel precedente capitolo 10;
 - determini gli ammortamenti annui dividendo la somma di cui alla lettera a), al netto degli incrementi patrimoniali relativi alle immobilizzazioni in corso presenti nel bilancio al 31 dicembre 2008, per ogni categoria, per la durata convenzionale tariffaria riportata nella Tabella 2;
 - sommi gli ammortamenti annui di cui alla precedente lettera b), relativi alle diverse categorie.
- 12.2 Per quanto riguarda le categorie di cespiti e la durata convenzionale tariffaria delle infrastrutture, l'Autorità intende confermare quanto previsto per il secondo periodo di regolazione, ad eccezione della categoria di cespiti metanodotti per la quale si propone di incrementare la vita utile pari a 50 anni, al fine di riflettere l'effettiva durata tecnica di tale categoria di cespiti.
- 12.3 Si prevede, inoltre, di introdurre la nuova categoria di cespiti sistemi informativi, per la quale si propone una vita utile pari a 5 anni.
- 12.4 L'Autorità intende comunque valutare eventuali esigenze, opportunamente motivate e documentate dagli operatori, in merito all'identificazione di ulteriori categorie di cespiti rispetto a quelle riportate nella Tabella 2.

Tabella 2 – Durata convenzionale tariffaria delle categorie di cespiti

Categoria di cespiti	Anni
Fabbricati	40
Metanodotti (condotte e derivazioni)	50
Centrali di spinta	20
Sistemi informativi	5
Altre immobilizzazioni materiali ed immateriali	10

S 10. Si ritiene condivisibile l'incremento della durata convenzionale della categoria di cespiti metanodotti? In caso negativo, per quale motivo?

S 11. Si ritiene necessario introdurre nuove categorie di cespiti? In caso affermativo, quali categorie si ritiene opportuno introdurre e per quali motivi?

13 Determinazione dei costi operativi riconosciuti

- 13.1 L'Autorità, per la determinazione delle tariffe per l'anno termico 2009-2010, in continuità con il precedente periodo di regolazione, è orientata a fare riferimento ai costi sostenuti dalle imprese nell'esercizio più prossimo al primo anno termico del nuovo periodo di regolazione, vale a dire all'anno 2008.
- 13.2 La componente dei costi operativi riconosciuti comprende tutte le spese operative e di carattere generale attribuibili al servizio di trasporto e dispacciamento effettivamente sostenute nell'esercizio 2008 e risultanti dai bilanci d'esercizio sottoposti a revisione contabile delle imprese di trasporto e dai conti annuali separati predisposti dagli esercenti ai sensi della deliberazione dell'Autorità n. 11/07 e della deliberazione n. 311/01. I costi operativi sono calcolati al netto dei costi attribuibili ai ricavi compensativi e alle attività capitalizzate, e comprendono in particolare:
- il costo del personale;
 - i costi sostenuti per acquisti di materiali di consumo;
 - i costi per servizi e prestazioni esterne;
 - gli altri accantonamenti diversi dagli ammortamenti, purché non operati esclusivamente in applicazione di norme tributarie.
- 13.3 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 non vengono inclusi nella determinazione dei costi operativi, in quanto saranno trattati con riferimento alle proposte indicate

nei successivi capitoli 14 e 15. Conseguentemente, nel calcolo di cui al paragrafo 13.6 e nella formula per la determinazione del costo operativo di cui al paragrafo 13.8, i valori sono tutti da intendersi al netto dei costi sostenuti o riconducibili al gas acquistato per gli autoconsumi.

- 13.4 Ai fini della quantificazione del livello dei costi operativi effettivi, l'Autorità non intende includere nei costi riconosciuti alcune voci per le quali la copertura è già implicitamente garantita nei meccanismi di regolazione (ad esempio tramite la remunerazione del rischio) o in relazione alle quali il riconoscimento risulta non compatibile con l'attività svolta.
- 13.5 In particolare, non devono essere considerati, 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 oneri finanziari;
 - le rettifiche di valori di attività finanziarie;
 - gli accantonamenti e rettifiche operati esclusivamente in applicazione di norme tributarie;
 - gli oneri straordinari e gli oneri per sanzioni, penali e risarcimenti automatici e simili;
 - i costi sostenuti per il contenzioso ove l'impresa sia soccombente;
 - i costi connessi all'erogazione di liberalità;
 - i costi pubblicitari e di *marketing*, ad esclusione di oneri che derivino da obblighi posti in capo ai concessionari la cui copertura non sia assicurata da disposizioni specifiche.
- 13.6 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 intende confermare una simmetrica ripartizione tra utenti ed imprese delle maggiori efficienze realizzate rispetto agli obiettivi definiti con il meccanismo del *price-cap* per il secondo periodo di regolazione.
- 13.7 Pertanto, i costi operativi per il primo anno del terzo periodo di regolazione saranno calcolati a partire dal valore dei costi operativi sopra descritti effettivamente sostenuti nell'esercizio 2008, così come risultanti dal bilancio d'esercizio certificato dall'impresa di trasporto (e dai conti annuali separati), aumentati del 50% della differenza tra il valore dei costi operativi riconosciuti per l'anno termico 2008-2009 ed il valore dei costi operativi effettivamente sostenuti nell'esercizio 2008, tenuto conto dell'inflazione e del livello di recupero di produttività prefissati.
- 13.8 Nella determinazione dei costi operativi l'Autorità intende riferirsi ai recuperi di efficienza previsti per il secondo periodo di regolazione; pertanto qualora i costi operativi effettivi relativi all'anno solare 2008 risultino inferiori ai costi operativi

riconosciuti per l'anno termico 2007-2008, la formula proposta per la determinazione dei costi operativi è di seguito riportata:

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

dove:

- COR_{2010} è il livello dei costi operativi riconosciuto per l'anno termico 2009-2010;
- 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;
- COR_{2008} è il livello dei costi operativi riconosciuto per l'anno termico 2007-2008;
- I_{2009} è il tasso annuo di inflazione rilevante per la fissazione delle tariffe per l'anno termico 2008-2009, pari al 1,7%;
- I_{2010} è il tasso annuo di inflazione rilevante per la fissazione delle tariffe per l'anno termico 2009-2010;
- X è l'obiettivo annuo di recupero di produttività in vigore nel secondo periodo di regolazione, pari al 2%;
- \bar{X} è l'obiettivo annuo di recupero di produttività in vigore nel terzo periodo di regolazione.

13.9 Qualora i costi operativi effettivi relativi all'anno solare 2008 risultino superiori ai costi operativi riconosciuti per l'anno termico 2007-2008, i costi operativi riconosciuti per l'anno termico 2009-2010 saranno fissati mediante l'applicazione della seguente formula:

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

dove i termini assumono il medesimo significato descritto nel paragrafo 13.8.

13.10 Ai fini della determinazione dei costi operativi riconosciuti per il terzo periodo di regolazione, l'Autorità intende limitare il mantenimento in capo alle imprese dei benefici derivanti dai maggiori recuperi di efficienza, residuati dal precedente periodo di regolazione, secondo un opportuno dimensionamento del recupero di produttività per il terzo periodo di regolazione (cfr. capitolo 21).

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

S 12. Si condividono i criteri proposti per la determinazione dei costi operativi? In caso contrario, quali criteri ritenete opportuno adottare e per quali motivi?

S 13. Si condivide la formula proposta per la determinazione dei costi operativi riconosciuti per il primo anno del nuovo periodo regolatorio? Se no, per quali motivi e quale modalità di calcolo si propone?

14 Trattamento del gas necessario al funzionamento delle centrali di compressione

Motivazioni alla base delle proposte

- 14.1 Nel secondo periodo di regolazione i costi sostenuti dalle imprese di trasporto per l'acquisto del gas necessario al funzionamento delle centrali di compressione sono stati inclusi nella generalità dei costi operativi (articolo 3, comma 3.6 della deliberazione n. 166/05) e pertanto aggiornati attraverso l'applicazione del *price cap*.
- 14.2 Tale soluzione presenta tuttavia una notevole criticità in quanto i costi effettivamente sostenuti dall'impresa maggiore di trasporto per il funzionamento delle centrali di compressione possono presentare una elevata variabilità, sia in relazione alla dinamica del prezzo dell'energia (rischio prezzo), sia in relazione alla evoluzione degli assetti della rete (rischio volume).
- 14.3 In merito in particolar modo agli aspetti relativi alla variabilità dei consumi, si evidenzia che l'analisi delle informazioni trasmesse dall'impresa maggiore nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione n. 234/05 ha permesso di evidenziare come, nel corso del secondo periodo di regolazione, l'incremento dei consumi delle centrali di compressione fosse sostanzialmente riconducibile all'incremento dei quantitativi trasportati nelle infrastrutture di trasporto da sud, in particolar modo per l'avvio del punto di entrata per l'importazione di gas dalla Libia. Si ritiene pertanto che l'impresa di trasporto abbia una limitata capacità di gestire il rischio volume.
- 14.4 L'Autorità intende pertanto escludere i costi di acquisto del gas per il funzionamento delle centrali di compressione dall'applicazione del *price cap* e adottare un meccanismo di regolazione specifico per tale tipologia di costo, che tenga conto della gestione del rischio associato alla volatilità del prezzo del gas.

Obiettivi specifici da perseguire

- 14.5 L'Autorità, nel definire il nuovo criterio di riconoscimento del gas per il funzionamento delle centrali di compressione, intende perseguire 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).

Ipotesi proposte

14.6 L'Autorità ha individuato 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'allocatione in natura del gas delle centrali di compressione agli utenti del servizio (sulla base di una percentuale sull'impresso 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.
- **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.

Ipotesi A.1

14.7 L'ipotesi A.1 prevede il mantenimento dell'attuale modalità di riconoscimento dei costi relativi all'acquisto del gas per il funzionamento delle centrali di compressione. La disciplina in vigore espone l'impresa di trasporto sia al rischio volume, che è sostanzialmente legato (come indicato nel precedente paragrafo 14.3) ad una modifica degli assetti di rete, sia al rischio prezzo, derivante dalla volatilità dei costi del combustibile.

Ipotesi A.2

14.8 L'ipotesi A.2 prevede l'attribuzione in natura del gas per il funzionamento delle centrali di compressione agli utenti della rete di trasporto e il riconoscimento al trasportatore di eventuali scostamenti tra il quantitativo di gas attribuito *ex ante* agli utenti del servizio e i consumi effettivi.

14.9 Tale soluzione corrisponde a quella già adottata, con la deliberazione ARG/gas 92/08, per il riconoscimento degli autoconsumi e delle perdite dei terminali di rigassificazione e a quella proposta nel documento per la consultazione DCO n. 3/09 "Revisione della modalità di trattamento delle partite di gas non oggetto di misura diretta nell'ambito del servizio di bilanciamento del gas" diffuso in data 16 marzo 2009 (di seguito: documento per la consultazione DCO 3/09).

14.10 In questa ipotesi, l'Autorità, sulla base dei dati storici disponibili e degli assetti di rete previsti, provvede alla determinazione della percentuale di gas immesso in rete che deve essere attribuita a ciascun utente a copertura del fabbisogno di gas delle centrali di compressione. Tale percentuale potrebbe essere differenziata 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.

- 14.11 Nel caso in cui si verificano scostamenti tra i quantitativi allocati agli utenti e i quantitativi effettivi, i maggiori costi o i risparmi conseguiti saranno attribuiti agli utenti della rete di trasporto attraverso l'applicazione di un apposito corrispettivo, di valore positivo o negativo.
- 14.12 La quantificazione dei maggiori costi sostenuti e dei risparmi conseguiti è calcolata in misura pari al prodotto tra il valore del gas, determinato ad esempio sulla base dei criteri proposti nel documento per la consultazione DCO 3/09, e lo scostamento tra i volumi stimati *ex ante* e i volumi di gas consuntivati alla fine dell'anno termico.
- 14.13 In analogia con quanto descritto successivamente nel paragrafo 14.16, potranno essere applicati analoghi meccanismi per incentivare la minimizzazione dei costi di acquisto del gas per il funzionamento delle centrali di compressione.
- 14.14 L'ipotesi A.2 prevede l'attribuzione del rischio prezzo agli utenti del servizio di trasporto.

Ipotesi A.3

- 14.15 L'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 incentivi di tipo *sliding scale* per il contenimento dei costi relativi all'acquisto del gas delle centrali di compressione.
- 14.16 L'Autorità, sulla base dei dati storici e della previsione dell'evoluzione degli assetti di rete e di una stima dell'andamento del prezzo del gas provvede a determinare il costo unitario obiettivo (*target*) per l'acquisto del gas per il funzionamento delle centrali di compressione.
- 14.17 Alla conclusione dell'anno termico, nel caso in cui il costo effettivamente sostenuto dal trasportatore sia differente rispetto all'obiettivo individuato dall'Autorità, la relativa differenza è suddivisa tra l'impresa di trasporto e gli utenti della rete attraverso un meccanismo di *profit sharing*.
- 14.18 Pertanto, l'impresa di trasporto riceve un premio nel caso in cui i costi effettivi risultino inferiori all'obiettivo prefissato ed è, al contrario, soggetta ad una penalità nel caso la sua performance sia inferiore a quella prefissata dall'Autorità; gli utenti del servizio sostengono un costo pari al livello effettivo incrementato o ridotto in funzione rispettivamente dei premi o delle penalità applicate all'operatore.
- 14.19 Il sistema di incentivi può prevedere un meccanismo che limiti l'entità dei premi e delle penalità ad un determinato ammontare stabilito dal regolatore (sistema tipo *cap and collar*).
- 14.20 L'ipotesi A.3 prevede una ripartizione del rischio prezzo tra le imprese di trasporto e gli utenti del servizio.

Valutazione delle ipotesi relative alle modalità di trattamento del gas di funzionamento delle centrali di compressione

La Tabella 3, riportata di seguito, sintetizza la valutazione qualitativa delle ipotesi alternative proposte, alla luce degli obiettivi sopra elencati, in prospettiva AIR.

Tabella 3 – Valutazione AIR per il trattamento del gas di funzionamento delle centrali di compressione

Obiettivi specifici	Ipotesi A.1	Ipotesi A.2	Ipotesi A.3
a) minimizzare i costi relativi all’acquisto del gas delle centrali di compressione	Medio	Alto	Alto
b) assicurare una corretta ripartizione del rischio	Basso	Medio	Medio
c) garantire la semplicità amministrativa	Alto	Medio	Medio

S 14. Quale delle ipotesi risulta più condivisibile tra quelle proposte e per quali motivi? Esistono ulteriori ipotesi che potrebbero essere prese in considerazione ai fini del raggiungimento degli obiettivi descritti nel paragrafo 14.5 ?

S 15. Si ritiene che l’impresa di trasporto abbia gli strumenti per poter gestire il rischio prezzo? In caso positivo, con quali modalità?

15 Trattamento delle perdite di rete e del gas non contabilizzato

Motivazioni alla base delle proposte

15.1 Nel secondo periodo di regolazione i criteri tariffari hanno previsto esclusivamente il riconoscimento dei costi sostenuti dalle imprese di trasporto per il reintegro delle perdite fisiche di rete¹², la cui entità è stata determinata sulla base di specifici algoritmi di calcolo. Tali costi erano inclusi nella generalità dei costi operativi e pertanto sottoposti ad aggiornamento attraverso l’applicazione del meccanismo del *price cap*.

15.2 Le perdite di natura “contabile” (il gas non contabilizzato: di seguito *GNC*)¹³, derivanti dalle indeterminatezze dei termini che costituiscono il bilancio della

¹² Le perdite fisiche di rete sono costituite dai consumi relativi al preriscaldamento degli impianti di riduzione e di regolazione della pressione presenti sulla rete di trasporto, le perdite di rete per lavori di manutenzione e le perdite di rete dovute al trafilamento delle valvole.

¹³ Per gli approfondimenti inerenti la natura dei termini dell’equazione di bilanciamento commerciale della rete e del trasportatore si rimanda al codice di rete di Snam Rete Gas; in particolare il capitolo 9, paragrafo 3.1.1 del codice di rete riporta la seguente definizione del *GNC*: “Il termine denominato “Gas Non Contabilizzato” (*GNC*) costituisce il risultato dell’equazione di bilancio di rete. Tale termine rappresenta l’energia non determinabile, dovuta ad incertezze di misura: è quindi un “aggiustamento” contabile che può avere un valore positivo o negativo in modo non sistematico e viene ripartito tra gli Utenti, comparendo nell’equazione di bilancio di ciascuno di essi”.

rete di trasporto, 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.

- 15.3 Tale previsione determina peraltro 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*, concorre al calcolo della componente di sbilanciamento dell'utente.
- 15.4 L'Autorità, a partire dal terzo periodo di regolazione, intende introdurre un'unica modalità di trattamento delle perdite fisiche e contabili, anche al fine di introdurre sistemi di incentivi finalizzati, in particolare, a ridurre i costi di reintegro delle perdite di natura contabile.
- 15.5 Nel periodo 2004-2006 si è infatti registrato un andamento anomalo dei quantitativi di *GNC* caratterizzato da una crescita tendenziale e da una costanza di segno di valore positivo. Il successivo periodo (anno 2007 e primi mesi dell'anno 2008), pur registrando una riduzione in termini complessivi di *GNC*, ha confermato la costanza di segno.
- 15.6 Gli esiti dell'istruttoria conoscitiva, avviata con la deliberazione VIS 41/08, hanno permesso di identificare le principali determinanti dell'andamento anomalo dei quantitativi di *GNC*. In particolare, sulla base delle informazioni rese disponibili dall'impresa maggiore di trasporto, l'origine del *GNC* è riconducibile sia ad aspetti di carattere procedurale nella contabilizzazione dei termini che costituiscono l'equazione di bilanciamento della rete e del trasportatore, che a problematiche attinenti l'adeguatezza prestazionale e la corretta manutenzione degli impianti di misura installati nei punti di consegna e di riconsegna della rete di trasporto. Gli aspetti riconducibili alle problematiche della misura determinano un impatto in termini di *GNC* di un ordine di grandezza superiore rispetto alle problematiche procedurali¹⁴ e sono oggetto di una specifica istruttoria conoscitiva avviata con la deliberazione VIS 8/09.
- 15.7 Alla luce delle risultanze dell'istruttoria conoscitiva l'Autorità ha ritenuto pertanto necessario individuare i seguenti interventi di regolazione:
 - attribuire la responsabilità del servizio di misura dei quantitativi immessi e prelevati dal sistema di trasporto all'impresa maggiore di trasporto, anche al fine di introdurre meccanismi di efficientamento del livello di *GNC*; le proposte in materia di regolazione del servizio di misura sono riportate nella successiva Parte V;
 - trattare il *GNC* in modo analogo alle perdite fisiche della rete di trasporto, attribuendone la titolarità all'impresa maggiore di trasporto e prevedendo meccanismi di reintegro delle quantità o di riconoscimento dei relativi costi nell'ambito del servizio di bilanciamento; i criteri si applicano all'intero ambito della rete di trasporto indipendentemente dalla proprietà delle reti;

¹⁴ Il punto 3 della deliberazione VIS 8/09 dispone che gli aspetti procedurali siano risolti dall'impresa maggiore di trasporto entro il 30 giugno 2009.

- perseguire la riduzione del livello del *GNC* entro livelli fisiologici in un periodo di tempo comparabile a quello necessario per gli interventi di adeguamento/manutenzione degli impianti di misura, eventualmente prevedendo l'introduzione di sistemi di incentivazione nell'ambito dei meccanismi di reintegro/riconoscimento di cui al punto precedente (in merito al piano di adeguamento e manutenzione degli strumenti di misura si veda il paragrafo 26.11); il livello fisiologico di *GNC* sarà definito in esito alle valutazioni sul piano di adeguamento/manutenzione degli impianti di misura del trasporto secondo i criteri indicati nel successivo paragrafo 26.12.

15.8 Di seguito con perdite di rete si intenderà il complesso delle perdite fisiche di rete e del *GNC*.

Obiettivi specifici da perseguire

15.9 L'Autorità, nel definire il nuovo criterio per il trattamento delle perdite di rete, intende perseguire 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).

Ipotesi proposte

15.10 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 e 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.

Ipotesi B.1

- 15.11 L'ipotesi B.1 prevede, in continuità con il secondo periodo di regolazione, l'attribuzione agli utenti delle perdite contabili (*GNC*) su base giornaliera, in proporzione ai quantitativi prelevati dai punti di riconsegna e il riconoscimento in tariffa all'impresa di trasporto dei costi sostenuti per le perdite fisiche di rete.
- 15.12 Tale impostazione presenta le seguenti criticità:
- non fornisce alcun incentivo alla riduzione delle perdite ed in particolare al contenimento del *GNC* a livelli fisiologici;
 - attribuisce il *GNC* agli utenti del servizio che non possono in alcun modo prevederne o controllarne l'entità.
- 15.13 L'ipotesi B.1 è indicata ai soli fini di sviluppo delle opzioni AIR in quanto già superata dalle proposte contenute nel documento per la consultazione DCO 3/09.

Ipotesi B.2

- 15.14 L'ipotesi B.2 prevede la definizione *ex ante* di una percentuale costante di perdite da attribuire su base giornaliera agli utenti del servizio.
- 15.15 La percentuale di incremento dei prelievi per gli utenti è fissata *ex-ante* su base temporale annuale o mensile ed è costante per tutti i giorni del periodo ed è determinata sulla base del valore atteso delle perdite.
- 15.16 La percentuale di incremento dei prelievi per gli utenti è aggiornata per il periodo successivo 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.
- 15.17 Il bilanciamento su base giornaliera delle differenze tra perdite effettive e quelle risultanti dalle correzioni percentuali derivanti dal meccanismo descritto viene realizzato dall'impresa di trasporto con l'utilizzo delle risorse di flessibilità a sua disposizione (variazione di *line pack* e stoccaggio).
- 15.18 L'ipotesi B.2, attribuendo percentuali note *ex ante*, fornisce incentivi alla riduzione del *GNC* a livelli fisiologici e permette di neutralizzare nei riguardi degli utenti del servizio l'estrema variabilità del *GNC* su base giornaliera.
- 15.19 Una più completa descrizione delle proposte e dei contenuti relativi all'ipotesi B.2 è riportata nel documento per la consultazione DCO 3/09.
- 15.20 In analogia con quanto descritto successivamente nel paragrafo 15.24, potranno essere applicati analoghi meccanismi per incentivare la minimizzazione dei costi relativi alle perdite di rete.

Ipotesi B.3

- 15.21 L'ipotesi B.3 prevede l'attribuzione delle perdite di rete all'impresa di trasporto e il riconoscimento dei costi sostenuti per il reintegro delle medesime sulla base di un corrispettivo applicato alla generalità degli utenti del servizio.
- 15.22 L'ammontare iniziale del costo associato alle perdite è valutato sulla base dei consuntivi disponibili (ad esempio la media delle perdite registrate negli ultimi tre anni termici) e sulla base del valore della componente *CCI*, di cui all'articolo

7 della deliberazione n. 138/03, nell'anno solare precedente la proposta tariffaria o di uno specifico indicatore di prezzo della materia prima.

- 15.23 Al fine di ricondurre le perdite contabili entro livelli fisiologici in un periodo di tempo comparabile a quello necessario per l'adeguamento degli impianti di misura, si prevede di ridurre progressivamente il costo riconosciuto per il reintegro delle perdite, associando inoltre meccanismi incentivanti finalizzati al contenimento dei costi associati alle perdite di rete.
- 15.24 Un possibile meccanismo prevede 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. Il meccanismo premi/penalità potrebbe essere ulteriormente affinato con la verifica *ex post* dei consumi di gas effettivi e prevedendo che:
- sia riconosciuto all'impresa di trasporto, una quota di ricavo aggiuntiva nel caso in cui le perdite effettive siano inferiori al livello fissato dall'Autorità;
 - sia attribuita all'impresa di trasporto una parte dei maggiori costi nel caso in cui le perdite di gas siano superiori al livello fissato.
- 15.25 L'ipotesi B.3 fornisce incentivi alla riduzione del *GNC* a livelli fisiologici, permette di azzerare il *GNC* nell'equazione di bilanciamento degli utenti del servizio, e di conseguenza comporta semplificazioni anche dal punto di vista amministrativo.
- 15.26 L'impresa di trasporto adegua le capacità di stoccaggio ai fini del servizio di bilanciamento del sistema, per tenere conto della necessità di garantire la copertura dei maggiori sbilanci dell'impresa di trasporto derivanti dalla modifica dell'equazione di bilanciamento del trasportatore.
- 15.27 Tale soluzione equivale all'azzeramento del *GNC* nell'equazione di bilanciamento degli utenti, e all'integrale attribuzione del medesimo termine nell'equazione di bilanciamento del trasportatore.

Valutazione delle ipotesi relative alle modalità di trattamento delle perdite di rete

La tabella riportata di seguito sintetizza la valutazione qualitativa delle ipotesi alternative proposte, alla luce degli obiettivi sopra elencati, in prospettiva AIR.

Tabella 4 - Valutazione AIR per il trattamento delle perdite di rete e del gas non contabilizzato

Obiettivi specifici	Ipotesi B.1	Ipotesi B.2	Ipotesi B.3
a) minimizzare i costi relativi all'acquisto del gas per le perdite di rete	Basso	Alto	Alto
b) ricondurre il livello di <i>GNC</i> a valori fisiologici	Basso	Alto	Alto
c) neutralizzare l'impatto del <i>GNC</i> sulle posizioni di bilanciamento degli utenti del servizio	Basso	Alto	Alto
d) garantire la semplicità amministrativa	Basso	Medio	Medio

S 16. Quale delle ipotesi risulta più condivisibile tra quelle proposte e per quali motivi? Esistono ulteriori ipotesi che potrebbero essere prese in considerazione ai fini del raggiungimento dell'obiettivo di cui al precedente paragrafo 15.9?

16 Ricavi da bilanciamento della rete

- 16.1 In analogia con quanto previsto nel secondo periodo di regolazione, in aggiunta ai ricavi di cui ai precedenti paragrafi, è consentita un'ulteriore componente di ricavo *RA*, pari al costo riconosciuto dei servizi per il bilanciamento del sistema, determinata come somma delle seguenti voci:
- costi relativi alle prestazioni di stoccaggio, calcolati in base ai requisiti di iniezione, erogazione e volume di gas da stoccaggio necessari al bilanciamento del sistema e alle tariffe di stoccaggio;
 - costo del capitale relativo ai volumi di gas immobilizzati a stoccaggio.
- 16.2 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.
- 16.3 In un'ottica di ottimizzazione delle risorse necessarie al bilanciamento del sistema e di semplificazione procedurale, si propone di attribuire ad un unico soggetto la responsabilità di acquisizione delle risorse necessarie a garantire il bilanciamento operativo delle imprese di trasporto, anche al fine di uniformare le modalità di definizione delle prestazioni che devono essere acquisite presso le imprese di stoccaggio.
- 16.4 L'Autorità infatti, d'intesa con il Ministero dello sviluppo economico, intende valutare, sulla base dei dati storici relativi alle prestazioni offerte dall'impresa di stoccaggio e della programmazione svolta dall'impresa maggiore di trasporto ai fini della sicurezza del sistema, che le prestazioni del servizio siano commisurate alle effettive esigenze dell'impresa, al fine di non pregiudicare la disponibilità di prestazioni di erogazione di punta da stoccaggio¹⁵.
- 16.5 L'Autorità intende inoltre verificare la possibilità che parte della capacità attualmente destinata all'impresa di trasporto per il servizio di bilanciamento operativo della rete, possa essere assegnata agli utenti del sistema su base interrompibile. L'impresa di trasporto potrebbe rientrare nella disponibilità di tale quota di capacità attraverso l'esercizio dell'interrompibilità a seguito di esigenze di bilanciamento del sistema.

S 17. Si ritiene condivisibile confermare per il terzo periodo di regolazione la metodologia di riconoscimento dei costi relativi al bilanciamento operativo e alla modulazione oraria? Se no, quale metodologia si propone e per quale motivo?

¹⁵ L'articolo 8, comma 8.1.1 della deliberazione 21 giugno 2005, n. 119/05 prevede che "Ai fini dell'offerta dei servizi di bilanciamento operativo delle imprese di trasporto del sistema, le capacità di stoccaggio per tale servizio sono definite annualmente dalle imprese di stoccaggio in accordo con le imprese di trasporto del sistema".

Ipotesi di introduzione di una tariffa per il servizio di dispacciamento della rete di trasporto gas per il terzo periodo di regolazione

L'impresa maggiore di trasporto svolge attualmente un'attività di dispacciamento (di tipo passante) che consiste nell'eseguire i programmi di trasporto richiesti dagli utenti del servizio tenuto conto di indisponibilità di capacità dettate da vincoli tecnico-operativi (ad esempio: lavori di manutenzione sulla rete e/o indisponibilità temporanea di centrali di compressione).

In un'ottica prospettica, tuttavia, lo sviluppo previsto di strumenti di flessibilità tradizionali (quali i nuovi campi di stoccaggio), nonché lo sviluppo auspicabile di un'offerta concorrenziale di altre fonti di flessibilità (servizi di modulazione offerti da nuovi terminali di Gnl, ricorso a forniture interrompibili, impianti di *peak shaving*, contrattazioni al punto di scambio virtuale), potrebbero permettere la nascita e lo sviluppo di un mercato del bilanciamento. L'analisi dei possibili scenari evolutivi del servizio di bilanciamento si inquadra nel più ampio processo di definizione dei meccanismi per lo sviluppo di un sistema di mercato del gas naturale, in parte già delineato dalla deliberazione 26 febbraio 2004, n. 22/04 e sviluppato nel documento per la consultazione DCO 10/08 diffuso il 18 aprile 2008¹⁶.

In tal caso, è possibile ipotizzare per il terzo periodo di regolazione tariffaria l'individuazione e l'enucleazione dei costi afferenti il servizio di dispacciamento (così come definito dalle disposizioni in materia di obblighi per la separazione amministrativa e contabile), introducendo uno specifico corrispettivo tariffario per la remunerazione dell'attività. A tal fine potrebbero essere ipotizzati i seguenti interventi di regolazione:

1) Definizione del servizio di dispacciamento

L'attività di dispacciamento del gas naturale è definita con riferimento all'articolo 4, comma 15 dell'Allegato A della deliberazione n. 11/07.

Il codice di rete dell'impresa maggiore di trasporto descrive l'attività di dispacciamento come l'insieme delle attività necessarie al rispetto, in condizioni di affidabilità e sicurezza, dei programmi di trasporto richiesti dagli utenti del servizio ed assicurando il bilanciamento fisico del sistema. In particolare:

- la gestione e il controllo dei parametri rilevanti per l'esercizio della rete (pressione, portata, temperatura, stato delle valvole e dei compressori, ecc.);
- la verifica degli assetti impiantistici e dei relativi interventi (in particolare il telecomando delle centrali di compressione);
- la programmazione su diversa base temporale (annuale, mensile, settimanale e giornaliera) anche alla luce di indisponibilità temporanee a seguito di lavori o manutenzioni;
- il coordinamento con gli altri centri di dispacciamento nazionale ed esteri;
- l'attivazione delle emergenze.

¹⁶ Documento per la consultazione "Possibili evoluzioni del servizio di bilanciamento nel mercato del gas naturale" diffuso il 18 aprile 2008.

A tale fine, l'impresa si avvale sia di strumenti operativi (sala dispacciamento, sistemi SCADA e di telecomunicazione) sia di strumenti di supporto decisionale (modelli di simulazione della rete, di ottimizzazione dei consumi delle centrali di compressione e di previsione degli scenari di trasporto). Tali strumenti consentono, in particolare, la verifica della trasportabilità dei programmi giornalieri richiesti dagli utenti del servizio: a seguito di tale verifica, che tiene conto di eventuali vincoli tecnico-operativi, l'impresa maggiore di trasporto conferma la fattibilità dei programmi di trasporto degli utenti, o comunica la variazione/riduzione dei quantitativi trasportabili nel successivo giorno gas.

2) Enucleazione dei costi riconosciuti per l'attività di dispacciamento

I costi (operativi e di capitale) afferenti l'attività di dispacciamento si possono riassumere nelle seguenti voci:

- a) costi sostenuti nel quadro regolatorio vigente per il servizio di bilanciamento operativo delle reti di trasporto; si tratta sostanzialmente dei costi sostenuti per l'acquisizione dei servizi di stoccaggio per la modulazione oraria del sistema e per la variazione di svasso/invaso di rete; attualmente tali costi sono riconosciuti nella voce RA di cui all'articolo 6 della deliberazione n. 166/05;
- b) i costi relativi alle infrastrutture (impianti, attrezzature, apparecchiature, hardware, sistemi informativi, ecc..) dedicate all'attività di dispacciamento tra i quali si evidenziano sia gli strumenti operativi (sala dispacciamento, sistemi SCADA e di telecomunicazione) sia gli strumenti di supporto decisionale (modelli di simulazione della rete, modelli di ottimizzazione dei consumi delle centrali di compressione e di previsione degli scenari di trasporto);
- c) i costi relativi alla gestione dei programmi degli utenti (processo di nomina giornaliera degli utenti, verifica programmi di immissione e prelievo, ecc..);
- d) le attività di coordinamento con gli altri centri di dispacciamento nazionale (stoccaggi) ed esteri, al fine di garantire la gestione integrata dei metanodotti di importazione;
- e) gli strumenti per la programmazione dello sviluppo funzionale della rete di trasporto;
- f) i costi riconosciuti all'impresa di trasporto per le perdite di rete nell'ipotesi AIR B.3 indicata nel capitolo 15.

Con riferimento alle voci di costo sopra evidenziate l'Autorità intende applicare i medesimi meccanismi di aggiornamento previsti per i costi operativi e di capitale riconosciuti per l'attività di trasporto, ad eccezione dei costi relativi alle risorse approvvigionate nel mercato del bilanciamento, a partire dall'avvio di detto mercato.

I criteri di regolazione del mercato dei servizi di bilanciamento saranno definiti in esito al procedimento oggetto del documento per la consultazione DCO 10/08.

3) Determinazione della tariffa per il servizio di dispacciamento

A partire dal costo riconosciuto per l'attività di dispacciamento, verrà determinata la tariffa di dispacciamento, che potrebbe essere articolata secondo due differenti corrispettivi:

- un corrispettivo di capacità finalizzato alla copertura dei costi di capitale e degli ammortamenti, dimensionato in relazione alla capacità impegnata da ciascun utente della rete di trasporto;
- un corrispettivo variabile, finalizzato alla copertura dei costi operativi relativi al servizio di dispacciamento, dei costi di bilanciamento (ed eventualmente dei costi associati al *GNC*), dimensionato in relazione ai volumi (o all'energia) trasportati.

S 18. Nel caso di introduzione di una tariffa per il servizio di dispacciamento, secondo quali criteri, e per quali motivi, si ritiene opportuno articolare i corrispettivi per il servizio?

17 Ripartizione dei ricavi

Motivazioni alla base delle proposte

- 17.1 Nel secondo periodo di regolazione i ricavi di riferimento *RT* sono stati ripartiti 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. Tale percentuale di ripartizione è identica per tutte le imprese di trasporto.
- 17.2 La componente di ricavo *capacity* è stata ulteriormente suddivisa nelle quote di ricavi RT^N , relativa all'attività di trasporto sulla rete nazionale di gasdotti, e RT^R , relativa all'attività di trasporto sulla rete regionale di gasdotti, a partire dalle quali vengono calcolati i corrispettivi di capacità per la rete di trasporto nazionale e regionale.
- 17.3 La disciplina in vigore presenta alcune criticità. In primo luogo il criterio di ripartizione dei ricavi di riferimento riflette solo parzialmente la struttura dei costi del servizio di trasporto. 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 infatti superiore alla quota di ricavi attualmente attribuita ai corrispettivi di capacità.
- 17.4 Un ulteriore elemento di criticità è rappresentato dall'incertezza relativa al recupero dei costi di capitale che verrebbero 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 produzioni 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*.
- 17.5 Infine, 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.

Obiettivi specifici da perseguire

- 17.6 L'Autorità, nel definire i nuovi criteri per la ripartizione dei ricavi, intende perseguire 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).

S 19. Si ritiene che ci siano altri obiettivi specifici rilevanti da perseguire nella definizione del criterio di ripartizione del vincolo ai ricavi?

Ipotesi proposte

17.7 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 propone 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, si propone di includere nella componente *capacity* i costi riconosciuti relativi alla remunerazione del capitale investito e agli ammortamenti e di attribuire alla componente *commodity* i costi operativi.

Ipotesi C.1

17.8 L'ipotesi C.1 garantisce la massima stabilità regolatoria ma, come evidenziato nei paragrafi da 17.1 a 17.5, non permette di riflettere adeguatamente la struttura dei costi del servizio di trasporto.

Ipotesi C.2

17.9 L'ipotesi C.2, che prevede l'attribuzione del 90% dei ricavi complessivi alla componente *capacity*, permette di riflettere la struttura dei costi del servizio, ed in particolare la prevalenza dei costi di capitale.

- 17.10 L'incremento del peso della componente capacitiva assicura contestualmente:
- una corretta allocazione dei costi agli utenti del servizio;
 - una minore variabilità dei ricavi (riconducibile ai costi di capitale) conseguiti dalle imprese di trasporto.
- 17.11 Va tuttavia evidenziato che la percentuale di ripartizione proposta 90:10 riflette la struttura dei costi del servizio di trasporto nel suo complesso e conseguentemente non tiene conto dell'effettiva incidenza di costi di capitale e operativi per i diversi operatori.
- 17.12 L'applicazione di tale ipotesi potrebbe comportare una variazione dei costi relativi tra le diverse tipologie di clienti e un impatto sulla convenienza relativa dei gas all'importazione.

Ipotesi C.3

- 17.13 Nell'ipotesi C.3 la percentuale per la ripartizione del vincolo dei ricavi nelle componenti *capacity* e *commodity* viene determinata tenendo conto della struttura dei costi di ciascuna impresa di trasporto.
- 17.14 In particolare, è prevista l'attribuzione alla componente *capacity* dei ricavi riconosciuti relativi alla remunerazione del capitale e agli ammortamenti, mentre la componente *commodity* è determinata tenendo conto esclusivamente dei costi operativi.
- 17.15 Anche per l'ipotesi C.3 valgono le medesime considerazioni espresse nel paragrafo 17.12.

S 20. Quale delle ipotesi risulta maggiormente condivisibile tra quelle proposte e per quali motivi? Esistono ulteriori ipotesi che potrebbero essere prese in considerazione ai fini del raggiungimento dell'obiettivo di cui al precedente comma 17.6?

Valutazione delle ipotesi relative alle modalità di ripartizione del vincolo ai ricavi

- 17.16 La Tabella 5 riportata di seguito sintetizza la valutazione qualitativa delle ipotesi alternative proposte, alla luce degli obiettivi sopra elencati, in prospettiva AIR.

Tabella 5 - Valutazione AIR per la ripartizione dei ricavi

Obiettivi specifici	Ipotesi C.1	Ipotesi C.2	Ipotesi C.3
a) garantire la <i>cost reflectivity</i>	Basso	Medio	Alto
b) ridurre il livello di incertezza sul volume dei ricavi	Basso	Alto	Alto
c) garantire la semplicità amministrativa	Alto	Alto	Medio

17.17 Sulla base delle valutazioni presentate nei precedenti paragrafi, l'opzione preferibile appare essere l'ipotesi C.3 in quanto particolarmente efficace sotto il profilo della riflettività dei costi sostenuti dalle imprese; l'Autorità presenterà nel secondo documento per la consultazione approfondimenti in merito agli effetti sulla concorrenza e sul mercato finale derivanti dall'adozione delle ipotesi C.2 e C.3.

18 Criteri di incentivazione per lo sviluppo efficiente della rete di trasporto

- 18.1 Nella memoria presentata alla Camera dei Deputati¹⁷ il 3 ottobre 2007, l'Autorità ha formulato proposte e osservazioni al fine di risolvere le problematiche relative all'autosufficienza ed alla sicurezza del sistema gas nazionale. Tra gli interventi di carattere strutturale è stata evidenziata la necessità di procedere ad un rapido e significativo potenziamento delle infrastrutture di interconnessione con l'estero della rete nazionale, anche in funzione di una diversificazione dei paesi produttori, attraverso nuovi gasdotti e almeno quattro terminali di rigassificazione.
- 18.2 Nella recente memoria presentata al Senato della Repubblica¹⁸, l'Autorità ha inoltre segnalato, come già in precedenza al Parlamento e al Governo, l'esigenza di assicurare un'offerta capace non solo di seguire la dinamica della domanda (in costante crescita) ma di garantire un fisiologico eccesso di offerta presente in tutti i settori effettivamente competitivi.
- 18.3 L'avvio di progetti finalizzati a rendere disponibile una maggiore capacità di importazione alle frontiere (nuovi terminali di Gnl, potenziamento/realizzazione di nuovi metanodotti), ancor più se non tarati esattamente su quote predeterminate di domanda, rappresenta quindi un'importante occasione per favorire lo sviluppo della concorrenza attraverso l'ingresso di nuovi operatori, che sarebbero altrimenti impediti dalla insufficienza delle strutture di approvvigionamento del gas naturale rispetto alla domanda, e per garantire la promozione della sicurezza del sistema del gas attraverso la diversificazione tipologica e geografica delle fonti di approvvigionamento.
- 18.4 Pertanto, lo sviluppo delle infrastrutture di trasporto costituisce una condizione necessaria per favorire il processo di liberalizzazione del mercato del gas in condizioni di sicurezza del sistema e per garantire una maggiore flessibilità e diversificazione delle fonti di approvvigionamento di gas naturale.
- 18.5 In coerenza con l'obiettivo di garantire un'offerta tale da favorire lo sviluppo di un mercato concorrenziale, l'Autorità nel secondo periodo di regolazione ha incentivato la realizzazione di nuovi investimenti, attraverso una maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito.

¹⁷ "Problematiche relative all'autosufficienza ed alla sicurezza del sistema gas naturale in Italia" Audizione alla Camera dei Deputati – X Commissione Attività Produttive, Commercio e Turismo – Roma 3 ottobre 2007.

¹⁸ "Indagine conoscitiva sulla dinamica dei prezzi della filiera dei prodotti petroliferi e sulle ricadute dei costi dell'energia e del gas sui redditi delle famiglie e sulla competitività delle imprese" – X^a Commissione Industria, Commercio, Turismo del Senato - Roma 12 novembre 2008.

- 18.6 Tale meccanismo, pur in assenza di un processo di approvazione dei piani di sviluppo della rete analogo a quello previsto per il settore della trasmissione elettrica, intende fornire segnali economici alle imprese al fine di assicurare un corretto sviluppo delle infrastrutture di trasporto del gas.
- 18.7 La durata e l'entità dell'incentivo è stata differenziata per tipologia di investimento, in modo da riflettere il diverso grado di rischio e i contributi apportati in termini di garanzia di una maggiore flessibilità e di diversificazione delle fonti di approvvigionamento di gas naturale.
- 18.8 In relazione ai meccanismi di incentivazione all'investimento per il nuovo periodo di regolazione, l'Autorità intende comunque affinare le disposizioni attualmente previste dalla deliberazione n. 166/05.
- 18.9 Infatti, il sistema di incentivazione in vigore non consente di quantificare il beneficio derivante dalla realizzazione di ciascun intervento di sviluppo della rete prevedendo una differenziazione dell'incentivo esclusivamente sulla base di valutazioni di tipo qualitativo, in relazione alla tipologia di investimento considerato.

Criteri di incentivazione dei nuovi investimenti di trasporto

- 18.10 Alla luce degli orientamenti generali descritti nel capitolo 6 e della criticità espressa nel precedente paragrafo 18.9, l'Autorità intende rivedere il sistema di incentivi, in modo da differenziare l'incentivo erogato a ciascun progetto di investimento, sulla base di una valutazione quantitativa dei benefici apportati al sistema.
- 18.11 La valutazione del beneficio netto associato a ciascun investimento potrebbe avvenire attraverso 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.
- 18.12 Si potrebbe prevedere il riconoscimento di livelli di extraremunerazione crescenti in funzione del valore assunto da tale indice, comunque entro un tetto massimo per un periodo costante per ciascuna tipologia di investimenti della rete.
- 18.13 L'indice di efficacia dovrebbe rispondere a criteri di trasparenza, verificabilità, semplicità e facilità di applicazione, mantenendo la rappresentatività in termini di efficacia ed efficienza dell'investimento.
- 18.14 Ai fini della quantificazione dei benefici apportati al sistema si intendono considerare in via preliminare i seguenti elementi:
- contributo alla riduzione di congestioni di rete valutate anche in un ottica prospettica;
 - contributo alla diversificazione delle fonti di approvvigionamento ai fini della sicurezza del sistema;
 - riduzione delle disalimentazioni di gas derivanti da vincoli di capacità della rete nazionale di gasdotti.

18.15 Tuttavia, si evidenzia che l'attribuzione di un valore economico agli elementi sopra descritti risulta particolarmente complesso, in quanto:

- in assenza di un mercato regolato del gas risulta complesso dare un valore economico alla riduzione delle congestioni di rete;
- la quantificazione dei benefici relativi alla diversificazione delle fonti di approvvigionamento e alla riduzione delle disalimentazioni presenta elevati margini di discrezionalità.

Trattamento dei costi compensativi ed ambientali

18.16 Per quanto riguarda il trattamento delle spese di investimento derivanti da costi compensativi ed ambientali, si propone che siano trattate separatamente al fine di applicare meccanismi di responsabilizzazione del soggetto regolato, in analogia a quanto previsto nel settore della trasmissione elettrica e della rigassificazione del gas naturale.

18.17 Si propone pertanto di porre vincoli in merito al riconoscimento dei costi di cui al precedente paragrafo 18.16, prevedendo di introdurre una componente C^{amb} che riconosca i costi compensativi ed ambientali solo nella misura e ove questi siano previsti da normative nazionali e locali.

18.18 Ai fini della determinazione del livello efficiente di costi compensativi e ambientali si intende in prima approssimazione confermare la soglia adottata nel caso della trasmissione elettrica (6% dei costi infrastrutturali pertinenti all'investimento specifico).

18.19 Nel caso in cui i costi compensativi ed ambientali risultino superiori al livello efficiente, la maggiore remunerazione (MR) sul capitale investito di un investimento potrebbe essere calcolata secondo la seguente formula:

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

essendo:

- r_{base} il tasso di remunerazione riconosciuto sul capitale investito determinato come indicato nel paragrafo 11;
- $r_{ridotto}$ è il tasso calcolato come segue:

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

dove:

- $r_{premium}$ è la remunerazione incrementale riconosciuta agli investimenti di sviluppo, in coerenza con quanto indicato nei paragrafi da 18.10 a 18.12;
- la componente C^{amb} rappresenta i costi compensativi ed ambientali;
- la componente C^{eff} rappresenta i costi infrastrutturali pertinenti all'investimento specifico, al netto dei costi compensativi;
- α potrebbe essere fissato pari a 0,06;

- K_D rappresenta il tasso nominale di rendimento del capitale di debito riconosciuto ai fini tariffari.

18.20 In alternativa al meccanismo proposto, si potrebbero includere i costi ambientali e compensativi nel calcolo dell'indice di efficacia, di cui al paragrafo 18.11. In tal modo anche i costi ambientali e compensativi sarebbero considerati al fine della determinazione del rapporto tra i benefici ed i costi necessari alla realizzazione dell'opera. Le imprese di trasporto, qualora venisse adottata tale soluzione, sarebbero implicitamente incentivate a contenere i costi compensativi ed ambientali.

S 21. Quale delle soluzioni proposte per il contenimento dei costi compensativi ed ambientali, e per quali motivi, si ritiene maggiormente condivisibile?

S 22. Quale valore percentuale, e per quali motivi, dovrebbe assumere la soglia da adottare per il riconoscimento dei costi compensativi e ambientali?

Individuazione del livello di costo efficiente nella realizzazione di nuovi investimenti

18.21 L'Autorità ritiene opportuno per il terzo periodo di regolazione affinare criteri che individuino il livello di costo efficiente per la realizzazione delle nuove infrastrutture di trasporto.

18.22 La disciplina tariffaria attualmente in vigore prevede infatti il riconoscimento dei costi di investimento sostenuti dalle imprese di trasporto con riferimento ai dati di bilancio. Tale approccio, se da un lato assicura il recupero dei costi di investimento sostenuti dalle imprese, dall'altro non fornisce sufficienti incentivi alla minimizzazione di detti costi.

18.23 Lo sviluppo di meccanismi di efficientamento della spesa per la realizzazione degli investimenti di sviluppo risulta di particolare rilevanza se si considerano in particolar modo i seguenti aspetti:

- i costi di capitale sono prevalenti sulla totalità dei costi riconosciuti nella realizzazione di nuovi investimenti;
- nel prossimo periodo di regolazione, al fine di soddisfare lo sviluppo della domanda (in particolar modo nel settore termoelettrico), è previsto un significativo sviluppo delle infrastrutture di trasporto del gas.

18.24 Al fine di superare le criticità evidenziate nei precedenti paragrafi 18.22 e 18.23, l'Autorità intende proporre l'introduzione di un meccanismo di efficientamento della spesa di nuovi investimenti, che prevede l'individuazione di un costo standard di riferimento per le nuove infrastrutture di trasporto del gas e la sua applicazione ai fini della determinazione delle immobilizzazioni che concorrono a determinare il capitale investito riconosciuto.

18.25 L'Autorità è consapevole che la definizione di un costo standard di riferimento rappresenta un'attività particolarmente complessa in quanto:

- presuppone il superamento delle forti asimmetrie informative tra il regolatore e le imprese di trasporto;
 - richiede l'individuazione di fattori esogeni, al di fuori del controllo delle imprese, che possono giustificare un differente livello di spesa nella realizzazione dei nuovi investimenti;
 - presuppone un aggiornamento dinamico al fine di tenere conto dell'effetto di una eventuale variazione del costo dei fattori necessari alla realizzazione degli investimenti¹⁹;
- 18.26 Al fine di tenere conto dell'effetto dei fattori esogeni, lo standard relativo alla categoria di cespiti metanodotti potrebbe essere differenziato in relazione alle caratteristiche morfologiche del territorio in cui viene realizzato l'investimento (ad esempio si potrebbe definire uno standard specifico per le realizzazioni di metanodotti *off-shore* o in zone montuose) e delle caratteristiche tecniche/dimensionali (diametro del gasdotto, pressione di esercizio, rivestimento interno della condotta, ecc..).
- 18.27 Per tenere conto dell'andamento del costo delle materie prime, si potrebbero prevedere meccanismi automatici di aggiornamento del costo standard nel corso del periodo di regolazione.
- 18.28 L'applicazione del meccanismo di efficientamento descritto nei precedenti paragrafi da 18.21 a 18.27, ed in particolare la determinazione di un costo standard di riferimento, risulta particolarmente delicata per gli effetti che un eventuale errore da parte del regolatore potrebbe determinare sulle scelte di investimento degli operatori e sulle esigenze di minimizzazione del costo del servizio.
- 18.29 In particolare, un'eventuale sottostima dei costi di investimento da parte dell'Autorità potrebbe comportare il rinvio degli investimenti programmati dalle imprese di trasporto, mentre una sovrastima potrebbe determinare un ingiustificato incremento dei costi sostenuti dagli utenti.
- 18.30 Al fine di limitare il rischio associato ad una erronea valutazione del costo standard, l'Autorità potrebbe introdurre, in alternativa a quanto proposto nel paragrafo 18.24, un meccanismo di efficientamento di tipo *sliding scale*, in modo da continuare a considerare, se pure parzialmente, i costi di investimento effettivamente sostenuti dalle imprese di trasporto.
- 18.31 Il meccanismo di cui al precedente paragrafo 18.30 prevede che, nel caso in cui i costi di realizzazione delle nuove infrastrutture risultino inferiori al costo standard individuato dal regolatore, l'impresa di trasporto possa trattenere una parte dei risparmi conseguiti, attraverso l'applicazione di uno specifico coefficiente di ripartizione. In caso contrario, solo una quota dei maggiori costi sostenuti è considerata al fine della determinazione della tariffa di trasporto.

¹⁹ Si pensi, per esempio, all'andamento del costo delle materie prime (acciaio) che negli ultimi anni ha presentato un'elevata volatilità.

- 18.32 Per superare l'asimmetria informativa, l'Autorità potrebbe offrire alle imprese di trasporto un menù di contratti, che preveda più alternative nella definizione del costo standard, limitandosi ad indicare l'opzione preferita.
- 18.33 L'impresa di trasporto, conseguentemente, potrebbe scegliere tra le alternative previste, fermo restando che agli standard meno sfidanti sarebbe assegnato un coefficiente di ripartizione inferiore degli scostamenti tra costi di riferimento e costi effettivi. L'impresa di trasporto, per esempio, potrebbe scegliere un costo standard più elevato di quello indicato nell'opzione preferita dall'Autorità, ma in tal caso l'operatore potrebbe trattenere una minore quota dei risparmi conseguiti, rispetto al caso base.
- 18.34 Considerata la complessità e la rilevanza del tema, si potrebbe prevedere l'introduzione sperimentale di meccanismi di efficientamento nel prossimo periodo di regolazione, limitandone la sua applicazione ad un numero circoscritto di progetti.

S 23. Si ritengono condivisibili i criteri proposti per l'efficientamento dei costi di investimento? Quale delle due ipotesi proposte si ritiene maggiormente condivisibile e per quali motivi?

S 24. In alternativa, quali criteri, e per quali motivi, ritenete opportuno proporre in merito all'efficientamento dei costi per la realizzazione di nuove infrastrutture?

19 Criteri per la determinazione del vincolo sui ricavi per nuove imprese del trasporto

Nuove imprese di trasporto che realizzano infrastrutture di trasporto

- 19.1 Per le imprese che realizzano nuove reti, la determinazione dei ricavi di riferimento avverrà sulla base del valore degli incrementi patrimoniali relativi alle immobilizzazioni presenti nel bilancio dell'esercizio precedente l'anno termico cui si riferisce il calcolo, tenuto conto della maggiore remunerazione riconosciuta ai nuovi investimenti, secondo i criteri di cui ai capitoli 10 e capitolo 12.
- 19.2 Per i primi due anni di attività, i costi operativi sono proposti dalle imprese e sottoposti a verifica da parte dell'Autorità. L'impresa dovrà obbligatoriamente presentare una proposta di costi operativi supportata da un confronto con realtà simili o da evidenza di procedure di minimizzazione degli oneri.
- 19.3 Per il terzo anno, i costi operativi saranno calcolati a partire dal bilancio dell'esercizio precedente sottoposto a revisione contabile e dai conti separati presentati ai sensi della deliberazione n. 11/07.
- 19.4 La ripartizione dei ricavi avverrà per i primi due anni di erogazione del servizio di trasporto secondo i criteri individuati nel capitolo 17.

- 19.5 Si conferma, anche per il terzo periodo di regolazione, che la determinazione del vincolo sui ricavi avverrà con riferimento all'erogazione di un servizio su base annuale: conseguentemente per il primo anno termico sarà determinato con riferimento all'effettiva disponibilità del servizio di trasporto.
- 19.6 Pertanto, nel caso in cui le infrastrutture realizzate da una nuova impresa di trasporto entrino in esercizio in corso d'anno termico, si provvederà a riproporzionare il valore del vincolo sui ricavi in ragione dei mesi in cui il servizio verrà reso effettivamente disponibile, prevedendo che, in caso di eventuali ritardi nell'ultimazione delle opere per la messa a disposizione della capacità, tale ricavo possa essere proporzionalmente ridotto.

S 25. Si ritengono condivisibili i criteri proposti per la determinazione del vincolo sui ricavi delle nuove imprese di trasporto? Se no, per quali motivi e quali alternative si intendono proporre?

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

- 19.7 Nel caso in cui una nuova impresa di trasporto venga a costituirsi a seguito di una riclassificazione di tratti di rete considerati ai fini della determinazione della tariffa di distribuzione, si applicano i criteri di cui ai capitoli 10 e 12.
- 19.8 In ogni caso, l'Autorità intende mantenere 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 saranno 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.
- 19.9 Pertanto, ai fini della determinazione della tariffa di trasporto del primo anno termico di erogazione del servizio, l'impresa di trasporto deve:
- comunicare l'avvenuto accordo con l'impresa di distribuzione in merito alla ripartizione dei costi (di capitale e operativi) nei limiti del vincolo precedentemente riconosciuto al servizio di distribuzione;
 - riproporzionare il valore del vincolo sui ricavi di trasporto in ragione pari a 9/12 in modo da evitare per un periodo trimestrale un doppio riconoscimento dei costi, in quanto l'anno di riferimento per la determinazione della tariffa di distribuzione è rappresentato dall'anno solare.
- 19.10 I criteri indicati nel precedente paragrafo 19.9 saranno applicati anche nel caso di riclassificazione di tratti di rete di distribuzione da parte di imprese che già svolgono il servizio di trasporto per l'anno termico 2009-2010 ai sensi del decreto del Ministero dello sviluppo economico 22 aprile 2008.
- 19.11 Ai fini dell'aggiornamento della tariffa di distribuzione a seguito di riclassificazione di tratti di rete in rete regionale di trasporto, l'impresa di distribuzione deve contestualmente presentare i dati aggiornati relativi agli ambiti della tariffa di distribuzione e ai nuovi *driver* tariffari (punti di fornitura, lunghezza delle reti, ecc).

S 26. Si ritengono condivisibili i criteri proposti per la determinazione del vincolo sui ricavi delle nuove imprese di trasporto che vengono a costituirsi a seguito di riclassificazione di infrastrutture di distribuzione? Se no, per quali motivi e quali alternative si intendono proporre?

20 Criteri per l'aggiornamento annuale dei parametri tariffari

Aggiornamento in corso di periodo regolatorio del capitale investito riconosciuto

20.1 A differenza del precedente periodo di regolazione ed in coerenza con quanto previsto per il servizio di rigassificazione di Gnl e per il settore elettrico, il *CIR* non sarà rideterminato applicando il valore aggiornato su base annuale del deflatore degli investimenti fissi lordo al costo storico delle infrastrutture di rete, ma sarà aggiornato mediante il ricalcolo annuale del costo storico rivalutato del capitale investito netto esistente al 31 dicembre 2008 considerando:

- a) il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat, riferito all'anno solare precedente a quello della proposta tariffaria;
- b) gli investimenti netti realizzati nel corso dell'esercizio precedente la presentazione della proposta tariffaria;
- c) i contributi in conto capitale ottenuti relativamente a detti nuovi investimenti;
- d) l'incremento del fondo ammortamento sulla base delle durate convenzionali tariffarie proposte nel capitolo 12;
- e) le alienazioni e le dismissioni effettuate a qualsiasi titolo, ivi comprese quelle per il completamento delle vite utili standard dei cespiti.

20.2 I criteri sopra descritti valgono anche in relazione alle nuove imprese che inizieranno ad erogare il servizio nel corso del periodo di regolazione; in particolare, si procederà ad un aggiornamento secondo i criteri illustrati al punto 20.1, mediante ricalcolo annuale del *CIR* al 31 dicembre dell'anno solare precedente alla presentazione della proposta tariffaria.

Aggiornamento in corso di periodo regolatorio degli ammortamenti

20.3 L'Autorità intende allineare le modalità di aggiornamento della quota parte dei ricavi riconducibile agli ammortamenti con la medesima metodologia prevista per l'aggiornamento del *CIR*. In tale ipotesi, l'aggiornamento del valore degli ammortamenti riconosciuti avviene per ogni anno termico con riferimento all'anno solare precedente, considerando:

- a) il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat;

- b) il valore, in termini di capitale investito lordo, dei nuovi investimenti, esclusi i lavori in corso, tenuto conto per ogni categoria di cespiti, delle durate convenzionali proposte nel capitolo 12;
- c) la riduzione del capitale investito lordo per effetto di alienazioni, dismissioni effettuate a qualsiasi titolo, ivi comprese quelle per il completamento della vita utile standard dei cespiti.

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

- 20.4 Ai sensi di quanto descritto nel capitolo 18, agli investimenti che saranno effettuati nel corso del terzo periodo di regolazione a partire dall'esercizio 2009, viene riconosciuta, a decorrere dalla loro entrata in esercizio, una componente di ricavo addizionale, calcolata come prodotto tra il valore dell'investimento ed il tasso di maggiore remunerazione previsto per la specifica tipologia di investimento.
- 20.5 Per gli anni successivi all'anno di entrata in esercizio, il valore netto dell'investimento su cui calcolare la maggiore remunerazione dovrà essere aggiornato, considerando:
- a) il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat;
 - b) l'incremento annuo del fondo di ammortamento relativo allo specifico investimento.
- 20.6 L'aggiornamento della componente di ricavo addizionale avviene applicando una rivalutazione annuale dell'ammontare dell'incentivo senza applicazione di alcun recupero di produttività.

Aggiornamento in corso di periodo regolatorio del corrispettivo unitario variabile CV

- 20.7 L'Autorità propone di aggiornare il corrispettivo unitario variabile *CV*, attraverso il criterio del *price cap* secondo la seguente formula:

$$CV_t = CV_{t-1} * (1 + I_{t-1} - X)$$

dove:

- I_{t-1} è il tasso di variazione medio annuo, riferito ai 12 mesi precedenti dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat;
- X -factor è il tasso annuale prefissato di variazione del recupero di produttività.

- 20.8 Ai fini dell'aggiornamento annuale dei ricavi riconosciuti, si terrà inoltre conto del parametro Y relativo a variazioni dei vincoli sui ricavi in relazione a costi derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali ed a mutamenti del quadro normativo e del parametro Q (variazioni dei vincoli sui ricavi per tener conto di eventuali recuperi di qualità rispetto a standard prefissati). Verrà inoltre valutata l'opportunità di continuare a tener conto del parametro W (variazioni dei vincoli

sui ricavi per tener conto di eventuali attività volte al controllo della domanda e all'uso efficiente delle risorse).

- 20.9 Nel caso in cui si adotti l'ipotesi AIR C.1, illustrata nel paragrafo 17.8, relativamente alla ripartizione del vincolo sui ricavi, il valore del *X-factor* verrà dimensionato in modo da tenere conto della quota di ricavo riconducibile ai costi di capitale inclusa nel calcolo del corrispettivo *CV* per la quale non è prevista l'applicazione del recupero di produttività.
- 20.10 Nel caso in cui si adotti l'ipotesi AIR C.2, illustrata nel paragrafo 17.9, relativamente alla ripartizione del vincolo sui ricavi, la quota di ricavo riconducibile ai costi operativi inclusa nella componente di ricavo *capacity* è aggiornata con i medesimi criteri previsti per il corrispettivo unitario *CV* di cui al paragrafo 20.7.

S 27. Si ritengono condivisibili i criteri di aggiornamento proposti? Se no, per quali motivi e quali alternative si intendono proporre?

S 28. Si ritiene opportuno, in analogia alla disciplina tariffaria della trasmissione elettrica, prevedere l'applicazione di una variazione media annua del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'ISTAT? Se no, per quali motivi e quali alternative si intendono proporre?

Fattore correttivo per la garanzia dei ricavi di riferimento

- 20.11 Nell'ambito dei *Focus group* l'Autorità, al fine di introdurre semplificazioni procedurali, ha manifestato l'intenzione di estendere anche ai corrispettivi nazionali e variabili i meccanismi di perequazione adottati per i ricavi relativi al corrispettivo regionale, al fine anche di evitare il proliferare di accordi tra imprese di trasporto.
- 20.12 L'Autorità ha inoltre prospettato l'eventualità di utilizzare il sistema di perequazione al fine di regolare gli scostamenti tra ricavi effettivi e ricavi riconosciuti.
- 20.13 Le imprese di trasporto hanno tuttavia espresso contrarietà in merito a tale previsione in quanto gli attuali accordi tra imprese sono adeguati a garantire una sufficiente flessibilità amministrativa nella regolazione delle partite economiche ed hanno richiesto il mantenimento dell'attuale regime.
- 20.14 Pertanto, l'Autorità non intende intervenire su tali profili e, come già per i precedenti periodi di regolazione, anche per il terzo periodo di regolazione propone l'adozione di meccanismi di garanzia dei ricavi di *capacity* secondo le modalità e i criteri già definiti per il secondo periodo di regolazione.
- 20.15 L'Autorità ritiene opportuno che il fattore correttivo della rete nazionale di gasdotti sia determinato tenendo conto dei costi addizionali sostenuti dall'impresa maggiore di trasporto per l'acquisto del gas di funzionamento delle centrali di compressione ed in particolare prevedere che:

- il riconoscimento dei costi addizionali fissati per gli anni termici 2005-2006 e 2006-2007 avvenga attraverso la determinazione del fattore correttivo relativo all'anno termico 2008-2009;
- il riconoscimento dei costi addizionali dei successivi due anni termici (2007-2008 e 2008-2009) avvenga attraverso la determinazione del fattore correttivo relativo all'anno termico 2009-2010.

S 29. Si concorda con le modalità proposte per la determinazione del fattore correttivo? Se no, per quali motivi e quali criteri si propongono?

S 30. Si concorda con le modalità proposte per il riconoscimento dei maggiori oneri sostenuti per l'acquisto del gas per il funzionamento delle centrali di compressione? Se no, per quali motivi e quali criteri si propongono?

21 Criteri per la fissazione dell'X-factor

Motivazione alla base delle proposte

- 21.1 La definizione di un obiettivo di recupero di produttività permette contestualmente di incentivare le imprese al raggiungimento di costi efficienti, stimolandole ad attivare azioni di efficientamento che portino a riduzioni dei costi anche superiori a quelle prefissate dall'Autorità, e di trasferire una quota parte dei recuperi di efficienza agli utenti del servizio.
- 21.2 Le finalità di promozione dell'efficienza del servizio e della tutela del cliente finale, da un lato, e della garanzia di condizioni di economicità e redditività dei soggetti esercenti detti servizi, dall'altro, dettate dalla legge n. 481/95, rappresentano il quadro di riferimento generale per la determinazione del costo riconosciuto.
- 21.3 Ai fini della determinazione dei costi operativi delle imprese di trasporto nei precedenti periodi di regolazione, il riferimento assunto dall'Autorità è quello di un operatore efficiente.
- 21.4 Tuttavia le informazioni disponibili in merito ai costi operativi sostenuti dalle imprese per l'erogazione del servizio, sembrano evidenziare livelli di efficienza differenti, pur considerando le caratteristiche specifiche (dimensionali e funzionali) di ciascuna società.

Obiettivi specifici da perseguire

- 21.5 L'Autorità, nel definire gli obiettivi di recupero di efficienza, intende perseguire 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.

Ipotesi proposte

21.6 In merito alla determinazione del recupero di produttività per il terzo periodo di regolazione 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.

Ipotesi D.1

21.7 L'ipotesi D.1 garantisce continuità dei criteri tariffari in vigore nel secondo periodo di regolazione. Il coefficiente di recupero di produttività potrebbe essere determinato tenendo conto dell'incremento dell'efficienza registrato complessivamente nel settore di trasporto.

21.8 Tale approccio darebbe un forte incentivo alla riduzione dei costi, in quanto il recupero di produttività applicato a ciascun operatore dipenderebbe dalla *performance* del settore nel suo complesso.

21.9 Tale soluzione presenta tuttavia una serie di svantaggi:

- il recupero di produttività registrato nel servizio di trasporto è sostanzialmente riconducibile a quello ottenuto dall'impresa di trasporto maggiore, a causa della differenza dimensionale degli operatori;
- l'applicazione di un coefficiente di recupero di produttività indifferenziato penalizzerebbe le società più vicine alla frontiera dell'efficienza, che dovrebbero sostenere uno sforzo maggiore per mantenere nel tempo un recupero di produttività in linea con il valore medio del settore; le imprese meno efficienti, al contrario, potrebbero raggiungere facilmente gli obiettivi di recupero fissati dall'Autorità.

Ipotesi D.2

21.10 In tale ipotesi, il coefficiente di recupero di produttività sarebbe determinato sulla base dell'incremento delle efficienze registrato da ciascun operatore nel secondo periodo di regolazione. In particolare, il coefficiente di recupero di produttività potrebbe essere determinato in modo da trasferire gli incrementi di efficienza agli utenti del servizio, in uno specifico arco temporale (ad esempio in un periodo di otto anni).

21.11 Tale soluzione, caratterizzata da una relativa semplicità applicativa, non consente di tenere adeguatamente in conto i differenti margini di efficientamento di ciascun operatore.

Ipotesi D.3

21.12 In questa ipotesi il coefficiente di recupero di produttività verrebbe differenziato sulla base dell'efficienza relativa di ciascun operatore. Ai fini applicativi sarebbe necessario confrontare il livello di costo dei diversi operatori in modo da poter delineare i differenti margini di efficientamento.

21.13 Si potrebbero confrontare i livelli di efficienza di ciascuna società sulla base di metodi parametrici, eventualmente sviluppando confronti differenziati per le voci di costo più rilevanti (costi di manutenzione, costi di esercizio, costi del personale, ecc..).

21.14 Per ciascuna tipologia di costo andrebbe individuata una variabile di scala di riferimento (ad esempio la lunghezza delle rete per i costi di manutenzione, il numero dei punti di riconsegna per i costi di natura commerciale, ecc..).

21.15 Alla luce delle analisi svolte potrebbe essere definito un coefficiente di recupero di produttività base per le società che si trovano sulla frontiera di efficienza, utilizzando il medesimo criterio previsto per l'ipotesi D.2, e applicare un coefficiente aggiuntivo per le altre società, con l'obiettivo di incentivare il raggiungimento delle frontiera di efficienza in uno specifico arco temporale (ad esempio uno o più periodi di regolazione).

S 31. Quale delle ipotesi risulta più condivisibile tra quelle proposte e per quali motivi? Esistono ulteriori ipotesi che potrebbero essere prese in considerazione ai fini del raggiungimento dell'obiettivo di cui al precedente comma 21.5?

Valutazione delle ipotesi relative in merito ai criteri di fissazione dell'X factor

21.16 La tabella riportata di seguito sintetizza la valutazione delle ipotesi alternative proposte, alla luce degli obiettivi sopra elencati, in prospettiva AIR.

Tabella 6 - Valutazione AIR in merito ai criteri di fissazione dell'X factor

Obiettivi specifici	Ipotesi D.1	Ipotesi D.2	Ipotesi D.3
a) incremento dell'efficienza delle imprese	Medio	Basso	Alto
b) assicurare la coerenza tra il coefficiente di recupero di produttività e i differenti margini di efficientamento delle imprese	Basso	Medio	Alto
c) semplicità applicativa	Alto	Alto	Medio

21.17 Sulla base delle valutazioni presentate nei precedenti paragrafi, l'opzione preferibile appare essere l'ipotesi D.3 in quanto particolarmente efficace sotto i profili dell'incentivazione di comportamenti efficienti da parte delle imprese.

PARTE IV

STRUTTURA E ARTICOLAZIONE TARIFFARIA

22 La struttura tariffaria

Tariffa di trasporto per il servizio continuo su base annuale

- 22.1 Ai fini della determinazione della tariffe, l'Autorità intende confermare anche per il terzo periodo di regolazione l'adozione di criteri che prevedono un'articolazione tariffaria in grado di riflettere correttamente i costi.
- 22.2 Si propone di mantenere la medesima struttura tariffaria adottata per il precedente periodo di regolazione, prevedendo che l'impresa di trasporto applichi all'utente del servizio di trasporto continuo su base annuale la tariffa T calcolata secondo la seguente formula:

$$T = (K_e * CP_e) + (K_u * CP_u) + (K_r * CR_r) + E * (CV + CV^P);$$

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;
- E è l'energia associata al gas immesso in rete, espressa in gigajoule;
- CV è il corrispettivo unitario variabile, espresso in euro/gigajoule;
- CV^P è il corrispettivo integrativo unitario variabile, espresso in euro/gigajoule.

I corrispettivi relativi alla rete nazionale di gasdotti

- 22.3 L'Autorità intende confermare, 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.

- 22.4 La preferenza per un sistema tariffario *entry-exit* è stata più volte manifestata in ambito europeo²⁰, anche in previsione nel medio termine dello sviluppo di mercati liquidi e competitivi organizzati attraverso alcuni centri di scambio del gas (*trading hubs*); si è registrato con favore che tale modello tariffario è stato implementato (o è in fase di implementazione) in diverse realtà nazionali.
- 22.5 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.
- 22.6 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 2005²¹.
- 22.7 Nel corso del secondo periodo di regolazione i criteri per la determinazione dei corrispettivi di capacità relativi alla rete nazionale di gasdotti sono stati integrati dalle seguenti disposizioni:
- la deliberazione n. 50/06 ha introdotto un corrispettivo unitario di capacità in uscita verso i siti di stoccaggio, prevedendone l'attribuzione dei costi di trasporto relativi alla fase di iniezione durante il periodo estivo;
 - la deliberazione n. 45/07 ha previsto che, a seguito dell'introduzione dei corrispettivi infrannuali, le capacità utilizzate ai fini del calcolo vengano normalizzate su base annuale mediante il prodotto del coefficiente di riproporzionamento del corrispettivo di capacità CP_e per i coefficienti moltiplicativi di cui alla tabella n. 3 della deliberazione n. 166/05;
 - la deliberazione ARG/gas 92/08 ha disposto che nei punti di entrata interconnessi con terminali di Gnl in luogo delle capacità previste in conferimento venga utilizzata la capacità di rigassificazione del terminale.
- 22.8 L'Autorità, ai fini della determinazione del costo unitario di trasporto associato ai percorsi inclusi nella matrice *entry-exit*, intende confermare l'adozione di un criterio basato sul costo medio, in continuità con quanto previsto nel precedente periodo di regolazione.
- 22.9 L'approccio alternativo, basato sui costi incrementali di lungo periodo, se pure più efficiente da un punto di vista teorico, in quanto in grado di fornire segnali al mercato circa la presenza di congestioni o di differenti livelli di saturazione tra le varie parti della rete di trasporto, presenta una maggiore complessità di implementazione ed una minore trasparenza.

²⁰ "Conclusions of the 7th Meeting of the European Gas Regulatory Forum – Madrid, 25-25 September 2003".

²¹ Documento per la consultazione "Criteri per la determinazione delle tariffe per l'attività di trasporto di gas naturale per il secondo periodo di regolazione" diffuso il 2 maggio 2005.

- 22.10 Tale metodo considera infatti il costo incrementale associato al trasporto del gas dai punti di entrata ai punti di uscita, a fronte di un incremento standardizzato della domanda, e fornisce pertanto segnali economici efficienti agli utenti del servizio. Fino al momento in cui gli incrementi di capacità sono inferiori alla capacità disponibile, tale costo incrementale di lungo periodo è pari a zero. Una volta raggiunto il limite di capacità disponibile, il metodo considera il costo di investimento associato ad un incremento discreto della capacità. Il risultato della procedura di calcolo può presentare pertanto una significativa variabilità in relazione alle ipotesi adottate e, in particolare, in merito alla discrezionalità dell'incremento marginale di domanda considerato.
- 22.11 Inoltre, l'applicazione della metodologia a costo marginale potrebbe penalizzare fortemente le aree caratterizzate da un maggior livello di saturazione (vale a dire le aree caratterizzate da una minore dotazione infrastrutturale), in contrasto con le disposizioni di cui all'articolo 23, comma 3, del decreto legislativo n. 164/00.
- 22.12 Al fine di promuovere ulteriormente la concorrenza nel settore del gas, l'Autorità ritiene opportuno valutare la possibilità di apportare alcune modifiche e semplificazioni al modello tariffario *entry-exit* adottato, valutando la possibilità di:
- rivedere la percentuale di ripartizione (attualmente pari al 50:50) dei ricavi associati alla rete nazionale di gasdotti tra i corrispettivi di entrata e i corrispettivi di uscita e la percentuale di ripartizione tra i differenti corrispettivi di entrata;
 - rivedere la definizione delle aree di uscita in modo da renderle coerenti con le aree geografiche di applicazione (ambiti tariffari) definite con la deliberazione ARG/gas 159/08;
 - introdurre un unico corrispettivo nei punti di uscita della rete nazionale di gasdotti, in modo da assicurare lo sviluppo del mercato attraverso semplificazione del quadro tariffario.
- 22.13 Nel secondo documento di consultazione l'Autorità presenterà approfondimenti in merito a possibili modifiche e affinamenti della metodologia di calcolo per la determinazione dei corrispettivi di capacità, alla luce delle valutazioni in merito alla modifica dei criteri descritti nel precedente paragrafo 22.12.

S 32. Si ritiene opportuno confermare anche per il terzo periodo di regolazione i criteri generali e i vincoli utilizzati per la determinazione dei corrispettivi di capacità della rete nazionale di gasdotti? In caso contrario, quali ipotesi o vincoli ritenete opportuno modificare e per quali motivi?

S 33. Quali criteri e per quali motivi ritenete opportuno adottare tra quelli proposti in merito alla determinazione delle aree di uscita dalla rete nazionale di gasdotti? In alternativa quali criteri si ritiene opportuno proporre? E per quali motivi?

I corrispettivi relativi alla rete regionale di trasporto

- 22.14 Nel corso del secondo periodo di regolazione l’Autorità ha introdotto, al fine di ridurre gli ostacoli alla promozione del mercato, un unico corrispettivo regionale valido su tutto il territorio nazionale, in modo da evitare che l’utente, nel caso di servizi di trasporto che implicino l’accesso a più reti regionali, sia tenuto a corrispondere a più soggetti il corrispettivo di capacità di trasporto regionale.
- 22.15 L’Autorità intende confermare anche per il terzo periodo di regolazione un corrispettivo di capacità per il trasporto sulla rete regionale a francobollo, 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.
- 22.16 Come già anticipato nel paragrafo 2.13, nel corso dei *Focus group* alcuni grandi clienti hanno chiesto l’applicazione di corrispettivi tariffari di tipo degressivo; nonostante i costi unitari di servizio di un punto di riconsegna considerato isolatamente siano correlati alla capacità, l’introduzione di elementi di degressività nella determinazione e applicazione dei corrispettivi di trasporto regionale comporterebbe, a fronte di limitati benefici, implicazioni negative sugli altri punti di prelievo; in particolare non si ritiene opportuno introdurre corrispettivi degressivi in quanto la loro adozione:
- dovrebbe essere giustificata sulla base di riscontri fisici di complessa determinazione (diametro della condotta, pressione massima di esercizio, ecc.);
 - avrebbe implicazioni negative sugli altri punti di riconsegna della rete di trasporto, penalizzando in particolar modo i punti di riconsegna di minori dimensioni (mercato civile, piccoli industriali);
 - potrebbe discriminare i clienti industriali allacciati alle reti di distribuzione (clienti indiretti) rispetto ai clienti industriali allacciati alle reti di trasporto (clienti diretti) nel caso in cui la degressività fosse applicata solo ai secondi.
- Va peraltro segnalato che tale richiesta, presentata dalle Associazioni dei grandi clienti, non avvantaggerebbe necessariamente il mercato industriale in quanto il riferimento fisico potrebbe essere a vantaggio dei punti di riconsegna che alimentano impianti di distribuzione.
- 22.17 In continuità con quanto previsto dalla deliberazione n. 166/05 si propone un corrispettivo che si riduce in proporzione alla distanza per i punti di riconsegna che distano meno di 15 km dalla rete nazionale di gasdotti, in modo da fornire un incentivo alla localizzazione efficiente dei punti di prelievo e minimizzare i costi di allacciamento. Il calcolo della distanza si riferisce alla distanza effettiva di ciascun punto di riconsegna.
- 22.18 Anche per il terzo periodo di regolazione sono confermate le previsioni di riduzioni dei corrispettivi nei casi di avviamenti e prelievi concentrati in periodo fuori punta.

S 34. Si ritiene opportuno confermare anche per il terzo periodo di regolazione i criteri utilizzati per la determinazione dei corrispettivi di capacità della rete regionale di gasdotti? In caso contrario, quali criteri ritenete opportuno modificare e per quali motivi?

Modifica dei criteri di conferimento della capacità di trasporto su rete regionale

- 22.19 Al fine di garantire una maggiore flessibilità al sistema, da un lato favorendo le procedure di subentro dei fornitori nei riguardi dei clienti finali, dall'altro superando le attuali problematiche relative all'applicazione delle penali nei punti di riconsegna "condivisi" da più utenti del servizio, si ritiene opportuno sottoporre a consultazione l'ipotesi di modifiche alla disciplina del conferimento di capacità nei punti di riconsegna della rete di trasporto.
- 22.20 L'attuale disciplina tariffaria dispone che il corrispettivo unitario per il trasporto su rete regionale sia applicato alla capacità conferita agli utenti del servizio di trasporto in ciascun punto di riconsegna della rete. In particolare, l'articolo 1, della deliberazione n. 166/05 definisce il conferimento come l'esito del processo di impegno di capacità di trasporto che individua la quantità massima di gas che ciascun utente può prelevare dalla rete, espressa come volume giornaliero di gas misurato alle condizioni standard. La deliberazione n. 137/02 disciplina i criteri mediante i quali avviene il conferimento di capacità di trasporto.
- 22.21 Il codice di rete descrive le modalità con le quali l'impresa di trasporto effettua il processo di conferimento di capacità: l'impresa di trasporto pubblica le capacità disponibili, definisce e gestisce la procedura attraverso la quale gli utenti del servizio possono presentare le proprie richieste di conferimento su base annuale, effettua il processo di assegnazione della capacità (secondo i criteri previsti dalla deliberazione n. 137/02) e sottoscrive con i soggetti assegnatari i relativi contratti di trasporto.
- 22.22 In particolare si evidenzia che:
- il capitolo 3.7 del codice di rete dell'impresa maggiore di trasporto, precisa che le capacità di trasporto pubblicate non sono da intendersi come le capacità massime conferibili ai punti di riconsegna, ma vengono determinate dall'impresa di trasporto con riferimento ad uno scenario di fabbisogno di capacità coerente con le stime di consumo degli utenti;
 - gli utenti del servizio hanno diritto di richiedere la capacità di trasporto sulla base di valutazioni relative al mercato rifornito a valle del punto di riconsegna;
 - l'impresa di trasporto, nel caso in cui le richieste siano complessivamente inferiori alle disponibilità pubblicate, soddisfa tutte le richieste ricevute; nel caso in cui le richieste pervenute risultino superiori alle disponibilità (e la verifica tecnica successiva dia esito negativo) l'impresa di trasporto precede al riproporzionamento tra i soggetti richiedenti delle capacità disponibili applicando il criterio pro-quota;

- il processo di conferimento è articolato in più fasi: un conferimento di capacità ad inizio anno termico e un conferimento di capacità ad anno termico avviato nel caso in cui vi siano:
 - capacità di trasporto disponibili in esito al conferimento di capacità di inizio anno termico;
 - incrementi di capacità presso punti di riconsegna esistenti;
 - capacità disponibile a seguito di realizzazione di nuovi punti di riconsegna.

22.23 L’Autorità, al fine di superare le problematiche evidenziate nel paragrafo 22.19, intende valutare la possibilità di introdurre le seguenti modifiche ai criteri di conferimento sopra descritti:

- ad inizio anno termico, l’impresa di trasporto pubblica le capacità disponibili in ciascun punto di riconsegna della rete di trasporto;
- a ciascun cliente finale viene associato un profilo di prelievo standard a partire dal quale viene fissata la capacità massima giornaliera del punto di riconsegna corrispondente al cliente finale (di seguito: capacità standard di riconsegna); il profilo di prelievo standard dei clienti finali allacciati direttamente alle reti di trasporto è determinato dall’impresa di trasporto, mentre il profilo di prelievo dei clienti finali allacciati alle reti di distribuzione è determinato dalle imprese di distribuzione, sulla base dei criteri individuati dalla deliberazione 2 febbraio 2007, n. 17/07²².
- a ciascun soggetto richiedente il servizio di trasporto viene associata una capacità di trasporto nel punto di riconsegna pari alla somma della capacità standard di riconsegna corrispondenti ai clienti finali riforniti; a tal fine l’impresa di trasporto si coordina con le imprese di distribuzione utilizzando la mappatura dei rapporti commerciali intercorrenti ai punti di riconsegna²³ che permette di ricostruire la corrispondenza tra clienti finali allacciati alle reti di distribuzione, utenti del servizio di distribuzione e utenti del servizio di trasporto;
- le capacità associate a ciascun utente del servizio di trasporto vengono riproporzionate con riferimento alle capacità di trasporto disponibili nel punto di riconsegna, in modo da definire la capacità attribuita a ciascun utente;
- l’impresa di trasporto applica a ciascun utente i corrispettivi di capacità di trasporto regionale alla capacità attribuita di cui al precedente alinea;
- le penali per supero di capacità di trasporto nei punti di riconsegna non sono più applicate.

²² Delibera 2 febbraio 2007, n. 17/07 “Definizione di profili di prelievo standard e categorie d’uso del gas, di cui all’articolo 7 della deliberazione dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas 29 luglio 2004, n. 138/04, anche ai fini della riforma del bilanciamento del gas”.

²³ Articolo 9 della deliberazione 29 luglio 2004, n. 138/04 “Adozione di garanzie per il libero accesso al servizio di distribuzione del gas naturale e di norme per la predisposizione dei codici di rete”.

- 22.24 I profili di prelievo vengono aggiornati dalle imprese di trasporto e di distribuzione all'inizio di ciascun anno termico sulla base dei dati di consuntivo disponibili.
- 22.25 Ai fini del dimensionamento del corrispettivo unitario di capacità l'impresa di trasporto considera, in luogo delle capacità previste in conferimento, le capacità di trasporto disponibili ad inizio anno termico. I maggiori ricavi derivanti dall'applicazione dei corrispettivi ai conferimenti in corso d'anno termico (derivanti dall'attivazione di nuovi punti di riconsegna) sono trattati secondo i meccanismi previsti per il calcolo del fattore correttivo per la garanzia dei ricavi di riferimento individuati nel paragrafo 20.14.
- 22.26 In allegato 1 è riportato un esempio di determinazione della capacità di trasporto attribuita ai punti di riconsegna che alimentano impianti di distribuzione secondo le proposte di modifica della procedura di conferimento sopra descritte.
- 22.27 L'Autorità ritiene inoltre opportuno valutare l'applicazione del procedimento sopra descritto di assegnazione delle capacità conferite anche ai fini dell'applicazione dei corrispettivi unitari di capacità nei punti di uscita della rete nazionale di gasdotti. In tal caso, ai fini della determinazione dei corrispettivi di capacità di uscita dalla rete nazionale di gasdotti, saranno utilizzate le capacità attribuite definite secondo i criteri descritti nel paragrafo 22.23.

S 35. Si ritiene opportuno prevedere nel terzo periodo di regolazione le modifiche descritte ai fini dell'applicazione dei corrispettivi di trasporto regionale alle capacità di trasporto determinate sulla base dei profili di prelievo dei clienti finali? In caso contrario, quali criteri ritenete opportuno modificare e per quali motivi?

S 36. Si ritiene opportuno estendere l'applicazione dei profili di prelievo anche al fine di applicare i corrispettivi di capacità nei punti di uscita della rete nazionale di gasdotti? In caso contrario, quali criteri ritenete opportuno modificare e per quali motivi?

Tariffe e conferimenti di trasporto infrannuali

- 22.28 L'Autorità ha introdotto nel corso del secondo periodo di regolazione corrispettivi e conferimenti di capacità di trasporto su base continua per periodi inferiori all'anno, limitandone l'applicazione ai punti di entrata interconnessi con l'estero e ai punti di entrata interconnessi con terminali di Gnl.
- 22.29 Si è inteso in tal modo fornire incentivi ai soggetti che stipulano contratti di approvvigionamento di tipo *spot* e che nella situazione pregressa erano costretti a richiedere un conferimento di capacità (e di conseguenza un pagamento del relativo corrispettivo) su base annuale, determinando di fatto un limitato utilizzo di tali contratti per l'approvvigionamento del mercato italiano.
- 22.30 La previsione di limitare l'applicazione della disciplina di conferimento di capacità infrannuali ai soli punti di entrata interconnessi con l'estero e con i

terminali di Gnl è motivata dal fatto che tali punti di entrata rispondono sostanzialmente ad una logica di disponibilità di gas e di capacità nelle infrastrutture di importazione.

- 22.31 A tale proposito l’Autorità ha definito coefficienti moltiplicativi (o di periodo) da applicare ai corrispettivi di capacità annuali, determinati mediante la matrice *entry-exit*, riproporzionati su base mensile.
- 22.32 Tali coefficienti sono stati dimensionati in ragione della durata del conferimento e della stagionalità dello stesso, prevedendo transitoriamente per un periodo di due anni termici, fino alla conclusione del secondo periodo di regolazione, coefficienti moltiplicativi inferiori per i mesi invernali, al fine di massimizzare le importazioni nei periodi critici per l’approvvigionamento del sistema.
- 22.33 L’Autorità intende confermare anche per il terzo periodo di regolazione la previsione di corrispettivi e di conferimenti di capacità infrannuale nei punti di entrata interconnessi con l’estero e i terminali di Gnl.
- 22.34 A tale riguardo si evidenzia che, sebbene le problematiche relative all’autosufficienza ed alla sicurezza del sistema gas nazionale non siano state ancora risolte, sia opportuno tenere anche in considerazione, al fine del dimensionamento dei corrispettivi, della minore disponibilità di capacità nel periodo di punta del sistema²⁴.
- 22.35 Alla luce di quanto sopra indicato, si propone che i coefficienti moltiplicativi vengano dimensionati per il terzo periodo di regolazione secondo i seguenti criteri:
- con riferimento alla durata del periodo di conferimento, prevedere 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;
 - con riferimento alla 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*.

S 37.: Ritenete condivisibili i criteri esposti per la determinazione dei corrispettivi infrannuali? In alternativa, quali criteri ritenete opportuno adottare e per quali motivi?

S 38.: In particolare, quali valori dei coefficienti moltiplicativi ritenete opportuno adottare e per quali motivi?

²⁴ Si ricorda che il Regolamento europeo 1775/CE prevede (articolo 4) che le imprese di trasporto offrano agli utenti servizi a breve termine (vale a dire inferiori all’anno), sulla base di tariffe che riflettano il valore di mercato del servizio.

Tariffe per il servizio di trasporto interrompibile

- 22.36 Nel secondo periodo di regolazione è stata confermata la previsione di tariffe relative ai servizi di trasporto interrompibile, al fine di garantire la disponibilità di strumenti di flessibilità agli utenti del servizio di trasporto.
- 22.37 A tale proposito, si ricorda che il regolamento n. 1775/CE prevede (articolo 4) che le imprese di trasporto offrano capacità interrompibile sulla base di tariffe che riflettano la probabilità di interruzione.
- 22.38 L'articolo 10 della deliberazione n. 166/05 ha disposto che l'impresa di trasporto renda disponibile nei punti di entrata interconnessi con l'estero un servizio di trasporto interrompibile secondo le modalità definite nel codice di rete, applicando corrispettivi di capacità CP_e ridotti ed assicurando trasparenza e parità di trattamento degli utenti.
- 22.39 Sulla base di tali disposizioni l'impresa maggiore di trasporto nel corso del secondo periodo di regolazione ha reso disponibile nei punti di entrata interconnessi con l'estero capacità di trasporto interrompibile su base annuale e su base stagionale, articolate su due livelli differenti sulla base della durata massima di interrompibilità.
- 22.40 Alle interrompibilità di secondo livello, caratterizzate da maggior durata massime di interrompibilità, sono associate maggiori riduzioni tariffarie (20% del corrispettivo di capacità CP_e) rispetto alle interrompibilità di primo livello, per le quali è prevista una riduzione del 10%.
- 22.41 Le condizioni tecniche del servizio (durate, modalità e tempi di preavviso dell'interrompibilità) sono contenute nel codice di rete dell'impresa di trasporto.
- 22.42 L'Autorità intende confermare anche per il terzo periodo di regolazione la previsione di servizi di trasporto interrompibili nei punti di entrata interconnessi con l'estero.
- 22.43 L'Autorità intende tuttavia proporre una revisione dei criteri utilizzati per la determinazione della riduzione tariffaria associata alla capacità interrompibile, sempre nel rispetto del principio generale di assicurare che l'entità della riduzione sia congruente con il rischio associato all'interruzione del servizio.
- 22.44 L'entità della riduzione potrebbe essere determinata direttamente dall'Autorità, nel rispetto del principio enunciato nel precedente paragrafo 22.43 o tramite il ricorso a procedure concorsuali. In tal caso la capacità disponibile potrebbe essere assegnata attraverso un sistema di aste al ribasso, con base d'asta pari alla tariffa relativa all'impegno di capacità di tipo continuo.
- 22.45 Inoltre, ai fini di garantire la massima trasparenza e neutralità del servizio, l'Autorità intende richiedere all'impresa di trasporto maggiore la pubblicazione dei criteri generali adottati per la determinazione della capacità interrompibili e continue.

S 39. Ritenete condivisibili i criteri esposti per la determinazione dei corrispettivi interrompibili? In alternativa, quali criteri ritenete opportuno adottare e per quali motivi?

S 40. Si concorda sull'eventualità di adottare procedure concorsuali ai fini della determinazione dei corrispettivi interrompibili? In caso negativo per quali motivi e quali criteri si propongono in alternativa?

Il corrispettivo unitario variabile

- 22.46 L'impresa maggiore di trasporto calcola il corrispettivo unitario variabile CV per il primo anno termico del periodo di regolazione dividendo la somma complessiva delle quote di ricavi RT^E di tutte le imprese di trasporto per l'energia associata ai volumi immessi nella rete nazionale di gasdotti nei punti di entrata, esclusi i siti di stoccaggio, nell'anno solare 2008, opportunamente normalizzati per quanto riguarda i prelievi dei clienti civili e tenuto conto dei volumi soggetti a riduzione del corrispettivo variabile.
- 22.47 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, si conferma anche per il terzo periodo una riduzione dei corrispettivi CV e CV^P pari al 40%.
- 22.48 Il corrispettivo variabile integrativo del trasporto, CV^P , riconosciuto ai sensi della deliberazione n. 120/01 a fronte degli investimenti effettuati nel primo periodo di regolazione, continua ad essere applicato in modo da avere effetto per un periodo di sei anni dall'entrata in servizio delle opere relative.

S 41. Si concorda con la proposta di calcolo dei corrispettivi? In caso di risposta negativa, quale criterio si ritiene opportuno adottare e per quale motivo?

23 Gestione unitaria del servizio di trasporto e del bilanciamento commerciale

- 23.1 Con la deliberazione 31 luglio 2008, ARG/gas 104/08, l'Autorità ha avviato un procedimento per modificare e integrare la deliberazione n. 137/02 in materia di adozione dei codici di rete delle imprese di trasporto, al fine di dare attuazione a quanto disposto dal Ministero dello sviluppo economico che prevede che l'Autorità definisca i criteri e le condizioni specifiche per la definizione dei codici di rete dei soggetti che gestiscono esclusivamente reti di trasporto regionale (articolo 2 del decreto 22 aprile 2008) ai quali le imprese debbano attenersi nella predisposizione dei loro codici di rete.
- 23.2 La determinazione di uno schema di riferimento e dei contenuti di base dei codici di rete tiene conto della necessità di rendere il più possibile omogenea la gestione dei rapporti tra gli operatori del trasporto e gli utenti che usufruiscono di tale servizio.
- 23.3 La presenza infatti di condizioni di servizio differenziate può rappresentare un ostacolo allo sviluppo di un mercato concorrenziale.
- 23.4 Oltre a definire requisiti in base ai quali conformare i codici di rete delle imprese, l'Autorità ritiene opportuno procedere, ai soli fini commerciali,

nell'identificazione di un unico soggetto (impresa di trasporto maggiore) al quale attribuire le seguenti responsabilità:

- a) unica controparte commerciale nei riguardi degli utenti del servizio, anche nel caso in cui le riconsegne avvengano in punti di riconsegna non alimentati dalla rete di trasporto di proprietà dell'impresa;
- b) il bilanciamento commerciale della rete di trasporto.

Unica controparte commerciale

23.5 L'assegnazione all'impresa maggiore di trasporto del ruolo di unico riferimento commerciale muove dall'esigenza di facilitare l'accesso al servizio: infatti l'utente del servizio nel caso in cui debba rifornire un cliente attraverso più reti di trasporto regionali, è obbligato nell'attuale sistema a richiedere l'accesso (e di conseguenza a stipulare contratti) con tutte le imprese di trasporto interessate.

23.6 Si ritiene pertanto necessario, al fine di superare l'attuale frammentazione dei rapporti tra gli utenti del servizio e le singole imprese di trasporto, individuare un'unica controparte commerciale, anche nel caso in cui le riconsegne avvengano in punti di riconsegna non alimentati dalla rete di trasporto di proprietà dell'impresa; a tale soggetto sarebbero affidati compiti in merito a:

- a) gestire il processo di conferimento, nomina e allocazione in tutti i punti della rete di trasporto;
- b) sottoscrivere il contratto di trasporto con gli utenti del servizio;
- c) pubblicare e fornire informazioni in merito alle capacità di trasporto disponibili e alle pressioni minime garantite nei punti di riconsegna e nei punti di interconnessione delle reti di trasporto;
- d) fatturare i corrispettivi di capacità di trasporto regionale e le relative penali.

S 42. Si concorda con la proposta di identificare un'unica controparte commerciale nei riguardi degli utenti del servizio di trasporto? In caso di risposta negativa, quale criterio si ritiene opportuno adottare e per quale motivo?

Bilanciamento commerciale

23.7 La recente istruttoria conoscitiva in merito alla corretta applicazione delle disposizioni in materia di gas non contabilizzato ha evidenziato la necessità di un riordinamento delle previsioni in materia di bilanciamento commerciale della rete di trasporto.

23.8 Attualmente infatti coesistono più equazioni di bilanciamento commerciale:

- l'impresa maggiore di trasporto infatti effettua il bilanciamento commerciale della rete nazionale di gasdotti (comprensivo delle reti di proprietà di altre imprese) e della propria rete regionale;
- le imprese di trasporto che gestiscono tratti di rete nazionale e tratti di rete regionale, effettuano un bilanciamento commerciale per ciascuna rete di trasporto regionale (interconnessa o meno con la rete di trasporto nazionale);

- le altre imprese di trasporto regionale effettuano il bilanciamento delle proprie reti regionali.
- 23.9 Questa situazione determina, oltre ad evidenti complessità gestionali e amministrative, criticità relative al controllo delle posizioni di bilanciamento degli utenti e il travaso di partite commerciali tra differenti equazioni di bilanciamento di rete: ad esempio nel termine *GNC* dell'equazione di bilanciamento della rete calcolata dall'impresa maggiore di trasporto è incluso anche il termine del *GNC* delle reti nazionali gestite da altri operatori e di reti regionali di proprietà di altre imprese di trasporto direttamente connesse.
- 23.10 Alla luce di quanto sopra descritto, si ritiene opportuno procedere ad una semplificazione dei processi di contabilizzazione, e a tale proposito si propone di attribuire all'impresa di trasporto maggiore la responsabilità di effettuare un bilanciamento commerciale unico delle reti di trasporto.

S 43. Si concorda con la proposta in materia di bilanciamento commerciale? In caso di risposta negativa, quale criterio si ritiene opportuno adottare e per quale motivo?

24 Corrispettivi per la fornitura di servizi opzionali

- 24.1 L'Autorità intende confermare il principio che nella determinazione della tariffa confluiscano 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.
- 24.2 Al fine di evitare una duplicazione nel riconoscimento dei costi, l'Autorità intende pertanto:
- enucleare i costi associati all'erogazione di ulteriori servizi (opzionali²⁵) dai costi riconosciuti per il calcolo della tariffa di trasporto, prevedendo la definizione da parte dell'Autorità di tariffe specifiche sulla base dei costi sottostanti;
 - in alternativa, mantenere i costi associati all'erogazione dei servizi opzionali nei costi complessivamente riconosciuti per l'erogazione del servizio di trasporto, prevedendo che l'impresa eroghi i suddetti servizi a titolo gratuito.
- 24.3 In ogni caso, l'esercente eroga i servizi opzionali di cui al paragrafo 24.2 assicurando trasparenza e parità di trattamento tra gli utenti, secondo le condizioni tecniche e le modalità definite nel codice di trasporto soggetto all'approvazione da parte dell'Autorità.

²⁵ Il codice di rete di Snam Rete Gas Spa in vigore contiene l'indicazione di servizi opzionali che l'impresa di trasporto si riserva il diritto di offrire - in ambito competitivo - e che non sono inclusi nella tariffa di trasporto; per tali servizi le condizioni economiche sono definite e pubblicate dall'impresa di trasporto.

S 44. Si concorda con i criteri proposti per la determinazione dei corrispettivi per la fornitura di servizi opzionali? In caso di risposta negativa, quale criterio si ritiene opportuno adottare e per quale motivo?

S 45. Quali servizi opzionali si ritiene opportuno proporre e per quali motivi? Per tali servizi, quali criteri si ritiene opportuno adottare per il dimensionamento della tariffa?

PARTE V

REGOLAZIONE DEL SERVIZIO DI MISURA

25 Premessa e quadro normativo di riferimento

- 25.1 L'Autorità ritiene che la tempestiva disponibilità di dati affidabili di misura sia un elemento fondamentale per una gestione efficiente della filiera gas e un prerequisito per la completa apertura del mercato. L'attività di misura svolge infatti un ruolo cruciale per un corretto utilizzo, sia fisico che commerciale, delle infrastrutture di trasporto, rigassificazione di Gnl, distribuzione e stoccaggio.
- 25.2 La tematica della misura in generale riguarda diversi soggetti della filiera: imprese di trasporto, imprese di distribuzione, utenti del servizio e clienti finali (allacciati alla rete di trasporto o alla rete di distribuzione), che hanno necessità e obiettivi differenti.
- 25.3 Data la complessità della materia e la molteplicità dei soggetti coinvolti, l'Autorità ha articolato la riforma dell'attività di misura in più fasi, con l'adozione di provvedimenti distinti, secondo la segmentazione riportata nei successivi paragrafi.

Le disposizioni in materia di regolazione del servizio di misura di distribuzione

- 25.4 Un primo intervento regolatorio è inerente l'attività di misura nel settore della distribuzione gas, funzionale alla fatturazione del servizio di distribuzione e alla fatturazione alla clientela finale diffusa; i soggetti coinvolti in tale processo sono le imprese di distribuzione, le società di vendita e i clienti finali allacciati alle reti di distribuzione. La disciplina della misura nel settore della distribuzione è stata regolata dalla deliberazione ARG/gas 159/08 e dalla deliberazione 22 ottobre 2008, ARG/gas 155/08²⁶.
- 25.5 Con la deliberazione ARG/gas 155/08, l'Autorità ha definito i requisiti funzionali minimi dei gruppi di misura in ciascun punto di riconsegna delle reti di distribuzione del gas naturale, prevedendo che l'attività di predisposizione della normativa per la diffusione della telegestione e della telelettura sia affidata all'attività del Comitato Italiano Gas, e ha definito contestualmente una pianificazione temporale graduale per la loro messa in servizio. L'installazione dei contatori elettronici consentirà agli operatori la definizione tempestiva di bilanci commerciali giornalieri, contribuirà allo sviluppo del mercato regolamentato del gas e promuoverà anche il miglioramento della qualità dei servizi, a vantaggio di tutti i consumatori.

²⁶ Deliberazione 22 ottobre 2008 "Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas, caratterizzati da requisiti funzionali minimi e con funzioni di telelettura e telegestione, per i punti di riconsegna delle reti di distribuzione del gas naturale".

- 25.6 Con la deliberazione ARG/gas 159/08, l’Autorità ha definito il quadro generale delle responsabilità della misura nella distribuzione del gas, e ha contestualmente previsto che all’impresa di trasporto siano attribuite:
- la responsabilità dell’attività di installazione e manutenzione dei misuratori dei punti di riconsegna della rete di trasporto che alimentano reti di distribuzione (corrispondenti ai punti di consegna della rete di distribuzione);
 - l’attività di raccolta, validazione e registrazione delle misure del gas nei medesimi punti.
- 25.7 La deliberazione ARG/gas 159/08 ha inoltre previsto la definizione di norme in materia di accessibilità dei gruppi di misura e di disponibilità del dato di misura, prevedendo che l’impresa di trasporto definisca specifiche in merito.
- 25.8 La deliberazione ARG/gas 159/08 ha infine definito i valori massimi dei corrispettivi per la remunerazione del servizio di misura nei punti di riconsegna della rete di trasporto che alimentano impianti di distribuzione, nei casi in cui l’impresa di trasporto intenda avvalersi dell’impresa distributrice per l’attività di installazione e manutenzione e per l’attività di raccolta, validazione e registrazione delle misure.
- 25.9 La deliberazione ARG/gas 159/08 ha comunque rinviato la decorrenza delle disposizioni descritte nei paragrafi 25.6 e 25.8 ad un successivo provvedimento.

La regolazione del servizio di misura del trasporto gas

- 25.10 Un secondo intervento regolatorio è inerente l’attività di misura nel settore del trasporto gas, funzionale alla fatturazione dei corrispettivi per il servizio di trasporto e al bilanciamento commerciale delle reti, nella quale i soggetti coinvolti sono le imprese di trasporto, le imprese di stoccaggio, le imprese che gestiscono terminali di Gnl, i soggetti produttori, le imprese di distribuzione, gli utenti del servizio di trasporto e i clienti finali ad essa allacciati. La riforma prevede l’introduzione di un servizio di misura con la definizione di ruoli e di responsabilità dei soggetti coinvolti e di un corrispettivo alla cui determinazione concorrano tutti i costi associati a tale servizio.
- 25.11 Nell’ambito del procedimento avviato con deliberazione n. 234/05, l’Autorità ha diffuso il 6 giugno 2006 il documento per la consultazione “Regolazione del servizio di misura del trasporto gas e criteri per la definizione del corrispettivo di misura di cui alla deliberazione 29 luglio 2005 n. 166/05” (di seguito: documento per la consultazione 6 giugno 2006).
- 25.12 Tra le criticità evidenziate dall’Autorità nel documento per la consultazione 6 giugno 2006²⁷ si evidenziano, in particolare, le seguenti:
- necessità di un adeguamento tecnologico degli impianti di misura (presenza di impianti di misura non automatizzati, mancanza di telelettura, memorie per l’immagazzinamento dei dati insufficienti per indisponibilità dei sistemi di trasmissione, ecc.);

²⁷ Per una descrizione di dettaglio delle criticità e delle proposte, si rimanda al documento per la consultazione 6 giugno 2006 pubblicato nel sito internet dell’Autorità: www.autorita.energia.it.

- carenze nell'attività di manutenzione e verifica dei sistemi di misura;
- estrema parcellizzazione della proprietà/titolarità dei sistemi di misura che impedisce un coordinamento ottimale delle attività di adeguamento tecnologico degli stessi;
- indisponibilità di un bilancio commerciale affidabile entro i tre mesi dal trasporto fisico del gas e conseguente impossibilità per gli utenti del servizio di mettere in atto azioni tempestive ed efficaci nel caso di situazioni sbilanciate.

25.13 L'Autorità ha pertanto formulato nel documento per la consultazione 6 giugno 2006 proposte in materia di regolazione del servizio di misura del trasporto gas prevedendo la definizione di una regolazione specifica, finalizzata a:

- definire le responsabilità dei diversi soggetti coinvolti nel processo di misura;
- garantire l'affidabilità del dato di misura;
- fornire incentivi all'aggiornamento tecnologico dei sistemi di misura e alla loro corretta manutenzione in modo da migliorare l'efficienza complessiva del sistema;
- garantire la tempestività nel trasferimento del dato di misura ai soggetti interessati.

Gli esiti dell'istruttoria conoscitiva avviata con deliberazione VIS 41/08

25.14 L'esito dell'istruttoria conoscitiva sulla corretta applicazione delle disposizioni in materia di gas non contabilizzato, ha evidenziato che l'andamento anomalo dei quantitativi di *GNC* registrato nel periodo 2004-2006 è riconducibile in misura preponderante all'inadeguatezza impiantistica di una parte del parco impianti e alle carenze del processo di manutenzione degli impianti di misura (in particolare le sostituzioni stagionali dei contatori/diaframmi).

25.15 Come già ricordato nel precedente capitolo 15, l'Autorità con delibera VIS 8/09 ha individuato in materia di regolazione del servizio di misura l'esigenza di estendere la responsabilità dell'impresa maggiore di trasporto a tutti i punti di immissione e prelievo della rete di trasporto, e non solo a quelli individuati dalla deliberazione ARG/gas 159/08, prevedendo che siano contestualmente definiti i rapporti tra l'impresa maggiore e le altre imprese di trasporto.

25.16 Al fine di procedere all'implementazione della regolazione descritta nel capitolo 6 con una tempistica compatibile con il procedimento avviato per la determinazione dei criteri tariffari per il servizio di trasporto per il terzo periodo di regolazione, l'Autorità ha disposto che l'impresa maggiore di trasporto predisponga, entro il 31 maggio 2009, un piano di adeguamento/manutenzione degli impianti di misura del trasporto gas. I contenuti del piano sono riportati nel successivo paragrafo 26.11.

26 Proposte di revisione della disciplina dell'attività di misura nel trasporto gas

26.1 Alla luce di quanto sopra descritto, l'Autorità intende confermare le proposte contenute nel documento per la consultazione 6 giugno 2006, opportunamente modificate per tenere conto delle disposizioni di cui alla deliberazione ARG/gas 159/08 e degli esiti dell'istruttoria conoscitiva sulla corretta applicazione delle previsioni in materia di gas non contabilizzato; in particolare si propone di:

- definire l'ambito del servizio di misura del trasporto gas, includendo nel suo perimetro gli impianti per la misura dei volumi fisici di gas e dell'energia delle reti di trasporto;
- definire un quadro certo di responsabilità e di obblighi del processo di misura del trasporto del gas, prevedendo in particolare di assegnare la responsabilità dell'attività di installazione e manutenzione e la responsabilità dell'attività di raccolta, validazione e registrazione delle misure all'impresa maggiore di trasporto;
- assicurare l'aggiornamento tecnologico dei sistemi di misura in modo da migliorare l'efficienza complessiva del sistema, prevedendo che l'impresa maggiore di trasporto definisca un programma di adeguamento tecnologico e di manutenzione degli impianti di misura;
- prevedere, sulla base del piano di adeguamento/manutenzione presentato dall'impresa maggiore di trasporto, che l'Autorità definisca le caratteristiche prestazionali minime della misura nel trasporto gas; con il medesimo provvedimento sono definite le tempistiche per l'adeguamento degli impianti di misura, che verrà realizzato in modo graduale attraverso la definizione di un programma di interventi;
- definire gli obblighi di disponibilità e di pubblicazione dei dati di misura, nonché gli obblighi di qualità del servizio di misura;
- determinare, con riferimento al perimetro individuato al primo alinea, un corrispettivo per la fornitura del servizio di misura del trasporto gas e la remunerazione dei soggetti che forniscono tale servizio;
- enucleare i costi relativi al servizio di misura del trasporto gas riconosciuti dalle tariffe regolate (distribuzione, stoccaggio, rigassificazione di Gnl).

S 46. Si condividono le proposte indicate? In caso negativo, per quali motivi? Quali altri criteri dovrebbero essere presi in considerazione e per quali motivi?

Definizione dell'ambito del servizio di misura del trasporto gas

26.2 Si propone che l'ambito del servizio di misura del trasporto gas sia definito includendo nel suo perimetro gli strumenti per la misura nei seguenti punti delle reti di trasporto:

- immissioni da produzioni nazionali;
- interconnessioni con i siti di stoccaggio;

- interconnessioni con i terminali di Gnl;
- interconnessioni con la rete nazionale di gasdotti per l'importazione;
- interconnessioni con sistemi di trasporto estero per l'esportazione;
- punti di riconsegna della rete regionale di trasporto a reti di distribuzione;
- punti di riconsegna della rete di trasporto a clienti finali;
- sistemi di misura del PCS e dei parametri di qualità del gas naturale delle aree omogenee di prelievo.

S 47. Si condividono i criteri per la perimetrazione dell'ambito del servizio di misura? In caso negativo, per quali motivi? Quali altri criteri dovrebbero essere presi in considerazione e per quali motivi?

Articolazione del servizio di misura del trasporto gas

26.3 Il servizio di misura del trasporto gas è articolato nelle seguenti attività:

- installazione e manutenzione degli impianti di misura (*metering*);
- raccolta, validazione e registrazione dei dati di misura (*meter reading*).

Responsabilità dell'attività di raccolta, validazione e registrazione dei dati di misura

26.4 L'Autorità intende attribuire la responsabilità dell'attività di raccolta, validazione e registrazione del dato di misura all'impresa maggiore di trasporto, anche al fine di predisporre il bilanciamento commerciale dell'intera rete di trasporto, come proposto nel paragrafo 23.10.

26.5 L'impresa maggiore di trasporto definisce le specifiche per la realizzazione del sistema informativo di acquisizione ed elaborazione dei dati di misura, e ne cura la realizzazione, la gestione e il coordinamento sia con i sistemi locali, sia con gli eventuali sistemi periferici. Tali specifiche dovranno essere approvate dall'Autorità.

26.6 L'impresa maggiore di trasporto, per l'attività di raccolta, validazione e registrazione del dato, potrà avvalersi di soggetti terzi (imprese di distribuzione, imprese di stoccaggio, ecc..) che opereranno sulla base di specifici accordi. In ogni caso, la quota di ricavo da riconoscere al soggetto terzo per il servizio di *meter reading* è determinata secondo i criteri indicati nel successivo paragrafo 33.5.

26.7 Nell'esercizio dell'attività, l'impresa maggiore di trasporto si attiene ad un rigoroso rispetto di quanto definito in materia di proprietà e disponibilità del dato di misura, con particolare riferimento alle tempistiche di messa a disposizione dei dati, che verranno definite in modo tale da garantire il corretto funzionamento del sistema.

S 48. Si condividono i criteri per l'assegnazione delle responsabilità dell'attività di meter reading? In caso negativo, per quali motivi? Quali altri criteri dovrebbero essere presi in considerazione e per quali motivi?

Responsabilità dell'attività di installazione e manutenzione dei misuratori

- 26.8 A differenza di quanto proposto nel documento per la consultazione 6 giugno 2006, nel quale si era indicato che l'attività di installazione e di manutenzione dei misuratori sarebbe rimasta in capo al soggetto proprietario dell'impianto di misura, l'Autorità intende attribuire la responsabilità di tale attività all'impresa maggiore di trasporto, in quanto:
- dispone del *know-how* tecnologico adeguato per garantire il processo di adeguamento degli impianti di misura;
 - l'attribuzione della responsabilità ad un soggetto sottoposto alla regolazione dell'Autorità permette di assicurare l'effettiva implementazione delle disposizioni in materia di adeguamento degli impianti di misura e la corretta manutenzione degli impianti.
- 26.9 L'impresa maggiore di trasporto, per l'attività di installazione e manutenzione, potrà avvalersi di soggetti terzi che opereranno sulla base di specifici accordi. In ogni caso la quota parte dei ricavi da riconoscere al soggetto terzo per il servizio di *metering* è determinata secondo i criteri indicati nel successivo paragrafo 33.6.
- 26.10 Nel caso in cui il soggetto terzo risulti inadempiente, l'impresa maggiore di trasporto, nell'ambito delle responsabilità assegnate, provvede alla realizzazione di un nuovo impianto di misura o alla corretta manutenzione dell'impianto di misura esistente.

S 49. Si condividono i criteri per l'assegnazione delle responsabilità dell'attività di metering? In caso negativo, per quali motivi? Quali altri criteri dovrebbero essere presi in considerazione e per quali motivi?

Caratteristiche prestazionali minime degli impianti di misura del trasporto gas e piano di adeguamento degli impianti

- 26.11 Ai sensi di quanto disposto dal punto 3, lettera a) della deliberazione VIS 8/09, l'impresa maggiore di trasporto propone un programma di adeguamento tecnologico e di manutenzione degli impianti di misura. Il piano di adeguamento e di manutenzione indica:
- la consistenza degli impianti di misura installati in ciascun punto di consegna e di riconsegna delle reti di trasporto (incluse le reti di trasporto non di proprietà) e i relativi proprietari;
 - le specifiche prestazionali degli impianti di misura e dei sistemi di telelettura che l'impresa maggiore di trasporto ritiene ottimali per la prestazione del servizio di misura;
 - il numero e la tipologia di impianti di misura che non soddisfano i requisiti prestazionali minimi;
 - il costo e le tempistiche per la realizzazione del piano di adeguamento degli impianti;
 - l'impatto stimato sulla riduzione del *GNC* associato allo stato di avanzamento del piano di adeguamento;

- la segnalazione di eventuali problematiche/carenze della normativa sulla misura.

26.12 L'Autorità valuta, con l'ausilio di un'apposita commissione di esperti (nominata dall'Autorità e con onere posto a capo dell'impresa maggiore di trasporto), le indicazioni contenute nel piano di cui al precedente paragrafo 26.11 e definisce:

- le caratteristiche prestazionali minime della misura;
- il piano di adeguamento degli impianti di misura e le relative tempistiche di attuazione;
- le tipologie di impianti di misura e i relativi costi standard;
- gli obiettivi di riduzione del *GNC*.

Obblighi di accesso agli impianti e di disponibilità del dato di misura

26.13 L'Autorità intende estendere l'ambito di applicazione delle disposizioni in materia di obblighi di accesso agli impianti e di disponibilità del dato di misura già introdotte con la deliberazione ARG/gas 159/08.

26.14 In particolare si prevede che:

- il proprietario/titolare dell'impianto di misura renda accessibile il proprio gruppo di misura o disponibili i dati di misura all'impresa maggiore di trasporto, secondo le specifiche definite dall'impresa maggiore di trasporto e soggette ad approvazione da parte dell'Autorità;
- l'impresa maggiore di trasporto utilizzi il dato di misura validato ai fini della predisposizione del bilancio commerciale della rete di trasporto e renda disponibile il dato di misura:
 - o ai clienti finali relativamente ai punti di riconsegna di competenza;
 - o a tutti i soggetti (utenti del servizio, altre imprese di trasporto, imprese di distribuzione, ecc..) che hanno necessità del dato di misura a fini tecnici e/o di fatturazione per i punti di misura di competenza.

26.15 Al soggetto responsabile dell'attività di *meter reading* è fatto obbligo di garantire la riservatezza dei dati di misura mediante la predisposizione di adeguate procedure, sottoposte all'approvazione da parte dell'Autorità, per evitare che tali dati vengano utilizzati da soggetti diversi da quelli direttamente interessati. In particolare, si prevede che, salvo il consenso scritto da parte del cliente finale, le misure rilevate nei punti di riconsegna non possano essere utilizzate per finalità diverse da quelle indicate nel precedente paragrafo 26.14.

26.16 Con specifico provvedimento, l'Autorità definisce le modalità e tempistiche di messa a disposizione del dato di misura ai diversi soggetti interessati in relazione alle necessità di un corretto funzionamento del sistema gas e secondo criteri non discriminatori.

27 Criteri per la regolazione tariffaria del servizio di misura del trasporto gas

27.1 L'Autorità intende confermare i principi generali di regolazione proposti nel documento per la consultazione 6 giugno 2006 prevedendo in particolare che:

- tutti gli *asset* e le attività funzionali al servizio di misura del trasporto gas costituiscono oggetto della regolazione e concorrono a identificare un sistema tariffario unitario definito dall’Autorità;
- il sistema tariffario deve incentivare l’attività di installazione di sistemi tecnologicamente adeguati, l’*upgrading* dei sistemi esistenti e la corretta manutenzione degli impianti in un’ottica di funzionamento coordinato e unitario;
- l’onerosità del sistema è in capo agli utenti del servizio di trasporto;
- un sistema di compensazione garantisce ai soggetti che prestano il servizio di misura le quote di ricavo riconosciute.

27.2 Si conferma pertanto che la definizione della disciplina tariffaria avverrà attraverso le seguenti fasi:

- calcolo del vincolo sui ricavi del servizio di misura nel trasporto gas mediante la determinazione di costi riferiti ad un sistema di misura tecnologicamente avanzato e ad un servizio fornito in condizioni di qualità ed efficienza;
- determinazione, a partire dal valore del vincolo sui ricavi, del corrispettivo per l’erogazione del servizio di misura da applicare nei punti di riconsegna delle reti di trasporto;
- individuazione dei costi di capitale e operativi relativi al servizio di misura, riconosciuti nelle vigenti discipline tariffarie delle attività regolate (distribuzione, trasporto, rigassificazione e stoccaggio), allo scopo di enucleare tali quote di costo dal calcolo dei vincoli sui ricavi di tali attività.

S 50. Si condividono i criteri generali per la determinazione del corrispettivo di misura? In caso negativo, per quali motivi? Quali altri criteri dovrebbero essere presi in considerazione e per quali motivi?

28 Modalità di determinazione del vincolo sui ricavi del servizio di misura del trasporto gas

28.1 Ai fini della determinazione del vincolo sui ricavi relativi al servizio di misura del trasporto gas, l’Autorità intende applicare i medesimi criteri illustrati nel capitolo 9. Pertanto la determinazione del vincolo sui ricavi avviene sommando le componenti, articolate nelle funzioni di *metering* e di *meter reading* di seguito indicate:

- remunerazione del capitale investito riconosciuto a fini regolatori;
- ammortamenti economico–tecnici;
- costi operativi riconosciuti.

28.2 L’impresa maggiore di trasporto calcola il vincolo sui ricavi del servizio di misura sulla base dei criteri di seguito illustrati, tenendo conto degli impianti di

misura risultanti dal programma di adeguamento di cui al paragrafo 26.12. Il calcolo è soggetto a verifica ed approvazione da parte dell'Autorità.

29 Modalità di determinazione del capitale investito riconosciuto del servizio di misura del trasporto gas

29.1 Ai fini della determinazione del capitale investito riconosciuto per il servizio di misura (*metering* e *meter reading*) si intendono applicare i medesimi criteri illustrati nel paragrafo 10.1.

Determinazione delle immobilizzazioni nette mediante il costo standard

29.2 L'Autorità conferma la proposta contenuta nel documento per la consultazione 6 giugno 2006, di determinare il valore delle immobilizzazioni nette applicando il costo standard relativamente ai seguenti punti di misura:

- punti di riconsegna della rete di trasporto;
- impianti per la misura del PCS;
- punti di consegna della produzione nazionale riconducibili a tipologie standard;
- nuovi impianti di misura realizzati dall'impresa maggiore di trasporto.

29.3 La determinazione del valore delle immobilizzazioni nette degli impianti di misura di cui al precedente paragrafo 29.2 avviene applicando un coefficiente di degrado al valore del costo standard. Il valore del coefficiente è determinato:

- in funzione della vita effettiva trascorsa dall'impianto di misura attualmente installato, come desumibile dai dati di bilancio o dalla documentazione di collaudo dell'impianto di misura;
- pari a 0,5, in tutti gli altri casi.

S 51. Si condividono i criteri generali per la determinazione delle immobilizzazioni nette mediante il metodo del costo standard? In caso negativo, per quali motivi? Quali altri criteri dovrebbero essere presi in considerazione e per quali motivi?

Determinazione delle immobilizzazioni nette mediante il metodo del costo storico

29.4 Per gli impianti di misura non riconducibili alle tipologie standard di cui al paragrafo 29.2 (impianti di misura installati in punti di entrata interconnessi con i gasdotti esteri, nelle immissioni dalle maggiori produzioni nazionali, nei siti di stoccaggio, nei punti di entrata interconnessi con terminali di Gnl) si propone di procedere alla determinazione delle immobilizzazioni nette mediante il metodo del costo storico rivalutato, secondo i criteri indicati nel capitolo 10.

29.5 Per la determinazione delle immobilizzazioni nette relative al *meter reading*, l'Autorità intende confermare l'applicazione del metodo del costo storico

rivalutato, in quanto l'individuazione di tipologie standard risulta di difficile determinazione.

- 29.6 Ai fini della determinazione del fondo di ammortamento economico-tecnico si utilizza la durata convenzionale tariffaria delle infrastrutture definita dall'Autorità e indicata nel successivo paragrafo 31.1.

S 52. Si condividono i criteri generali per la determinazione delle immobilizzazioni nette mediante il metodo del costo storico? In caso negativo, per quali motivi? Quali altri criteri dovrebbero essere presi in considerazione e per quali motivi?

30 La remunerazione del capitale investito riconosciuto del servizio di misura del trasporto gas

- 30.1 L'Autorità intende determinare la remunerazione del capitale investito riconosciuto per il servizio di misura del trasporto gas applicando i medesimi criteri indicati nel capitolo 11, prevedendo in particolare che i parametri rilevanti per la determinazione del *WACC* assumano i medesimi valori ivi indicati, ad eccezione del rischio sistematico dell'attività di misura, per il quale valgono le considerazioni di seguito espresse.

Rischio sistematico (β) per l'attività di misura

- 30.2 Con riferimento al livello di rischio del servizio di misura, si ritiene che il valore $\beta_{levered}$ debba essere definito in coerenza con le specificità operative di tale servizio, tenuto conto di quanto definito per il servizio di misura del settore della distribuzione gas. Ai soli fini della determinazione degli scenari di riferimento per la determinazione del *WACC* si è utilizzato il valore di $\beta_{levered}$, definito per il servizio di distribuzione del gas naturale pari a 0,73.

Scenari di riferimento per la fissazione del WACC

- 30.3 Sulla base dei parametri precedentemente indicati e riassunti nella Tabella 7 si arriva all'individuazione di un intervallo di valori del *WACC* reale *pre tax* per il servizio di misura del trasporto gas compreso tra il 6,1% e l'8,2%.

Tabella 7 – Intervallo di valori per la determinazione del *WACC* nel servizio di misura del trasporto gas

Parametro	Descrizione	Misura trasporto
<i>rf</i>	Tasso nominale attività prive di rischio	4,69%
<i>$\beta_{levered}$</i>	Rischio sistematico attività	0,73

<i>ERP</i>	Premio di mercato	4,00%	
<i>Kd</i>	Rendimento capitale di debito	5,14%	
<i>D/E</i>	Rapporto tra capitale di debito e capitale proprio	130%	80%
<i>T</i>	Aliquota fiscale	34%	38%
<i>tc</i>	Scudo fiscale	27,5%	
<i>rpi</i>	Inflazione	2,0%	1,2%
WACC	Costo ponderato medio del capitale	6,1%	8,2%

S 53. Si condividono le argomentazioni sopra esposte relativamente ai parametri che concorrono alla determinazione del WACC per il servizio di misura del trasporto gas? Se no, per quali motivi? Quali alternative si propongono?

31 La determinazione della quota di ammortamento del servizio di misura del trasporto gas

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

- a) calcoli la somma dell'attivo immobilizzato lordo delle singole categorie di cespiti che non hanno completato la loro durata convenzionale tariffaria al 31 dicembre 2008, secondo i criteri illustrati nel precedente capitolo 10;
- b) determini gli ammortamenti annui dividendo la somma di cui alla lettera a), al netto degli incrementi patrimoniali relativi alle immobilizzazioni in corso presenti nel bilancio al 31 dicembre 2008, per ogni categoria, per la durata convenzionale tariffaria riportata nella Tabella 8;
- c) sommi gli ammortamenti annui di cui alla precedente lettera b), relativi alle diverse categorie.

31.2 L'Autorità intende comunque valutare eventuali esigenze, opportunamente motivate e documentate dagli operatori, in merito all'identificazione di ulteriori categorie di cespiti rispetto a quelle riportate nella Tabella 8.

Tabella 8 – Durata convenzionale tariffaria delle categorie di cespiti relativi al servizio di misura

Categoria di cespiti	Anni
Fabbricati	40
Misuratori	20
Sistemi informativi	5
Altre immobilizzazioni materiali ed immateriali	10

S 54. Si ritengono condivisibili le durate convenzionali delle categorie di cespiti relative al servizio di misura? In caso negativo, per quale motivo e quali durate si propongono?

S 55. Si ritiene necessario introdurre nuove categorie di cespiti? In caso affermativo, quali categorie si ritiene opportuno introdurre e per quali motivi?

32 Determinazione dei costi operativi riconosciuti per il servizio di misura del trasporto gas

32.1 La quota di ricavo annuo riconducibile ai costi operativi per le attività di *metering* e di *meter reading* è proposta dall'impresa maggiore di trasporto e sottoposta a verifica dell'Autorità; in particolare:

- la quota parte di costi operativi dell'attività di *metering* per gli impianti di misura riconducibili a standard è riconosciuta secondo i criteri indicati nel successivo paragrafo 32.2;
- la quota parte di costi operativi dell'attività di *metering* per gli impianti di misura non riconducibili a standard è riconosciuta secondo i criteri indicati nel successivo paragrafo 32.3.
- la quota parte di costi operativi dell'attività di *meter reading* è riconosciuta secondo i criteri indicati nel successivo paragrafo 32.5.

Determinazione del costo operativo di metering riconosciuto per gli impianti di misura riconducibili a tipologie standard

32.2 I costi operativi riconosciuti per l'attività di *metering* relativamente agli impianti di misura riconducibili a standard sono definiti in maniera parametrica, in misura pari ad un valore percentuale del costo standard dell'impianto di misura determinato secondo i criteri indicati nel paragrafo 29.2.

Determinazione del costo operativo di metering riconosciuto per gli impianti di misura non riconducibili a tipologie standard

- 32.3 I costi operativi riconosciuti per l'attività di *metering* relativamente agli impianti di misura non riconducibili a standard sono proposti dall'impresa maggiore di trasporto e sottoposti a verifica da parte dell'Autorità.
- 32.4 Ai fini della verifica di cui al precedente paragrafo 32.3, l'Autorità terrà conto di tutte le spese operative e di carattere generale attribuibili al servizio di misura del trasporto gas effettivamente sostenute dai soggetti regolati titolari di impianti di misura non riconducibili a standard (imprese di rigassificazione, stoccaggio, trasporto, produttori) nell'esercizio 2008 come risultanti dai bilanci d'esercizio sottoposti a revisione contabile e dai conti annuali separati predisposti dagli esercenti ai sensi della deliberazione n. 11/07.

Determinazione del costo operativo di meter reading

- 32.5 I costi operativi riconosciuti per l'attività di *meter reading* sono proposti dall'impresa maggiore di trasporto e sottoposti a verifica da parte dell'Autorità.
- 32.6 Ai fini della verifica di cui al precedente paragrafo 32.5, l'Autorità terrà conto di tutte le spese operative e di carattere generale attribuibili al servizio di misura del trasporto gas effettivamente sostenuto dalle imprese di trasporto nell'esercizio 2008, come risultanti dai bilanci d'esercizio sottoposti a revisione contabile e dai conti annuali separati predisposti dagli esercenti ai sensi della deliberazione n. 11/07.
- 32.7 Ai fini della determinazione dei costi operativi si applicano i medesimi criteri descritti nei paragrafi da 13.1 a 13.5.

S 56. Si condividono i criteri proposti per la determinazione dei costi operativi? In caso contrario quali criteri ritenete opportuno adottare e per quali motivi?

33 Determinazione del corrispettivo per l'erogazione del servizio di misura del trasporto gas

- 33.1 Il corrispettivo per il servizio di misura, determinato a partire dal vincolo sui ricavi, è applicato in ciascun punto di riconsegna della rete di trasporto.
- 33.2 L'articolazione dei corrispettivi relativi al servizio di misura è definita dall'Autorità su proposta dell'impresa maggiore di trasporto.
- 33.3 Ai fini della sua articolazione, si ritiene opportuno che i criteri tariffari permettano che il corrispettivo per il servizio di misura:
- sia noto *ex ante*, in modo tale che gli utenti del servizio conoscano a priori la propria posizione di costo;
 - sia caratterizzato da semplicità di applicazione.
- 33.4 Si ritiene opportuno articolare il corrispettivo per l'erogazione del servizio di misura secondo due corrispettivi specifici:

- il corrispettivo relativo alla funzione di *meter reading*;
 - il corrispettivo relativo alla funzione di *metering*.
- 33.5 Il corrispettivo di *meter reading*, determinato a partire dal vincolo sui ricavi del *meter reading*, è dimensionato sulla base del numero complessivo dei punti di riconsegna della rete di trasporto ed assume pertanto un valore indifferenziato per ciascun punto di misura.
- 33.6 Il corrispettivo di *metering*, determinato a partire dal vincolo sui ricavi del *metering*, è dimensionato sulla base della capacità prevista in conferimento nei punti di riconsegna.
- 33.7 Nel caso in cui si adottino i criteri di conferimento descritti nei paragrafi da 22.23 a 22.25, il dimensionamento del corrispettivo di *metering* avviene con riferimento alle capacità determinate secondo i criteri individuati nel paragrafo 22.25.

S 57. Si condividono i criteri proposti per la determinazione dei corrispettivi per l'erogazione del servizio di misura? In caso contrario quali criteri ritenete opportuno adottare e per quali motivi?

34 Riconoscimento dei ricavi ai soggetti terzi che svolgono l'attività di misura per conto dell'impresa maggiore di trasporto

- 34.1 L'impresa maggiore di trasporto all'inizio di ciascun anno termico calcola i ricavi spettanti annualmente a tutti i soggetti terzi di cui si avvale per l'attività di *metering* e di *meter reading* e comunica gli importi all'Autorità, ai fini della loro approvazione, e ai soggetti che prestano il servizio di misura.
- 34.2 Nel corso dell'anno termico, l'impresa maggiore di trasporto riscuote mensilmente dagli utenti del servizio di misura i ricavi derivanti dall'applicazione dei corrispettivi di misura (articolati nelle componenti *metering* e *meter reading*).
- 34.3 Nel caso in cui si verificano scostamenti tra i ricavi riconosciuti e i ricavi effettivi si prevede l'introduzione di una componente tariffaria addizionale ai corrispettivi di cui al paragrafo 33.4.
- 34.4 L'impresa di trasporto versa annualmente ai soggetti che erogano l'attività di *metering* e di *meter reading* i ricavi di competenza.

S 58. Si condividono i criteri proposti per il riconoscimento dei ricavi ai soggetti che erogano il servizio di misura? In caso contrario quali criteri ritenete opportuno adottare e per quali motivi?

35 Verifica dell'applicazione del piano di adeguamento e di manutenzione degli impianti di misura

- 35.1 L'impresa maggiore di trasporto trasmette annualmente un rapporto che descrive:
- la consistenza degli impianti di misura e lo stato di avanzamento del piano di adeguamento di cui al paragrafo 26.12;
 - gli interventi di manutenzione effettuati, con indicazione delle criticità riscontrate (problema di accesso all'impianto di misura, mancato accordo con il soggetto titolare dell'impianto, problematiche in materia di verifiche dell'impianto, ecc.);
 - i punti di misura nei quali l'impresa intende procedere con la realizzazione di un nuovo impianto di misura.
- 35.2 L'Autorità verifica, anche tramite controlli a campione, l'effettiva attuazione del piano di adeguamento degli impianti di misura e le informazioni trasmesse ai sensi del precedente paragrafo 35.1.

36 Meccanismi di incentivazione e di penalizzazione

- 36.1 Qualora l'impresa maggiore di trasporto non provveda all'adeguamento tecnologico degli impianti di misura entro i termini previsti dal piano di cui al paragrafo 26.12, o non assicuri la corretta manutenzione dei medesimi, non sarà riconosciuta alcuna quota di ricavo per detti impianti.
- 36.2 L'Autorità valuterà l'introduzione di un sistema di incentivi in materia di qualità del servizio di misura per il riconoscimento dei maggiori livelli qualitativi del servizio e di penalizzazioni nel caso di mancato raggiungimento delle prestazioni minime.

37 Aggiornamento annuale dei ricavi e del corrispettivo di misura

- 37.1 Ai fini dell'aggiornamento annuale dei ricavi, l'Autorità intende procedere in coerenza con i criteri proposti nel capitolo 20, tenendo conto dei nuovi punti di misura o della variazione dei punti di misura esistenti, secondo le modalità di seguito indicate.
- 37.2 In particolare, si propone che:
- a) l'aggiornamento della quota parte di ricavo riconducibile al capitale investito riconosciuto avvenga secondo i criteri indicati nel paragrafo 20.1; il valore delle immobilizzazioni nette relative ai nuovi punti di misura riconducibili a standard è determinato secondo i criteri di cui al paragrafo 29.2; durante il periodo di regolazione il costo standard è aggiornato mediante l'applicazione del deflatore degli investimenti fissi lordo;

- b) l'aggiornamento della quota parte di ricavo riconducibile agli ammortamenti avvenga secondo i criteri indicati nel paragrafo 20.3;
- c) l'aggiornamento della quota parte dei ricavi riconducibile ai costi operativi avverrà secondo il criterio del *price cap*, prevedendo un tasso annuale di recupero di produttività determinato in relazione all'incremento di efficienza atteso per il servizio di misura del trasporto gas nel periodo di regolazione 2009-2012.

37.3 In relazione al ricalcolo annuale dei ricavi consentiti, l'impresa maggiore di trasporto, provvede a proporre l'aggiornamento dei corrispettivi di cui al paragrafo 33.4, soggetti ad approvazione da parte dell'Autorità.

S 59. Si condividono i criteri proposti per l'aggiornamento dei ricavi relativi al servizio di misura? In caso contrario quali criteri ritenete opportuno adottare e per quali motivi?

38 Enucleazione dei costi relativi al servizio di misura del trasporto gas riconosciuti dalle tariffe regolate

38.1 La determinazione dell'ambito del servizio di misura con riferimento al perimetro indicato nel paragrafo 26.2, comporta che le tariffe dei servizi regolati di stoccaggio, di rigassificazione di Gnl e di distribuzione siano determinate escludendo i costi relativi al servizio di misura del trasporto gas, secondo le modalità seguenti:

- individuazione delle immobilizzazioni lorde e nette dei cespiti relativi al servizio di misura iscritte a bilancio e remunerate dalla tariffa;
- identificazione dell'ammontare di costi operativi relativi al servizio di misura ricompresi nel valore di costi operativi riconosciuti in tariffa;
- ricalcolo del capitale investito netto con esclusione delle immobilizzazioni attribuite al servizio di misura;
- ricalcolo della componente di ricavo riconducibile agli ammortamenti con esclusione delle immobilizzazioni attribuite al servizio di misura;
- ricalcolo del corrispettivo unitario variabile con esclusione dei costi operativi attribuibili al servizio di misura.

38.2 L'individuazione dei costi operativi relativi al servizio di misura da escludere nel ricalcolo delle tariffe dei servizi regolati avverrà con riferimento ai prospetti trasmessi ai sensi della deliberazione n. 11/07 per l'attività di rigassificazione di Gnl, di stoccaggio e di distribuzione. Nel caso in cui tale determinazione non fosse possibile, si ritiene opportuno prevedere che le imprese siano tenute a fornire indicazione di tali costi, mediante la presentazione di un prospetto di riconciliazione con i dati trasmessi ai sensi della deliberazione n. 11/07.

S 60. Si condividono i criteri proposti per l'enucleazione dei costi relativi al servizio di misura riconosciuti nei servizi regolati? In caso contrario quali criteri ritenete opportuno adottare e per quali motivi?

ALLEGATO 1 – ESEMPIO DI DETERMINAZIONE DELLA CAPACITÀ DI TRASPORTO ATTRIBUITA AGLI UTENTI NEI PUNTI DI RICONSEGNA DELLA RETE REGIONALE DEI GASDOTTI CHE ALIMENTANO IMPIANTI DI DISTRIBUZIONE

Negli esempi successivi le società di vendita 1 e 2 sono servite dall'utente del servizio di trasporto 1, mentre le società di vendita 3 e 4 sono servite dall'utente 2.

Definizioni

Capacità standard: per capacità standard si intende la capacità di riconsegna della distribuzione associata a ciascuna società di vendita, pari alla sommatoria delle capacità dei clienti serviti dalla società di vendita. La capacità dei clienti finali è determinata applicando i profili di prelievo standard, di cui alla deliberazione della deliberazione 2 febbraio 2007, n. 17/07, ai consumi registrati da ciascun cliente nell'anno termico precedente a quello considerato;

Capacità disponibile: per capacità disponibile si intende la capacità di trasporto disponibile nel punto di riconsegna, pubblicata da Snam Rete Gas ad inizio di anno termico;

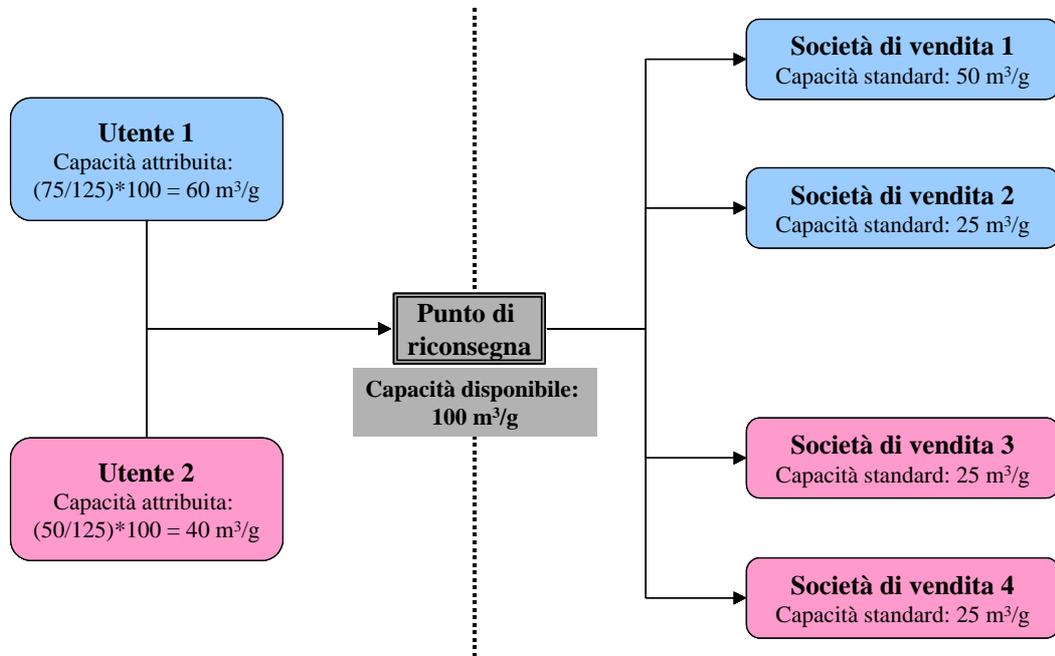
Capacità attribuita: per capacità attribuita si intende la capacità di trasporto attribuita agli utenti nel punto di riconsegna del trasporto ai fini del pagamento dei corrispettivi di capacità della rete di trasporto regionale, determinata applicando la seguente formula:

$$CA_i = \frac{CS_i}{CS_{tot}} * CD$$

dove:

- CA_i è la capacità di trasporto attribuita all'utente *i-esimo*;
- CS_i è la capacità standard riconducibile alle società di vendita servite dall'utente *i-esimo*;
- CS_{tot} è la capacità standard complessiva di tutti i clienti finali sottesi al punto di riconsegna del trasporto;
- CD è la capacità disponibile nel punto di riconsegna considerato.

Esempio 1- Capacità disponibile inferiore alla capacità standard dei clienti finali sottesi al punto di riconsegna (le grandezze fisiche indicate hanno una valenza esclusivamente esemplificativa).



Esempio 2 - Capacità disponibile superiore alla capacità standard associata dei clienti finali sottesi al punto di riconsegna

