

**DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE**

**330/2013/R/GAS**

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

**– Determinazione dei corrispettivi tariffari –**

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 7  
febbraio 2013, 45/2013/R/GAS

Mercato di incidenza: gas naturale

*25 luglio 2013*

### *Premessa*

*Il presente documento per la consultazione si inserisce nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione 7 febbraio 2013, 45/2013/R/GAS (di seguito: deliberazione 45/2013/R/GAS), per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità per l'attività di trasporto del gas naturale per il periodo di regolazione 2014 – 2017 (quarto periodo di regolazione), ai sensi dell'articolo 23, comma 2, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164.*

*Il presente documento fa seguito al documento per la consultazione 18 aprile 2013, 164/2013/R/GAS (di seguito: documento per la consultazione 164/2013/R/GAS) relativo alle modalità di determinazione dei ricavi riconosciuti.*

*Nel presente documento sono analizzate le tematiche relative alle modalità di determinazione delle tariffe per il servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale. Il presente documento tiene conto anche delle proposte di modifica in materia di criteri di conferimento della capacità di trasporto nei punti di riconsegna prospettate nel documento per la consultazione 317/2013/R/GAS pubblicato in data 18 luglio 2013.*

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità le proprie osservazioni e proposte in forma scritta, compilando l'apposito modulo interattivo disponibile sul sito internet dell'Autorità o tramite posta elettronica (consultazioneqprtrasporto@autorita.energia.it) entro il 23 settembre 2013. Le osservazioni e le proposte pervenute saranno pubblicate sul sito internet dell'Autorità. Pertanto, qualora i partecipanti alla consultazione intendano salvaguardare la riservatezza di dati e informazioni, motiveranno tale richiesta contestualmente a quanto inviato in esito al presente documento, evidenziando in apposite appendici le parti che si intendono sottrarre alla pubblicazione. In tale caso i soggetti interessati dovranno inviare su supporto informatico anche la versione priva delle parti riservate, destinata alla pubblicazione.*

**Autorità per l'energia elettrica e il gas  
Direzione Infrastrutture, Unbundling e Certificazione  
Piazza Cavour, 5 - 20121 Milano**

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

## INDICE

<b>PARTE I OGGETTO DELLA CONSULTAZIONE E INQUADRAMENTO PROCEDURALE .....</b>	<b>4</b>
<b>1 Premessa .....</b>	<b>4</b>
<b>2 Inquadramento procedurale.....</b>	<b>4</b>
<b>3 Struttura del documento .....</b>	<b>5</b>
<b>PARTE II QUADRO NORMATIVO ESISTENTE E OBIETTIVI PERSEGUITI</b>	<b>6</b>
<b>4 Quadro normativo di riferimento .....</b>	<b>6</b>
<b>5 Obiettivi perseguiti .....</b>	<b>6</b>
<b>6 Orientamenti per la determinazione delle tariffe per il quarto periodo di regolazione.....</b>	<b>8</b>
<b>PARTE III STRUTTURA E ARTICOLAZIONE TARIFFARIA .....</b>	<b>9</b>
<b>7 Tariffa di trasporto per il servizio continuo su base annuale.....</b>	<b>9</b>
<b>8 Corrispettivo per la copertura dei costi operativi .....</b>	<b>10</b>
<b>9 Corrispettivi relativi alla rete nazionale di gasdotti.....</b>	<b>10</b>
<i>Simulazione dei flussi di gas nella rete alla punta di consumo.....</i>	<i>11</i>
<i>Determinazione del costo di trasporto unitario sulla base della capacità di trasporto in funzione del diametro .....</i>	<i>12</i>
<i>Determinazione della matrice entry–exit c.d. estesa.....</i>	<i>13</i>
<i>Determinazione della matrice entry–exit c.d. ridotta.....</i>	<i>13</i>
<i>Calcolo dei corrispettivi nodali (<math>CP_e</math> e <math>CP_u</math>).....</i>	<i>14</i>
<i>Metodologie alternative per la determinazione dei corrispettivi .....</i>	<i>14</i>
<b>10 Corrispettivi relativi alla rete regionale di trasporto .....</b>	<b>15</b>
<i>Modifica dei criteri di conferimento della rete regionale di trasporto .....</i>	<i>16</i>
<b>11 Tariffe e conferimenti di trasporto infrannuali.....</b>	<b>16</b>
<b>12 Tariffe per il servizio di trasporto interrompibile.....</b>	<b>18</b>
<b>13 Corrispettivi per la fornitura di servizi opzionali .....</b>	<b>18</b>
<b>14 Corrispettivo per la misura del servizio di trasporto.....</b>	<b>19</b>
<b>PARTE IV MODALITA' DI RICONOSCIMENTO e allocazione DEI COSTI ASSOCIATI Agli autoCONSUMI E ALLE PERDITE DI RETE .....</b>	<b>20</b>
<b>15 Riconoscimento dei costi associati agli autoconsumi e al gas non contabilizzato</b>	<b>20</b>
<b>16 Riconoscimento dei costi associati alle perdite di rete.....</b>	<b>20</b>
<b>17 Criteri di allocazione dei costi associati ad autoconsumi, perdite di rete e gas non contabilizzato .....</b>	<b>24</b>

## **PARTE I**

### **OGGETTO DELLA CONSULTAZIONE E INQUADRAMENTO PROCEDURALE**

#### **1 Premessa**

- 1.1 Il 31 dicembre 2013 si conclude il terzo periodo di regolazione tariffaria dell'attività di trasporto e di dispacciamento del gas naturale, disciplinato dalla deliberazione dell'Autorità 1 dicembre 2009, ARG/gas 184/09 (di seguito: deliberazione ARG/gas 184/09).
- 1.2 In vista di tale scadenza l'Autorità, con deliberazione 45/2013/R/GAS, ha avviato il procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità del servizio per l'attività di trasporto e di dispacciamento di gas naturale per il quarto periodo di regolazione, vale a dire per il periodo 2014 – 2017 (di seguito: procedimento sulle tariffe di trasporto del gas naturale).
- 1.3 In data 18 aprile 2013, l'Autorità ha pubblicato un primo documento per la consultazione (documento per la consultazione 164/2013/R/GAS) relativo alle modalità di determinazione dei ricavi riconosciuti.
- 1.4 In data 9 maggio 2013, l'Autorità ha pubblicato il documento per la consultazione (DCO 192/2013/R/GAS) relativo alla regolazione della qualità del servizio di trasporto del gas naturale.
- 1.5 Il presente documento propone per la consultazione gli orientamenti dell'Autorità in relazione ai criteri di determinazione delle tariffe per il servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale.
- 1.6 Il presente documento tiene conto anche delle proposte di modifica in materia di criteri di conferimento della capacità di trasporto nei punti di riconsegna prospettate nel DCO 317/2013/R/GAS pubblicato in data 18 luglio 2013.
- 1.7 I criteri di determinazione delle tariffe tengono conto dell'evoluzione della normativa comunitaria ed in particolare del processo di armonizzazione attualmente in corso in ambito europeo della struttura tariffaria del servizio di trasporto e dispacciamento.
- 1.8 Le proposte dell'Autorità in merito ai criteri per la determinazione dei corrispettivi sono state sviluppate con l'obiettivo di assicurare la non discriminazione degli utenti, promuovere la concorrenza, anche in prospettiva di maggiore integrazione con i mercati esteri, e garantire l'aderenza ai costi di erogazione del servizio.

#### **2 Inquadramento procedurale**

- 2.1 Successivamente all'emanazione del presente documento per la consultazione, la Direzione Infrastrutture intende effettuare incontri tematici con i soggetti interessati al fine di presentare e approfondire gli argomenti oggetto di consultazione.

- 2.2 La fase di consultazione relativa al presente documento si concluderà il 23 settembre 2013, data ultima per l'invio di osservazioni scritte e commenti. Successivamente a tale data, verranno pubblicate e rese disponibili sul sito internet dell'Autorità le osservazioni ricevute.
- 2.3 L'approvazione del provvedimento finale è prevista entro il mese di ottobre del 2013.

### **3 Struttura del documento**

- 3.1 Il presente documento di consultazione, oltre alla presente parte introduttiva (Parte I), è organizzato in ulteriori tre parti ed in particolare:
- Parte II, nella quale vengono richiamati gli obiettivi specifici perseguiti con il procedimento;
  - Parte III, nella quale sono descritti i criteri generali di articolazione della struttura tariffaria;
  - Parte IV, nella quale sono descritti i criteri di riconoscimento dei costi relativi ai consumi delle centrali di compressione e le perdite di rete.

## PARTE II

### QUADRO NORMATIVO ESISTENTE E OBIETTIVI PERSEGUITI

#### 4 Quadro normativo di riferimento

- 4.1 In merito al quadro normativo di riferimento, si rimanda a quanto già riportato nel documento per la consultazione 164/2013/R/GAS. Vengono tuttavia di seguito richiamati alcuni riferimenti normativi di particolare rilievo per quanto concerne la determinazione dei corrispettivi tariffari.
- 4.2 In primo luogo, si segnala che a livello europeo il processo di definizione delle Linee Guida sulle norme per l'armonizzazione delle strutture tariffarie nel settore del gas naturale, predisposte dall'Agenzia per il Coordinamento dei Regolatori Europei (ACER), è ancora in fase di evoluzione. Tale processo di armonizzazione è finalizzato ad incrementare la concorrenzialità nel mercato del gas attraverso una maggiore integrazione dei singoli mercati europei. Le Linee Guida dovranno definire le indicazioni di carattere tariffario che l'organismo europeo di rappresentanza degli operatori di trasporto di gas naturale (ENTSO-G) dovrà rispettare nella stesura del relativo Codice di rete europeo. A tal proposito, si evidenzia che il processo di convergenza nella struttura delle tariffe potrebbe incidere sulla modalità di allocazione dei costi ai diversi punti di entrata e uscita della rete di trasporto nazionale del gas, nel caso in cui fossero adottate metodologie differenti rispetto a quelle attualmente applicate nel contesto italiano. Allo stato attuale dei lavori, il testo delle Linee Guida non sembrerebbe comportare per il sistema del trasporto gas italiano significative modifiche dei criteri tariffari attualmente in vigore, in particolare per quanto riguarda l'applicazione della metodologia *entry-exit* a matrice. Peraltro, stanti le attuali tempistiche di stesura e approvazione dei codici di rete, tali norme non dovrebbero diventare cogenti nel breve periodo, bensì indicativamente al termine del prossimo periodo di regolazione.
- 4.3 In secondo luogo si segnala che, in relazione alle misure volte alla promozione della concorrenza e al sostegno del sistema industriale italiano, il comma 2 bis, dell'articolo 38 del decreto legge 22 giugno 2012, n. 83, convertito con modificazioni, dalla legge 7 agosto 2012, n. 134 (di seguito: Decreto Sviluppo) prevede che l'Autorità provveda ad adeguare il sistema delle tariffe di trasporto del gas naturale secondo criteri che rendano più flessibile ed economico il servizio di trasporto a vantaggio dei soggetti con maggiore consumo di gas naturale.

#### 5 Obiettivi perseguiti

- 5.1 Gli obiettivi generali di intervento sono stati definiti con la deliberazione 45/2013/R/GAS di avvio del procedimento per il quarto periodo di regolazione delle tariffe di trasporto, in coerenza con le Linee Strategiche adottate dall'Autorità con la deliberazione 26 luglio 2012, 308/2012/A per il triennio

2012-2014. In particolare, l'Autorità ha disposto che nella formazione dei provvedimenti finali si tenesse conto delle seguenti esigenze:

- a) introdurre principi di maggiore selettività nell'incentivazione dei nuovi investimenti rispetto al terzo periodo di regolazione;
- b) introdurre meccanismi di regolazione che inducano gli operatori ad incrementare, rispetto al terzo periodo di regolazione, la propria efficienza e a garantire l'utilizzo di soluzioni tecnologiche innovative nella realizzazione di nuovi investimenti;
- c) introdurre meccanismi per assicurare la compartecipazione delle imprese di trasporto al rischio derivante dal mancato utilizzo delle nuove infrastrutture;
- d) assicurare la coerenza dei criteri di regolazione tariffaria con la disciplina in fase di evoluzione in materia di determinazione dei criteri tecnico-economici di allacciamento alle reti di trasporto;
- e) avviare lo sviluppo di strumenti di incentivazione al miglioramento del servizio erogato basati sulla rilevazione e misura degli *output*;
- f) semplificare la regolazione della qualità commerciale del servizio di trasporto del gas naturale.

- 5.2 Per quanto concerne i criteri di determinazione dei corrispettivi, inoltre, si intende assicurare la coerenza della metodologia adottata con l'evoluzione del quadro regolatorio europeo.
- 5.3 La convergenza tra criteri tariffari adottati in ambito europeo e quelli adottati nel contesto italiano è infatti 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.
- 5.4 La necessità di assicurare un livello minimo di convergenza nei criteri tariffari è riconosciuta anche dalla normativa europea. Il regolamento n. 715/2009 all'articolo 13, comma 2, dispone infatti, che qualora le differenze nelle strutture tariffarie o nei meccanismi di bilanciamento ostacolino gli scambi tra i sistemi di trasporto, e fatto salvo l'articolo 41, paragrafo 6, della direttiva 2009/73/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.
- 5.5 Come già illustrato nel precedente paragrafo 4.2, l'attività di armonizzazione dei criteri tariffari a livello europeo è guidata dall'ACER, e sono attualmente in fase di pubblicazione le relative Linee Guida. Come già sottolineato, non si rilevano scostamenti significativi tra le proposte in discussione e i criteri di regolazione adottati nel contesto italiano.

## **6 Orientamenti per la determinazione delle tariffe per il quarto periodo di regolazione**

6.1 L'Autorità ritiene opportuno sottoporre a consultazione i seguenti orientamenti:

- a) confermare l'adozione del modello tariffario *entry-exit* ai fini della determinazione dei corrispettivi di entrata e uscita della rete nazionale di gasdotti;
- b) valutare l'introduzione di affinamenti alla procedura di calcolo dei corrispettivi della rete di trasporto nazionale, al fine di assicurare una maggiore corrispondenza ai costi;
- c) garantire una maggiore trasparenza nel processo di determinazione dei corrispettivi di rete nazionale, prevedendo che l'impresa maggiore di trasporto renda disponibile agli utenti del servizio gli elementi informativi rilevanti ai fini della determinazione dei corrispettivi delle rete nazionale;
- d) confermare la determinazione di un corrispettivo della rete regionale di gasdotti sulla base della metodologia a francobollo, non differenziato in funzione dei prelievi o della capacità impegnata;
- e) prevedere una revisione delle riduzioni del corrispettivo regionale previste nei casi di avviamento, prelievi fuori punta e punti di riconsegna localizzati entro 15 km dalla rete nazionale di gasdotti, al fine di evitare sussidi incrociati e discriminazioni tra utenti;
- f) confermare l'allocazione in natura dei quantitativi di gas a copertura delle perdite di rete e dei consumi delle centrali di compressione prevedendo contestualmente una modifica delle modalità di determinazione dei coefficienti per l'allocazione di detti costi agli utenti della rete;
- g) introdurre un corrispettivo capacitivo unico per la copertura dei costi operativi riconosciuti, da applicare alla capacità impegnata nei punti di entrata della rete nazionale di gasdotti;
- h) confermare le modalità di determinazione dei corrispettivi relativi alla capacità interrompibile;
- i) valutare l'introduzione di nuove modalità di applicazione dei corrispettivi al fine di assicurare la copertura dei costi del servizio, in presenza di conferimenti di capacità per periodi inferiori all'anno; in particolare prevedere che il corrispettivo sia applicato alla capacità giornaliera massima impegnata nel periodo di utilizzo del servizio di trasporto;
- j) confermare le modalità di determinazione del corrispettivo per la copertura dei costi del servizio di misura del trasporto, prevedendo l'applicazione di un corrispettivo capacitivo alla capacità impegnata nei punti di riconsegna.

## PARTE III

### STRUTTURA E ARTICOLAZIONE TARIFFARIA

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

- 7.1 Per il quarto periodo di regolazione l'Autorità intende apportare alcuni affinamenti ai criteri di determinazione dei corrispettivi di trasporto in modo da adottare una struttura tariffaria che rifletta maggiormente i costi del servizio.
- 7.2 In particolare, come già anticipato nel precedente documento per la consultazione, l'Autorità sta valutando l'opportunità di eliminare il corrispettivo unitario variabile ed adottare esclusivamente corrispettivi di natura capacitiva, in quanto i costi oggetto di copertura sono prevalentemente fissi.
- 7.3 La tariffa  $T$  applicata dall'impresa di trasporto all'utente del servizio di trasporto continuo su base annuale sarà calcolata secondo la seguente formula:

$$T = (K_e * CP_e) + (K_u * CP_u) + (K_r * CR_r) + (K_e * CP_o)$$

dove:

- a)  $K_e$  è la capacità conferita all'utente nel punto di entrata  $e$  della rete nazionale di gasdotti, espressa in metri cubi/giorno;
  - b)  $CP_e$  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;
  - c)  $K_u$  è la capacità conferita all'utente nel punto di uscita  $u$  della rete nazionale di gasdotti, espressa in metri cubi/giorno;
  - d)  $CP_u$  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;
  - e)  $K_r$  è la capacità conferita all'utente nel punto di riconsegna  $r$  delle reti regionali di gasdotti, espressa in metri cubi /giorno;
  - f)  $CR_r$  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;
  - g)  $CP_o$  è il corrispettivo unitario di capacità per la copertura dei costi operativi, unico a livello nazionale, applicato ai conferimenti di capacità nei punti di entrata della rete nazionale di gasdotti, espresso in euro/anno/metro cubo/giorno.
- 7.4 L'eliminazione del corrispettivo variabile dovrebbe comportare una redistribuzione dell'allocatione dei costi tra i diversi utenti del servizio a vantaggio degli utenti caratterizzati da un maggiore fattore di utilizzo della capacità impegnata. Tuttavia, sulla base delle prime simulazioni effettuate, l'effetto di redistribuzione dovrebbe essere limitato, in quanto gli utenti presentano fattori di utilizzo sostanzialmente comparabili.

## 8 Corrispettivo per la copertura dei costi operativi

- 8.1 L'Autorità, come anticipato nel primo documento per la consultazione, intende introdurre un corrispettivo capacitivo per la copertura dei costi operativi. Tale soluzione consente di riflettere la struttura dei costi del servizio, in quanto i costi operativi sostenuti dalle imprese di trasporto sono prevalentemente costi fissi e pertanto non dipendono dai volumi trasportati.
- 8.2 L'utilizzo di un corrispettivo capacitivo consente peraltro di assicurare la copertura dei costi del servizio in quanto il gettito ottenuto, a differenza del corrispettivo variabile, è meno influenzato da aspetti di natura congiunturale.
- 8.3 Ai fini del calcolo del corrispettivo, l'impresa maggiore di trasporto, con riferimento al primo anno termico del periodo di regolazione, divide la somma complessiva delle quote di ricavi  $RT^E$  di tutte le imprese di trasporto per la capacità prevista in conferimento nei punti di entrata della rete di trasporto.
- 8.4 Il corrispettivo sarà aggiornato in corso del periodo di regolazione applicando il metodo del *price cap*.
- 8.5 In alternativa si potrebbe prevedere l'aggiornamento della componente di ricavo a copertura dei costi operativi, attraverso l'applicazione del recupero di produttività e del tasso di inflazione direttamente alla quota di ricavo  $RT^E$ , invece che al corrispettivo. In tal caso il corrispettivo verrebbe definito con riferimento a ciascun anno, sulla base della capacità prevista in conferimento nei punti di entrata della rete.
- 8.6 Si ricorda infine che anche la determinazione di un corrispettivo unico per la copertura dei costi operativi, come già nel caso del corrispettivo unitario variabile applicato nei precedenti periodi di regolazione, richiederebbe la suddivisione dei ricavi associati tra le imprese di trasporto, attraverso un apposito accordo di ripartizione.

*S 1. Osservazioni in merito all'introduzione di un corrispettivo capacitivo per la copertura dei costi operativi.*

*S 2. Osservazioni in merito ad eventuali effetti sul funzionamento del mercato, derivanti dall'applicazione di un corrispettivo capacitivo nei punti di entrata della rete nazionale.*

## 9 Corrispettivi relativi alla rete nazionale di gasdotti

- 9.1 L'Autorità intende confermare, anche per il quarto periodo di regolazione, l'adozione di un modello tariffario *entry-exit*, in coerenza con le disposizioni normative nazionali (articolo 23, comma 3, del decreto legislativo n. 164/00) e con gli orientamenti espressi in ambito europeo.
- 9.2 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.

- 9.3 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 prevedibilità.
- 9.4 Per quanto concerne le modalità di calcolo dei corrispettivi unitari, l'Autorità è orientata a confermare sostanzialmente i criteri generali attualmente in vigore. La procedura per la determinazione dei corrispettivi unitari di trasporto della matrice *entry-exit* può essere ricondotta alla seguente articolazione procedurale:
1. simulazione dei flussi di gas nella rete alla punta di consumo;
  2. determinazione del costo di trasporto unitario sulla base della capacità di trasporto in funzione del diametro;
  3. determinazione della matrice *entry-exit* c.d. estesa;
  4. determinazione della matrice *entry-exit* c.d. ridotta;
  5. calcolo dei corrispettivi nodali ( $CP_e$  e  $CP_u$ ).

#### ***Simulazione dei flussi di gas nella rete alla punta di consumo***

- 9.5 Il perimetro al quale si applica la procedura di calcolo dei corrispettivi *entry-exit* è rappresentato dalla rete nazionale di gasdotti, che viene definita ed aggiornata con cadenza annuale dal Ministero dello Sviluppo Economico ai sensi dell'articolo 9 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164.
- 9.6 L'impresa maggiore di trasporto definisce annualmente lo scenario per la stima dei flussi di gas alla punta di consumo con riferimento al livello di immissioni e prelievi attesi nel periodo invernale, tipicamente un giorno lavorativo della seconda settimana di gennaio. In particolare lo scenario considerato è il giorno di massima vendita, che è rappresentato da un giorno lavorativo della seconda settimana di gennaio in condizioni climatiche di freddo normale.
- 9.7 Le verifiche idrauliche per la determinazione dei flussi di gas in tale scenario di riferimento (punta di consumo) sono realizzate attraverso sofisticati strumenti di calcolo appositamente sviluppati dall'impresa maggiore di trasporto per la gestione del sistema nazionale del gas, in qualità di soggetto responsabile del servizio di dispacciamento.
- 9.8 In particolare tali programmi (che simulano il funzionamento in regime stazionario di reti magliate e centrali di compressione) permettono, risolvendo un sistema di equazioni di trasporto secondo formule e modelli riconosciuti dalla letteratura scientifica, di calcolare le grandezze necessarie alla determinazione dei flussi di rete: pressione, temperatura e composizione del gas nei cosiddetti punti di calcolo (nodi principali di connessione tra le condotte, punti di stacco di derivazioni, cambi di diametro, ecc...), portata e composizione del gas in ogni tratto di metanodotto e i punti di funzionamento delle centrali di compressione.
- 9.9 L'obiettivo della simulazione fluidodinamica consiste nella cosiddetta mappatura dei flussi dominanti, vale a dire nell'individuazione, in ciascun tratto di rete nel quale è stata suddivisa la rete nazionale di gasdotti, del flusso di gas

dominante (o prevalente) nello scenario di massima vendita sopra descritto; tale distribuzione di flusso in ciascuna tratta di rete consente conseguentemente di:

- individuare, per ciascun percorso possibile del gas da un punto di entrata a un punto di uscita della rete nazionale:
  - le tratte in flusso (dove il percorso del gas ha la stessa direzione del flusso dominante) alle quali si attribuisce un costo di trasporto pari al 100% del costo unitario di trasporto;
  - le tratte in controflusso (dove il percorso del gas è in direzione opposta a quella del flusso dominante), per le quali è prevista, in luogo del costo intero, l'attribuzione di una percentuale ridotta (14%) del costo unitario di trasporto;
- calcolare le medie ponderate qualora in un punto di entrata ed in punto di uscita siano sottesi rispettivamente più punti di consegna e riconsegna; tale operazione permette di passare dalla matrice estesa alla matrice ridotta.

***Determinazione del costo di trasporto unitario sulla base della capacità di trasporto in funzione del diametro***

9.10 L'impresa maggiore di trasporto suddivide schematicamente la rete nazionale di gasdotti in:

- nodi o punti di intercettazione e derivazione importanti (di seguito: PIDI), che sono i punti fisici della rete che corrispondono a punti di interconnessione o punti di prelievo importanti;
- tratti elementari di rete, vale a dire le tratte di rete comprese fra due PIDI; ciascuno tratto di rete è caratterizzato da una lunghezza e da un diametro.

9.11 A ciascun tratto elementare di rete è associato un costo di trasporto unitario in funzione della lunghezza e del diametro dell'elemento considerato. Il costo unitario di trasporto di ciascuna tratta si calcola applicando la seguente formula:

$$CT = \frac{IS * (\alpha + \beta + \gamma)}{QT}$$

dove:

- $CT$  è il costo unitario di trasporto, espresso in euro/mc/g/km;
- $IS$  è il costo di investimento standard di posa del metanodotto, espresso in euro/km e variabile in funzione del diametro del gasdotto;
- $\alpha$ ,  $\beta$  e  $\gamma$  sono parametri utilizzati per riportare ad un singolo anno il costo di investimento specifico e rappresentano rispettivamente la remunerazione del capitale investito, l'ammortamento e i costi di gestione;
- $QT$  è la portata teorica del gasdotto, espressa in mc/g, e determinata attraverso la seguente formula semplificata:

$$QT = \sqrt{\frac{(P_1^2 - P_2^2)}{L \cdot K}}$$

dove:

- $P_1$  è la pressione iniziale dell'elemento di rete;
- $P_2$  è la pressione finale dell'elemento di rete;
- $L$  è la lunghezza del gasdotto;
- $K$  è una costante in funzione del diametro, del peso specifico del gas, della temperatura, del coefficiente di attrito e del coefficiente di comprimibilità.

- 9.12 Per la determinazione della portata teorica  $QT$ , l'impresa maggiore di trasporto fa riferimento al diagramma di *Colebrook-White* per i diametri medio-grandi e al diagramma di *Weymouth* per i diametri medio piccoli. Per il calcolo della portata teorica  $QT$  in funzione del diametro, l'impresa maggiore di trasporto assume una perdita di carico quadratica  $\Delta P^2/\text{km}$  pari a  $15 \text{ bar}^2/\text{km}$ , un criterio tipicamente riscontrabile nella letteratura tecnica di settore.
- 9.13 Per quanto riguarda il criterio di proporzionalità diretta con le lunghezze dei gasdotti del costo di trasporto, tale criterio risulta evidente dalla struttura adottata per la determinazione del costo di ciascuna tratta: poiché si tratta di un costo unitario di trasporto per unità di lunghezza, per calcolare il costo di trasporto di un tratto di lunghezza  $L$  il suo valore unitario va moltiplicato per la suddetta lunghezza  $L$  del tratto di gasdotto.

#### ***Determinazione della matrice entry–exit c.d. estesa***

- 9.14 Ai fini della determinazione della matrice *entry-exit* estesa, a ciascuna combinazione di punti di entrata (*entry*) e PIDI viene associato un costo unitario di trasporto  $C_{i,j}$  (euro/mc/g). Tale costo unitario è calcolato come somma dei costi unitari di trasporto riferiti alla serie di elementi di rete che costituiscono ciascuna combinazione *entry*–PIDI, determinati secondo il criterio descritto nel paragrafo 9.11.
- 9.15 Ai fini dell'individuazione dei percorsi da ciascun punto di entrata a ciascun punto di uscita, l'impresa maggiore di trasporto ha considerato il criterio del costo minimo. Vale a dire per ciascuno dei possibili percorsi alternativi tra ciascuna coppia di punto di entrata e di punto di uscita viene calcolato un costo di trasporto pari alla somma dei costi relativi a ciascuna tratta elementare facente parte del percorso e ai fini del calcolo della matrice viene utilizzato il percorso caratterizzato dal minimo costo.

#### ***Determinazione della matrice entry–exit c.d. ridotta***

- 9.16 La determinazione della matrice *entry-exit* condensata o ridotta, avviene aggregando i PIDI di ciascuna area di prelievo o uscita, mediante un'operazione di media ponderata dei costi di trasporto in funzione dei flussi in uscita da ciascun PIDI dell'area di prelievo.
- 9.17 Nel periodo di regolazione vigente sono state considerate sei aree di uscita in corrispondenza con gli ambiti tariffari per il servizio di distribuzione. L'Autorità intende valutare la possibilità di rivedere il numero di aree di uscita, al fine di definire delle aggregazioni di punti che consentano di riflettere in maniera più

efficiente il costo del servizio, anche in relazione all'ipotesi messa in consultazione con il DCO 257/2013/R/GAS di modifica degli ambiti tariffari del servizio di distribuzione.

### ***Calcolo dei corrispettivi nodali ( $CP_e$ e $CP_u$ )***

9.18 L'ultimo passaggio è finalizzato al calcolo dei valori dei corrispettivi unitari in ciascun punto di entrata e di uscita in modo da minimizzare, nel rispetto dei vincoli definiti nel provvedimento, la somma delle differenze quadratiche tra i corrispettivi  $CP_i$  e  $CP_j$  e i costi unitari del trasporto  $C_{i,j}$  individuati per ciascuna tratta da ciascun punto di entrata  $i$  a ciascun punto di uscita  $j$ . In termini matematici ciò significa applicare il seguente criterio di minimizzazione:

$$\min \sum_{i,j} \varepsilon^2_{i,j} = \min \sum_{i,j} (CP_i + CP_j - C_{i,j})^2$$

9.19 I vincoli che devono essere considerati nella risoluzione dell'algoritmo di calcolo sono:

- l'esclusione delle soluzioni nella quali i corrispettivi assumono valori negativi;
- l'attribuzione del 50% del vincolo sui ricavi ai punti di entrata e l'attribuzione del 50% del vincolo sui ricavi ai punti di uscita;
- le differenze tra i valori dei corrispettivi unitari relativi a punti di uscita contigui non devono superare il 30% del valore medio nazionale dei corrispettivi  $CP_u$ ;
- il prodotto dei corrispettivi unitari per le capacità previste in conferimento deve essere uguale ai ricavi di riferimento relativi alla rete nazionale di gasdotti.

*S.3. Osservazioni in merito ai criteri per la determinazione dei corrispettivi di capacità della rete nazionale di gasdotti.*

### ***Metodologie alternative per la determinazione dei corrispettivi***

9.20 In alternativa alla metodologia tariffaria a matrice, si potrebbe applicare una metodologia che determini i corrispettivi sulla base della distanza dal baricentro del mercato. Una metodologia di questo genere è stata applicata recentemente per la determinazione dei corrispettivi in Austria.

9.21 Tale metodo richiede la determinazione di un punto virtuale di riferimento, che dovrebbe rappresentare il baricentro del mercato. Nel sistema italiano tale punto potrebbe essere rappresentato dal nodo di Minerbio, localizzato vicino ai centri di maggior prelievo e al sistema degli stoccaggi.

9.22 I corrispettivi sarebbero determinati sulla base della distanza da ciascun punto di entrata ed uscita da detto punto virtuale, in modo da assicurare la copertura dei ricavi riconosciuti.

9.23 L'Autorità ritiene preferibile mantenere l'attuale metodologia di determinazione dei corrispettivi della rete di trasporto nazionale, in quanto consente di assicurare la stabilità del quadro regolatorio e la stabilità dei corrispettivi applicati. Peraltro

la definizione del baricentro del mercato, a partire dal quale calcolare i corrispettivi tariffari, può presentare elevati margini di discrezionalità, con il conseguente rischio che l'allocazione dei costi risulti discriminatoria per alcune categorie di utenti, in particolare per i soggetti che utilizzano la rete a fini di transito verso paesi esteri.

*S 4. Osservazioni in merito ai criteri per la determinazione dei corrispettivi di capacità della rete nazionale di gasdotti.*

*S 5. Osservazioni in merito alla introduzione della metodologia della distanza dal punto virtuale della rete.*

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

- 10.1 L'Autorità intende confermare, anche per il quarto periodo di regolazione, l'applicazione di un unico corrispettivo regionale valido su tutto il territorio nazionale.
- 10.2 L'Autorità intende tuttavia valutare l'eventuale eliminazione di alcune riduzioni del corrispettivo, applicate nel precedente periodo di regolazione, nella prospettiva di evitare discriminazioni tra gli utenti e l'insorgenza di sussidi incrociati. In particolare si propone di:
- a) valutare la ridefinizione della distanza entro cui opera la riduzione del corrispettivo applicata ai punti di riconsegna localizzati in prossimità della rete di trasporto nazionale;
  - b) eliminare la riduzione applicata nei casi di avviamento di nuovi punti di riconsegna per gli impianti termoelettrici;
  - c) eliminare la riduzione applicata per i prelievi concentrati in periodi fuori punta.
- 10.3 La riduzione del corrispettivo di trasporto regionale è stata introdotta con la motivazione di evitare l'incentivazione alla costruzione di nuove linee non economiche da parte dei clienti più vicini alla rete nazionale. La disciplina tariffaria tuttavia impone il pagamento di tutti i corrispettivi (ivi incluso il corrispettivo regionale) a prescindere dalla tipologia di allacciamento dei punti di riconsegna. Di fatto tutti i punti di riconsegna appartengono alla rete regionale di trasporto e gli utenti che utilizzano tali punti sono tenuti al pagamento del suddetto corrispettivo: non sussiste pertanto alcun incentivo alla connessione diretta dei punti di riconsegna alla rete nazionale di gasdotti.
- 10.4 Tale approccio, tuttavia, potrebbe costituire una potenziale discriminazione tra gli utenti del servizio. Di fatto vengono utilizzati due distinti criteri per la determinazione del corrispettivo per l'utilizzo della rete regionale: per i punti localizzati entro 15 km dalla rete nazionale si applica un corrispettivo basato sulla distanza, mentre per gli altri punti è attualmente applicato un corrispettivo a francobollo. Tale criterio risulta discriminatorio anche in considerazione dell'arbitrarietà nella scelta della distanza di riferimento dalla rete, entro il quale sono applicate le riduzioni.

- 10.5 Al fine di superare tale discriminazione, l’Autorità intende adottare un unico criterio per l’allocazione dei costi relativi alla rete di trasporto regionale. In particolare si propone l’applicazione di un corrispettivo a francobollo per tutti i punti della rete, indipendentemente dalla distanza del punto di riconsegna dalla *RNG*.
- 10.6 La rete di trasporto regionale infatti costituisce sostanzialmente una rete funzionalmente interdipendente e caratterizzata da un elevato livello di magliatura.
- 10.7 In alternativa, al fine di garantire sufficiente gradualità nell’eliminazione delle riduzioni tariffarie, si propone per il quarto periodo di regolazione l’applicazione della riduzione esclusivamente ai punti di riconsegna situati entro 5 km dalla rete nazionale di gasdotti.
- 10.8 Per quanto concerne le riduzioni applicate nei casi di avviamento di impianti termoelettrici e per i punti caratterizzati da prelievi fuori punta, l’Autorità intende eliminare tali riduzioni, in quanto non giustificate dal punto di vista tecnico economico. L’eliminazione di tali riduzioni garantirebbe l’applicazione di una tariffa maggiormente corrispondente ai costi del servizio.
- 10.9 In particolare, con riferimento ai casi di avviamento degli impianti termoelettrici, si evidenzia che le esigenze di modulazione dell’impegno di capacità possano essere assicurate attraverso una modifica dei criteri di conferimento oggetto della consultazione di cui al DCO 317/2013/R/GAS.

#### ***Modifica dei criteri di conferimento della rete regionale di trasporto***

- 10.10 Si evidenzia che le proposte di modifica dei criteri di determinazione del corrispettivo di capacità regionale devono essere valutate contestualmente con la proposta di modifica dei conferimenti della capacità impegnata, come prospettata nel DCO 317/2013/R/GAS.
- 10.11 In particolare, l’allocazione del costo potrebbe essere effettuato a partire dai profili di prelievo standard definiti dall’Autorità.

*S 6. Osservazioni in merito alla modalità di determinazione dei corrispettivi di capacità della rete regionale di gasdotti.*

### **11 Tariffe e conferimenti di trasporto infrannuali**

- 11.1 L’Autorità ha introdotto nei precedenti periodi 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, ai punti di entrata interconnessi con terminali di Gnl e ai punti interconnessi con il sistema di stoccaggio.
- 11.2 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.

- 11.3 Il regolamento n. 715/2009/CE, tuttavia, prevede la possibilità di conferire la capacità anche su base giornaliera, con riferimento ai punti di entrata e di uscita alla rete.
- 11.4 L'introduzione di conferimenti su base infrannuale potrebbe comportare il rischio di un mancato recupero dei costi riconosciuti da parte delle imprese di trasporto, in quanto gli utenti della rete sarebbero incentivati a prenotare la capacità per periodi inferiori all'anno, al fine di riflettere la variazione del loro profilo di prelievo in corso di anno termico, in luogo di effettuare conferimenti di capacità in linea con il prelievo massimo atteso.
- 11.5 Al fine di assicurare il recupero dei ricavi riconosciuti e fornire contestualmente un incentivo allo sviluppo del mercato *spot*, l'Autorità intende pertanto confermare l'adozione di coefficienti moltiplicativi da applicare alle prenotazioni di capacità inferiori all'anno, prevedendo l'introduzione di coefficienti per le prenotazioni su base giornaliera e una revisione del parametro per gli altri periodi temporali.

**Tabella 1 - Coefficienti moltiplicativi**

<b>Coefficiente</b>	<b>Valore</b>
Annuo	1
Semestrale	1,1
Trimestrale	1,2
Mensile	1,3
Giornaliero	1,5

- 11.6 In alternativa all'applicazione dei coefficienti di riproporzionamento, l'Autorità intende valutare la possibilità di modificare le modalità di applicazione dei corrispettivi.
- 11.7 In particolare si propone di applicare i corrispettivi alla capacità massima impegnata dagli utenti in ciascun anno termico, per tutto il periodo di utilizzo della rete.
- 11.8 L'impresa maggiore di trasporto, pertanto, dovrebbe monitorare l'evoluzione della capacità massima impegnata da ciascun utente ed effettuare periodicamente conguagli in caso di incremento della capacità massima impegnata con riferimento all'intero periodo di conferimento della capacità, vale a dire ciascun anno termico.
- 11.9 Gli utenti non avrebbero alcun incentivo a modulare l'impegno di capacità in corso di anno termico, in quanto il corrispettivo sarebbe comunque applicato alla capacità massima impegnata nel periodo di utilizzo della rete. Tale soluzione, oltre a garantire la copertura dei ricavi riconosciuti, consentirebbe di assicurare la riflettività dei costi sostenuti dagli utenti, in quanto il costo dipenderebbe dalla capacità massima impegnata, che rappresenta uno dei principali *driver* di costo del servizio.

- 11.10 Tale metodologia consentirebbe contestualmente agli utenti che utilizzano la rete su base *spot* di pagare un corrispettivo riproporzionato per il periodo di utilizzo, con un conseguente beneficio per l'integrazione dei mercati del gas.
- 11.11 Le proposte precedentemente indicate non saranno applicate ai punti di riconsegna della rete regionale di trasporto qualora siano adottati i criteri di conferimento di cui al DCO 317/2013/R/GAS. L'eliminazione della richiesta di capacità da parte degli utenti consentirebbe di superare tutte le criticità evidenziate in merito alla copertura dei costi del servizio.

*S 7. Osservazioni in merito al mantenimento dei coefficienti per i corrispettivi infrannuali.*

*S 8. Osservazioni in merito alla proposta di applicare i corrispettivi alla capacità massima impegnata.*

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

- 12.1 L'Autorità intende confermare l'adozione di tariffe specifiche per la capacità interrompibile nei punti di entrata della rete, che riflettano la probabilità di interruzione del servizio.
- 12.2 L'impresa maggiore di trasporto ha offerto nel corrente periodo di regolazione due differenti tipologie di capacità interrompibile, in ragione della differente priorità dell'interruzione, denominati capacità interrompibile di primo livello e capacità interrompibile di secondo livello. La capacità interrompibile di secondo livello viene interrotta in via prioritaria rispetto alla capacità di primo livello.
- 12.3 Si propone, al riguardo, in continuità con il precedente periodo di regolazione, di applicare una riduzione tariffaria del 10%, nel caso di interrompibilità di primo livello, e una riduzione del 20% alla capacità interrompibile di secondo livello.

*S 9. Osservazioni in merito alla modalità di determinazione delle tariffe per il servizio interrompibile.*

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

- 13.1 L'Autorità intende confermare il principio che nella determinazione della tariffa confluiscono i costi di tutti i servizi offerti dall'impresa; per eventuali ulteriori servizi, le tariffe sono determinate dall'Autorità sulla base dell'analisi dei costi sottostanti, in modo da definire anche per tali servizi le modalità di applicazione dei recuperi di efficienza.
- 13.2 Al fine di evitare una duplicazione nel riconoscimento dei costi, l'Autorità intende pertanto enucleare i costi associati all'erogazione di ulteriori servizi (opzionali) 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.

- 13.3 In ogni caso, l'esercente eroga i servizi opzionali 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.

*S 10. Osservazioni in merito ai criteri proposti per la determinazione dei corrispettivi per la fornitura di servizi opzionali.*

#### **14 Corrispettivo per la misura del servizio di trasporto**

- 14.1 L'Autorità, in attesa del completamento della revisione complessiva della regolamentazione del servizio di misura, intende confermare l'applicazione di un corrispettivo finalizzato alla copertura dei costi relativi alla misura del trasporto del gas.
- 14.2 In analogia con quanto previsto nel terzo periodo di regolazione, l'Autorità intende applicare un corrispettivo capacitivo alla capacità conferita nei punti di riconsegna della rete regionale di gasdotti.
- 14.3 Il corrispettivo sarà calcolato sulla base del rapporto tra i ricavi riconosciuti per il servizio e la capacità prevista in conferimento nei punti di riconsegna.

*S 11. Osservazioni in merito ai criteri proposti per la determinazione del corrispettivo del servizio di misura del trasporto.*

## PARTE IV

### MODALITA' DI RICONOSCIMENTO E ALLOCAZIONE DEI COSTI ASSOCIATI AGLI AUTOCONSUMI E ALLE PERDITE DI RETE

#### 15 Riconoscimento dei costi associati agli autoconsumi e al gas non contabilizzato

- 15.1 Ai fini del riconoscimento dei costi associati agli autoconsumi e al gas non contabilizzato si confermano i criteri proposti nel documento per la consultazione 164/2013/R/GAS.
- 15.2 Per il trattamento del gas di autoconsumo si propone che le imprese di trasporto definiscano *ex ante*, sulla base degli assetti di rete previsti, i quantitativi di gas necessari alla copertura degli autoconsumi, prevedendo contestualmente meccanismi di conguaglio per regolare gli scostamenti tra i quantitativi previsti e quelli effettivamente utilizzati e misurati.
- 15.3 Per quanto concerne il trattamento delle perdite contabili (il cosiddetto gas non contabilizzato) l'Autorità, in attesa della definizione del Piano di adeguamento tecnologico e di manutenzione degli impianti di misura, intende definire il quantitativo *standard* riconosciuto sulla base del valore medio annuale registrato nell'ultimo biennio disponibile.

#### 16 Riconoscimento dei costi associati alle perdite di rete

- 16.1 L'Autorità, rispetto al terzo periodo di regolazione, intende perfezionare gli strumenti per la definizione del livello di perdite standard riconosciute per l'erogazione del servizio. Nel terzo periodo di regolazione l'ammontare delle perdite riconosciute era proposto dagli operatori, sulla base di dati storici disponibili, e successivamente approvato dall'Autorità.
- 16.2 A partire dal quarto periodo di regolazione l'Autorità intende infatti definire livelli standard delle perdite di rete determinati a partire dai dati disponibili in letteratura al fine di incentivare comportamenti efficienti da parte delle imprese di trasporto e dei soggetti titolari degli impianti di regolazione e misura nei punti di riconsegna della rete di trasporto.
- 16.3 L'approccio proposto<sup>1</sup> consiste nel considerare in modo dettagliato i componenti/sistemi impiantistici della rete (valvole, impianti per la regolazione e misura, centrali di compressione, ecc.) e nell'individuare, per ciascun componente/sistema impiantistico, le tipologie di perdite ad essi associate, ovvero le emissioni fuggitive<sup>2</sup>, le emissioni pneumatiche<sup>3</sup> e le emissioni cosiddette da ventato<sup>4</sup>.

---

<sup>1</sup> Sviluppato con il supporto tecnico-scientifico del Dipartimento di Ingegneria Civile e Meccanica (DICEM) dell'Università degli Studi di Cassino e del Lazio Meridionale.

<sup>2</sup> Le emissioni fuggitive sono le emissioni in ambiente risultanti da una perdita graduale di tenuta di una parte delle apparecchiature designate a contenere/movimentare un fluido; la suddetta perdita è causata generalmente da una differenza di pressione. Un'emissione fuggitiva può essere semplicemente

- 16.4 In considerazione di tale approccio, è stata proposta l'applicazione del metodo GRI-EPA<sup>5</sup> della stima dei fattori medi di emissione di ciascun componente, che rappresenta il riferimento internazionale più importante per diffusione per la stima delle perdite sulle reti del gas.
- 16.5 L'applicazione di questo metodo richiede che siano noti i componenti dell'impianto in esame ed il fattore medio di emissione specifico relativo a ciascun componente.
- 16.6 Con particolare riferimento alle emissioni fuggitive e pneumatiche, l'emissione totale annua di gas naturale dalla rete di trasporto può essere valutata mediante la seguente equazione:

$$E_G = \sum_{i=1}^n (F_{E,i} N_i h_i) = \sum_{i=1}^n (F_{E,i} F_{A,i})$$

dove:

- $E_G$  è l'emissione annua di gas naturale dalla rete;
  - $F_{E,i}$  è il fattore di emissione medio del componente *i-esimo*;
  - $N_i$  è il numero di componenti della medesima tipologia *i*;
  - $h_i$  è il numero di ore di funzionamento annue del componente *i-esimo*;
  - $n$  è il numero di tipologie di sottosistemi/componenti presenti nella rete;
  - $F_{A,i}$  è il fattore di attività del componente/sistema *i-esimo*.
- 16.7 Nell'ambito della consultazione è emersa una generale condivisione per le proposte formulate dall'Autorità.
- 16.8 Si evidenzia tuttavia che un'impresa di trasporto ha osservato che la metodologia GRI-EPA non può essere applicata ad emissioni da ventato per interventi manutentivi o a emissioni di carattere pneumatico, in quanto tali emissioni possono essere calcolate puntualmente considerando i relativi volumi geometrici interessati dagli interventi di rilascio in atmosfera. Non si condivide l'osservazione in quanto l'approccio statico del metodo GRI-EPA può essere anche applicato alla stima delle emissioni pneumatiche e da ventato, ovvero in tutti i casi in cui siano noti e individuati gli elementi che costituiscono la rete ai quali sia possibile associare i corrispondenti fattori di emissione standard che trovano riscontro con dati disponibili in letteratura.
- 16.9 Anche in considerazione di quanto emerso in sede di consultazione, l'Autorità intende confermare pertanto l'applicazione del metodo GRI-EPA per la determinazione del livello di perdite riconosciuto. In particolare, si propone l'applicazione di tale modello con un livello di approfondimento cosiddetto *Tier*

---

qualificata come conseguenza di un imperfetto funzionamento del sistema di tenuta di un componente del processo (valvola, pompa, flangia, compressore, ecc.), che causa un rilascio di gas in atmosfera.

<sup>3</sup> Le emissioni pneumatiche (derivanti da apparecchiature di regolazione e controllo) sono relative al funzionamento stesso delle apparecchiature, normalmente comandate da remoto, e sono dovute allo scarico del gas compresso in atmosfera. Si è soliti infatti distinguere la categoria "emissioni pneumatiche" per differenziare queste ultime sia dalle emissioni fuggitive involontarie e casuali, che da quelle ventate.

<sup>4</sup> Le emissioni da ventato sono rappresentate da rilasci controllati in atmosfera (ad esempio derivanti da manutenzioni, sostituzioni di tratti di linea, ecc.) e da rilasci incontrollati (ad esempio derivanti da rotture).

<sup>5</sup> Gas Research Institute – U.S. Environmental Protection Agency.

2, che considera il livello di emissione medio di elementi di rete aggregati in macrosistemi (ad esempio condotte, impianti di regolazione e riduzione (R&R), centrali di compressione, ecc.).

- 16.10 Tale livello di dettaglio è preferibile al livello più accurato (cosiddetto *Tier 3*) che considera il livello di emissione medio associato a ciascun componente di rete, in quanto consente di raggiungere gli obiettivi sopra richiamati di trasparenza e uniformità nell'individuazione dei livelli di perdita, mantenendo contestualmente un adeguato livello di rappresentazione della realtà delle imprese di trasporto e una maggiore semplicità amministrativa. Tale metodologia, a differenza della metodologia *Tier 3*, è peraltro applicabile in maniera omogenea a tutte le imprese di trasporto, incluse le imprese di trasporto regionale che spesso non dispongono di informazioni sufficientemente dettagliate in merito alla propria consistenza impiantistica.
- 16.11 Con riferimento alle emissioni da ventato si propone di determinare il livello di gas riconosciuto in modo proporzionale alla lunghezza della rete (Smc/km/a), e alla potenza delle centrali di compressione (Smc/MW/a).
- 16.12 Ai fini dell'applicazione del metodo GRI-EPA, sulla base del livello di approfondimento *Tier 2*, l'Autorità intende utilizzare:
- i fattori di attività relativi agli elementi componenti dell'impianto di rete come comunicati da ciascuna impresa di trasporto;
  - i fattori di emissione efficienti riportati in Tabella 2, differenziati in funzione della pressione massima di esercizio.

**Tabella 2 – Fattori di emissione efficienti (livello di approfondimento *Tier 2*)**

	Livello di pressione massima di esercizio (P)			
	P>12 bar		P≤12 bar	
	Fattore di emissione F <sub>E</sub>	Unità di misura	Fattore di emissione F <sub>E</sub>	Unità di misura
<b>Emissioni Fuggitive</b>				
<i>Pipeline</i>	5,290	Smc/km/a	0,529	Smc/km/a
Nodi	16 890	Smc/sorgente/a		
Stazioni PIG	10 200	Smc/sorgente/a		
Stazione R&R <sup>1</sup>	10 810	Smc/sorgente/a		
Centrali di compressione	4 018	Smc/MW/a	-	-
Stazioni di Regolazione e Misura (REMI) <sup>1,2</sup>	500	Smc/sorgente/a	50	Smc/sorgente/a
<b>Emissioni Pneumatiche</b>				
Rete (valvole ad azionamento pneumatico)	136	Smc/sorgente/a	13,6	Smc/sorgente/a
Stazioni R&R	25 900	Smc/sorgente/a		
Centrali di compressione	2 102	Smc/MW/a	-	
Impianto per la misura della composizione gas	1 574	Smc/sorgente/a	157,4	Smc/sorgente/a

<b>Emissioni da Ventato</b>				
Rete, R&R e REMI	204,5	Smc/km/a	20,45	Smc/km/a
Centrali	1 521	Smc/MW/a	-	

Nota 1 - nel caso di sistemi di regolazione e riduzione (R&R) e di regolazione e misura (REMI) la pressione da considerare è quella in ingresso all'impianto.

Nota 2 – il valore indicato si riferisce alla parte di impianto interna al perimetro della rete: nel caso dei punti di riconsegna la parte “a monte” del misuratore, per punti di immissione la parte di impianto “a valle” del misuratore”.

16.13 I fattori di emissione proposti sono stati determinati assumendo come riferimento i dati stimati dall'impresa maggiore di trasporto con riferimento al periodo 2009-2012, che risultano sostanzialmente inferiori, ad eccezione di quanto indicato nel successivo paragrafo 16.14, con i *benchmark* disponibili a livello internazionale e negli studi di settore<sup>6</sup>.

16.14 Con riferimento alle emissioni dagli impianti di regolazione e misura (REMI) l'analisi tecnica effettuata ha evidenziato che:

- una percentuale notevole (più del 50%) delle emissioni fuggitive complessivamente stimate sulle reti di trasporto è riconducibile a questa tipologia di impianti, con livelli medi di emissione ad essi associati notevolmente superiori a quelli riscontrati nei *benchmark* di riferimento;
- in particolare tale elevato livello di emissione è stato riscontrato nelle stazioni REMI nella titolarità dei clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto, che evidenzia un inadeguato livello di manutenzione di tali impianti; al contrario, nelle stazioni REMI nella titolarità delle imprese di distribuzione si riscontrano livelli di emissioni decisamente inferiori ed in linea con i valori di *benchmark*.

16.15 Alla luce di tali evidenze, dalle quali emergono elevati margini di efficientamento di tali perdite fuggitive nelle cabine REMI a seguito di opportuni e adeguati piani di manutenzione, l'Autorità propone:

- l'adozione di un fattore di emissione fuggitivo per le stazioni REMI in linea con i *benchmark* disponibili (es. *IPCC*) per la definizione del livello di perdita efficiente a cui tendere;
- la contestuale previsione di un opportuno periodo per l'attivazione e la realizzazione dei suddetti piani di manutenzione;
- l'introduzione di opportuni meccanismi automatici (quali ad esempio corrispettivi o indennizzi) per la responsabilizzazione dei soggetti titolari delle stazioni REMI al fine di incentivare l'effettuazione dei suddetti piani di manutenzione, in coerenza con i meccanismi positivamente implementati nel settore elettrico in base ai quali gli utenti connessi in media tensione che non rispettano i requisiti tecnici degli impianti o che non certificano all'impresa

<sup>6</sup> Ai fini della verifica sono stati considerati diversi *benchmark* di riferimento, tra cui: *Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC)*, *Marcogaz (Technical Association of the European Natural Gas Industry)*, *Canadian Energy Partnership for Environmental Innovation (CEPEI)*, *International Gas Union (IGU)*, *Environmental Protection Agency (EPA)*.

distributrice l'adeguatezza dei propri impianti sono chiamati a corrispondere alla medesima impresa distributrice un corrispettivo tariffario specifico<sup>7</sup>. Tali proposte potrebbero essere coordinate con quelle in materia di qualità del servizio di trasporto per il quarto periodo di regolazione di cui al documento per la consultazione 192/2013/R/GAS, prevedendo che il mancato adempimento ai piani di manutenzione che verranno identificati comporti la perdita del diritto al riconoscimento degli indennizzi automatici per il mancato rispetto di qualità proposti ai punti da 5.5 a 5.12 del suddetto documento per la consultazione 192/2013/R/GAS, quale ulteriore incentivo verso un'adeguata manutenzione di tali impianti. In tali casi, si ritiene opportuno individuare fin da subito quale riferimento per l'applicazione degli indennizzi i soggetti titolari delle stazioni REMI in luogo degli utenti del servizio.

- 16.16 L'Autorità intende in ogni caso prevedere che l'impresa maggiore di trasporto provveda (con una periodicità opportuna che in prima approssimazione è stimabile in 8 anni) ad effettuare, con il supporto di soggetti terzi indipendenti, specifiche campagne di misura su un campione significativo di impianti (ed in particolare sulle stazioni REMI) al fine di aggiornare i livelli di emissione efficienti in funzione della mutata realtà impiantistica della rete di trasporto.

*S 12. Osservazioni in merito alle modalità di determinazione dei fattori di emissione.*

## **17 Criteri di allocazione dei costi associati ad autoconsumi, perdite di rete e gas non contabilizzato**

- 17.1 Con deliberazione ARG/gas 192/09 l'Autorità ha disciplinato le modalità di allocazione agli utenti dei quantitativi di gas a copertura dei consumi delle centrali di compressione, delle perdite di rete e del gas non contabilizzato.
- 17.2 In particolare è stata prevista l'applicazione di due distinti coefficienti nell'equazione di bilanciamento volti a modificare le immissioni ed i prelievi degli utenti, al fine di garantire la copertura di detti quantitativi di gas, attraverso la seguente relazione:

$$DS = (1 + \gamma_{GNM}) \cdot P - T - \sum_{NE} (1 - \gamma_{FUEL,E}) \cdot I_E$$

dove:

- $DS$  è il risultato dell'equazione di bilancio, che definisce il disequilibrio dell'utente;
- $\gamma_{GNM}$  è il coefficiente per la copertura di perdite di rete e il gas non contabilizzato;
- $P$  è l'energia prelevata dall'utente nel giorno gas;
- $T$  rappresenta le transazioni nette di gas registrate al punto di scambio virtuale;

<sup>7</sup> Rif. Titolo 5 e in particolare articoli 39, 40 e 41 dell'Allegato A della deliberazione 29 dicembre 2011, ARG/elt 198/11.

- $\gamma_{\text{FUEL,E}}$  è il coefficiente per la copertura dei consumi delle centrali di compressione, differenziato per ciascun punto di entrata della rete di trasporto;
  - $I_E$  è l'energia immessa dall'utente nel giorno gas nel punto di entrata E;
  - $NE$  sono i punti di entrata del sistema di trasporto.
- 17.3 L'applicazione di due distinti coefficienti, applicati ad immissioni e prelievi della rete, ha richiesto l'introduzione di un meccanismo di compensazione tra le imprese di trasporto, in quanto il coefficiente  $\gamma_{\text{GNM}}$  viene applicato sia dall'impresa maggiore di trasporto che dalle altre imprese di trasporto.
- 17.4 Al fine di semplificare le modalità di copertura dei quantitativi di gas relativi ad autoconsumi e perdite si propone di applicare, a partire dal quarto periodo di regolazione, entrambi i coefficienti all'energia immessa nei punti di entrata della rete. L'esazione dei quantitativi di gas sarà pertanto effettuata esclusivamente dall'impresa maggiore di trasporto, che provvederà a destinare alle altre imprese di trasporto i quantitativi di gas riconosciuti dall'Autorità in sede di approvazione delle proposte tariffarie.
- 17.5 Per quanto concerne la modalità di definizione dei coefficienti  $\gamma_{\text{FUEL,E}}$  si intende confermare la metodologia già applicata nel terzo periodo di regolazione, che prevede di differenziare i coefficienti in ragione del contributo delle immissioni in ciascun punto di entrata al consumo delle centrali di compressione.
- 17.6 L'impresa di trasporto maggiore dovrà pertanto fornire in sede di presentazione della proposta tariffaria gli elementi necessari ad attestare l'effettiva correlazione tra i quantitativi di gas immessi in ciascun punto di entrata ed i quantitativi di gas di autoconsumo.
- 17.7 Per quanto concerne la determinazione del coefficiente  $\gamma_{\text{GNM}}$  l'impresa maggiore di trasporto dovrà dividere l'ammontare complessivo del quantitativo di gas riconosciuto per la copertura delle perdite di rete, fisiche e contabili, per i quantitativi di gas previsti in immissione nell'anno considerato.
- 17.8 Al fine di non creare distorsioni al funzionamento del mercato, considerato che gran parte dei contratti relativi all'anno termico 2013-2014 sono già stati sottoscritti, l'Autorità sta valutando l'opportunità di prevedere che l'applicazione delle nuove modalità di allocazione delle perdite avvenga a partire dal 1 gennaio 2015.

*S 13. Osservazioni in merito alle modalità di determinazione dei coefficienti per l'assegnazione delle perdite di rete.*

*S 14. Osservazioni in merito alla opportunità di modificare la modalità di allocazione delle perdite di rete a partire dal 1 gennaio 2015.*