



**Relazione e bilancio  
consolidato del  
Gruppo Enel Rete Gas  
al 31 dicembre 2012**

## I. Indice

<b>I.</b>	<b>Indice</b>	<b>2</b>
<b>II.</b>	<b>Organi sociali</b>	<b>5</b>
1.	Premessa .....	7
2.	Dati di sintesi .....	7
3.	Gruppo Enel Rete Gas: la distribuzione territoriale .....	9
4.	Operazioni di rilievo sul capitale avvenute nel corso dell'esercizio .....	10
5.	Il perimetro di consolidamento 2012.....	10
6.	I Risultati del Gruppo Enel Rete Gas .....	11
7.	Attività di sviluppo e gestione delle concessioni .....	14
	<b>7.1 Scenario regolatorio.....</b>	<b>19</b>
	<b>7.2 Quadro tariffario .....</b>	<b>22</b>
	<b>7.3 Contesto normativo .....</b>	<b>24</b>
8.	Supporto alle attività di vettoriamento del gas.....	24
	<b>8.1 Qualità commerciale .....</b>	<b>24</b>
	<b>8.2 Gestione Reclami.....</b>	<b>24</b>
	<b>8.3 Fatturazione vettoriamento gas.....</b>	<b>25</b>
	<b>8.4 Commerciale Rete Gas .....</b>	<b>25</b>
9.	Costruzione impianti, ambiente e sicurezza.....	26
	<b>9.1 Impianti distribuzione gas .....</b>	<b>26</b>
	<b>9.2 Teleallarme Gas .....</b>	<b>28</b>
	<b>9.3 Continuità e sicurezza del servizio .....</b>	<b>29</b>
	<b>9.4 Lavori contribuiti.....</b>	<b>29</b>
	<b>9.5 Delibera n. 155/08 – (Smart meter).....</b>	<b>29</b>
	<b>9.1 Piano sostituzione contatori tradizionali .....</b>	<b>31</b>
	<b>9.2 Certificazioni ISO .....</b>	<b>31</b>
	<b>9.3 Certificazione SOA.....</b>	<b>32</b>
	<b>9.4 Certificazione esecuzione lavori emessi ai fini SOA.....</b>	<b>32</b>
	<b>9.5 Settore acqua .....</b>	<b>33</b>
10.	Risorse umane .....	33
	<b>10.1 Relazioni sindacali.....</b>	<b>34</b>
	<b>10.2 Selezione.....</b>	<b>34</b>
	<b>10.3 Formazione e addestramento .....</b>	<b>35</b>
11.	Qualità Sicurezza e Ambiente .....	35

12.	Sistemi informativi .....	36
13.	Attività di ricerca e sviluppo .....	38
14.	Risultati economico-finanziari .....	38
15.	Gestione del rischio di impresa .....	46
16.	Prevedibile evoluzione della gestione .....	48
17.	Prospetto di raccordo Patrimonio netto e Risultato dell'esercizio evidenziati nel bilancio d'esercizio al 31.12.2012 di Enel Rete Gas S.p.A. ed i corrispondenti valori indicati nel bilancio consolidato.....	48
<b>III.</b>	<b>Conto economico</b>	<b>52</b>
<b>IV.</b>	<b>Prospetto dell'utile complessivo</b>	<b>53</b>
<b>V.</b>	<b>Stato patrimoniale</b>	<b>54</b>
<b>VI.</b>	<b>Rendiconto finanziario</b>	<b>56</b>
<b>VII.</b>	<b>Prospetto delle variazioni del patrimonio netto</b>	<b>57</b>
<b>VIII.</b>	<b>Note di commento</b>	<b>58</b>
1.	Forma e contenuto del Bilancio.....	58
2.	Conformità agli IFRS/IAS.....	58
3.	Base di presentazione.....	58
4.	Criteri di consolidamento.....	59
5.	Uso di stime .....	62
5.1	Rilevazione dei ricavi .....	62
5.2	Pensioni e altre prestazioni post-pensionamento .....	62
5.3	Recuperabilità di attività non correnti .....	63
5.4	Contenziosi .....	63
5.5	Fondo svalutazione crediti .....	63
6.	Principi contabili e criteri di valutazione.....	65
6.1	Partecipazioni in società controllate, collegate.....	65
6.2	Aggregazioni di imprese.....	66
6.3	Immobili, impianti e macchinari .....	66
6.4	Attività immateriali.....	68
6.5	Perdite di valore delle attività .....	70
6.6	Rimanenze .....	71
6.7	Strumenti finanziari .....	71
6.8	Benefici per i dipendenti .....	74
6.9	Fondi rischi e oneri.....	74
6.10	Contributi.....	75
6.11	Ricavi.....	76

6.12 Proventi e oneri finanziari .....	76
6.13 Dividendi.....	76
6.14 Imposte sul reddito .....	77
6.15 Discontinued operations e attività non correnti destinate alla vendita .....	77
6.16 Principi contabili di recente emanazione .....	78
7. Gestione del Rischio .....	80
<b>IX. Informazioni sul Conto economico</b>	<b>88</b>
<b>X. Informazioni sullo Stato patrimoniale</b>	<b>103</b>
<b>XI. Corporate Governance</b>	<b>134</b>
<b>XII. Relazione del Collegio Sindacale</b>	<b>136</b>
<b>XIII. Relazione della Società di revisione</b>	<b>137</b>
<b>XIV. Appendice regolatoria</b>	<b>138</b>
<b>XV. Appendice “Contesto Normativo”</b>	<b>141</b>

## II. Organi sociali

<b>Consiglio di Amministrazione</b>	<b>Collegio Sindacale</b>	<b>Società di revisione</b>
<b>Presidente</b> Livio Gallo	<b>Presidente</b> Marco Antonio Modesto Dell'Acqua	KPMG
<b>Vice Presidente</b> Angelo Ferrari	<b>Sindaci effettivi</b> Ugo Venanzio Gaspari Giancarlo Fornaciari	
<b>Amministratore Delegato</b> Gianclaudio Neri	<b>Sindaci supplenti</b> Andrea Cioccarelli Ilaria Fornaciari	
<b>Consiglieri</b> Carlo Michelini Matteo Ambroggio Matias Sebastian Burghardt Stefano Mion Luca Galli Paola Muratorio Mario Francesco Anaclerio Andrea Angelino		

## Relazione sulla Gestione

## 1. Premessa

Il Gruppo Enel Rete Gas per l'anno 2012 presenta dati operativi sostanzialmente in linea con gli analoghi dati del 2011.

Sia il numero di concessioni, sia i punti di riconsegna attivi sia il gas vettoriato nell'anno presentano minimi scostamenti rispetto al precedente esercizio, mentre la rete di distribuzione gas gestita risulta aumentata secondo il normale trend di crescita degli ultimi esercizi. Di fatto, le rilevanti novità del settore sul fronte normativo (il cosiddetto "Decreto Ambiti" seguito dal "Decreto Salvaguardia occupazionale" e, successivamente, nel febbraio 2012, dal "Decreto Criteri", volti a riformare la disciplina del riassetto delle concessioni di distribuzione del Gas Naturale in Italia) non hanno portato nel corso dell'esercizio a sostanziali mutamenti nell'assetto del settore.

Nessuna nuova gara per Ambiti è stata infatti bandita sulla scorta di questi criteri, nonostante molti Comuni abbiano attivato le procedure per la richiesta ai gestori di dati indispensabili per procedere con un affidamento.

Dal punto di vista macroeconomico l'andamento congiunturale del 2012 dell'economia italiana ha infatti pesantemente influito sia sul settore dell'edilizia (da cui dipende la dinamica dello sviluppo della rete di distribuzione gas e delle nuove connessioni alla rete stessa), sia sui consumi di gas (da cui dipendono sia la dinamica di fatturazione sia quella relativa alla crescita fisiologica del numero di clienti attivi). Secondo il bollettino economico della Banca d'Italia di Gennaio 2013 il PIL nel 2012 è sceso di poco più del 2 per cento nella media dello scorso anno; sono tuttavia emersi lievi segnali di stabilizzazione e si è arrestata la prolungata fase di deterioramento dei giudizi delle imprese sulle prospettive dell'economia.

L'anno 2012 si è chiuso a livello nazionale con la conferma del calo dei consumi interni lordi di gas evidenziata già nel primo semestre, portando il dato relativo ad un calo rispetto al dicembre 2011 del 3,9%, con 74.916 milioni di metri cubi consumati al dicembre 2012 verso 77.917 milioni di metri cubi dell'anno precedente

## 2. Dati di sintesi

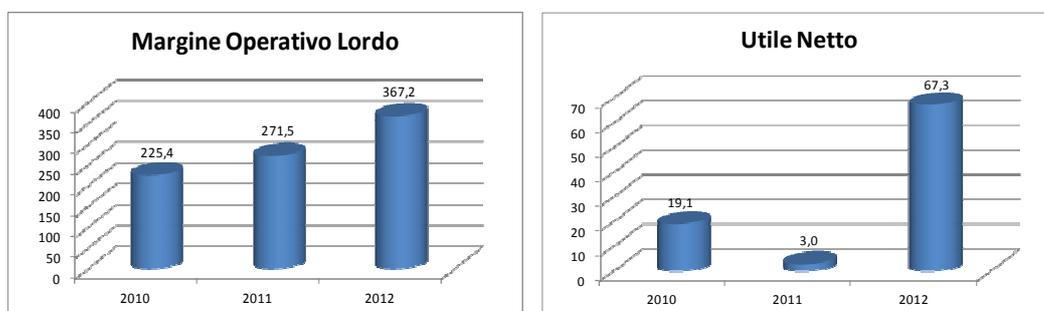
I principali dati di sintesi del Gruppo Enel Rete Gas al 31.12.2012 possono essere riassunti nel seguente schema:

	31.12.2012	31.12.2011
<b>Concessioni attive:</b>	1.962	1.970
<b>Punti di riconsegna attivi:</b>	3.816.960	3.816.416
<b>Gas Distribuito (Naturale e GPL) in milioni di Mc:</b>	5.813	5.893
<b>Margine Operativo Lordo in milioni di euro:</b>	367,2	271,5
<b>Utile Netto in milioni di euro:</b>	67,3	3,0
<b>Consistenza reti gestite in km:</b>	57.237	56.833

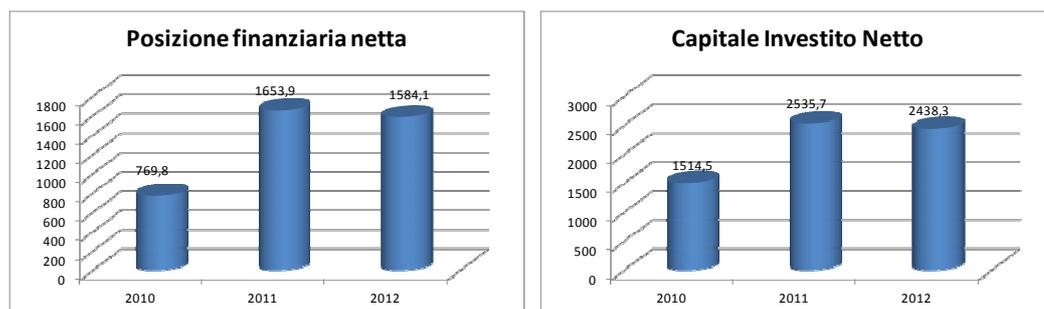
	31.12.2012	31.12.2011
<b>Posizione finanziaria Netta in milioni di euro:</b>	1.584,1	1.653,9
<b>Capitale Netto Investito in milioni di euro:</b>	2.438,3	2.535,7

Di seguito una rappresentazione grafica dell'evoluzione dei principali dati economico patrimoniali del Gruppo. Per una analisi della evoluzione di questi dati si rimanda al paragrafo 6 "I Risultati del Gruppo Enel Rete Gas":

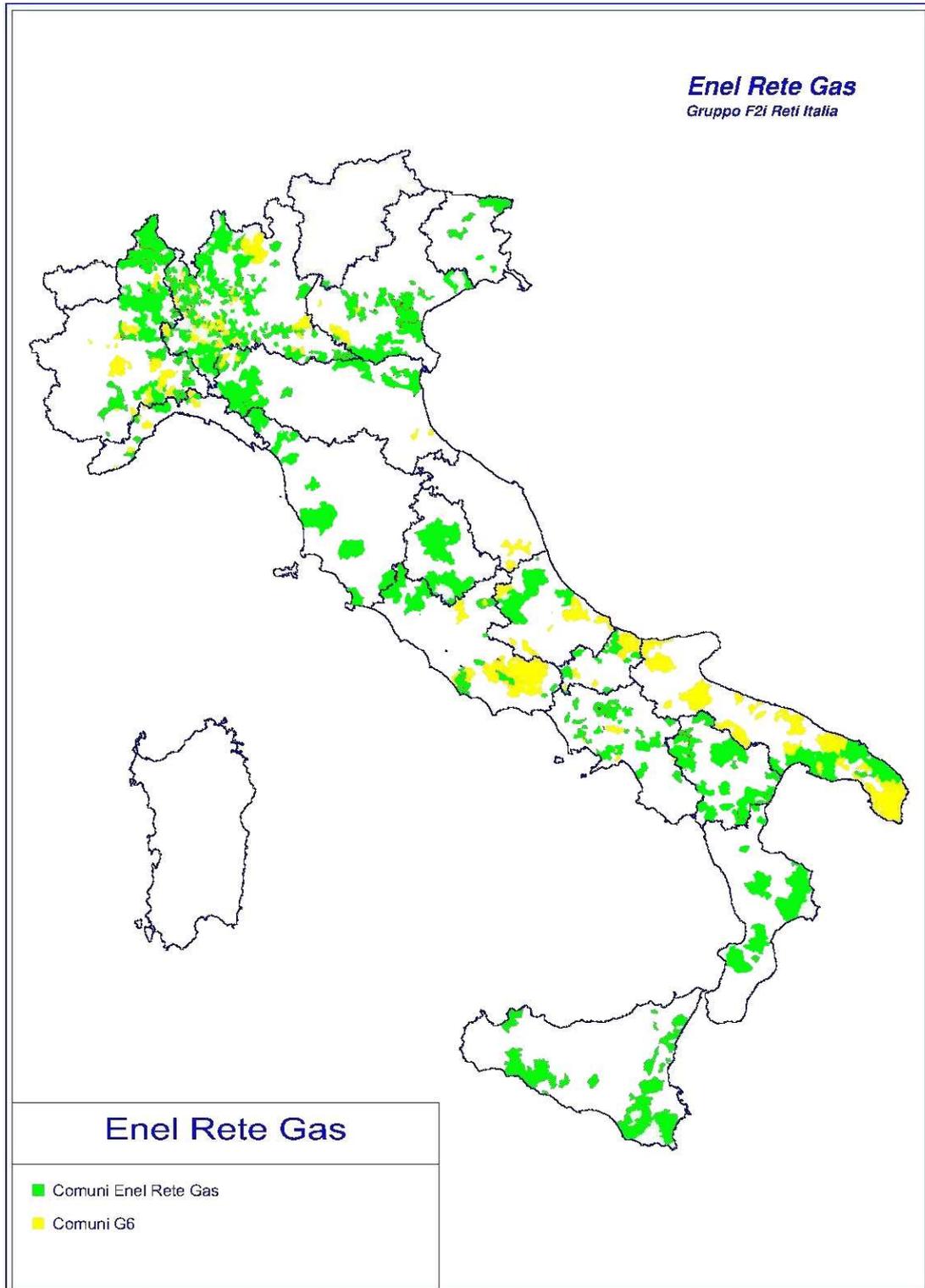
#### Evoluzione dati economici in milioni di euro:



#### Evoluzione dati patrimoniali in milioni di euro:



### 3. Gruppo Enel Rete Gas: la distribuzione territoriale



#### 4. Operazioni di rilievo sul capitale avvenute nel corso dell'esercizio

Nel mese di gennaio 2012 l'aumento di capitale deliberato nel precedente esercizio è stato sottoscritto dal socio di controllo, F2i Reti Italia S.r.l., per la propria quota mediante utilizzo di un credito che la stessa vantava nei confronti della società Enel Rete Gas per 105,1 milioni di euro e mediante versamento, effettuato nel precedente esercizio, di nuova liquidità nelle casse della stessa società per un importo pari a 101,2 milioni di euro.

#### 5. Il perimetro di consolidamento 2012

Il bilancio consolidato del Gruppo Enel Rete Gas al 31 dicembre 2012 comprende 7 società: Enel Rete Gas S.p.A., GP Gas s.r.l. e Reti Gas Scarl in liquidazione, G6 Rete Gas S.p.A., Italcogim Velino S.r.l., Italcogim Trasporto S.r.l. e CBL Distribuzione Gas S.r.l. e si raffronta con un bilancio dello stesso periodo 2011 che, relativamente alla parte economica, comprendeva i risultati dei 12 mesi di Enel Rete Gas S.p.A., GP Gas s.r.l. e Reti Gas Scarl e i risultati di 3 mesi di F2i Reti Italia 2 S.r.l., F2i 5 Reti S.r.l., 2iGas Infrastruttura Italiana Gas S.r.l., G6 Rete Gas S.p.A., Italcogim Velino S.r.l., Italcogim Trasporto S.r.l. e CBL Distribuzione Gas S.r.l. (quest'ultima consolidata proporzionalmente in quanto a controllo congiunto in virtù dei patti parasociali in essere).

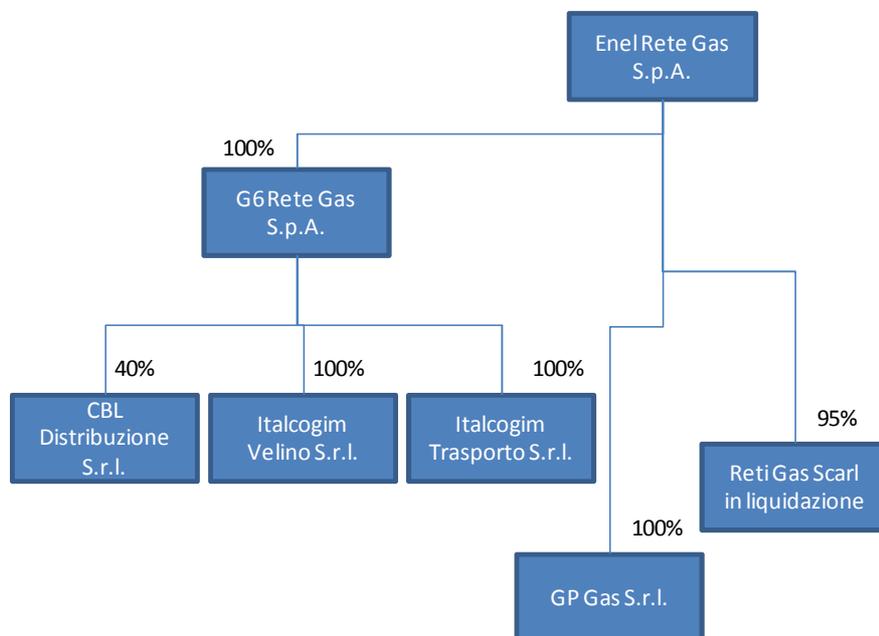
F2i Reti Italia 2 S.r.l., F2i 5 Reti S.r.l., 2iGas Infrastruttura Italiana Gas S.r.l. (collettivamente chiamate "catena 2iGas" nel prosieguo) sono invece state fuse in Enel Rete Gas il 30 settembre 2012 con effetto contabile e fiscale dal 1 gennaio 2012. Ai fini esplicativi, nel documento è stata utilizzata l'espressione "variazione di perimetro temporale" per dare sintetica indicazione delle differenze dovute appunto alla diversa tempistica di consolidamento nell'anno 2011 e nel 2012.

Pertanto, al fine di fornire informazioni utili a interpretare i risultati della gestione 2012 rispetto alla gestione del 2011, le principali voci del conto economico vengono raffrontate con una situazione economica 2011 predisposta meramente a fini gestionali interni assumendo diverse semplificazioni (principalmente la non determinazione degli impatti derivanti dall'applicazione dell'IFRIC 12 e la stima degli effetti legati all'acquisizione del gruppo G6 Rete Gas e della catena 2iGas, simulando gli impatti derivanti dall'allocazione del prezzo di acquisto come se lo stesso fosse avvenuto al 1 gennaio 2011).

Avendo infine raggiunto il proprio scopo sociale, si è provveduto alla messa in liquidazione della società Reti Gas S.c.a.r.l..

Nel corso del 2012 non si sono verificate operazioni di acquisizione da parte del Gruppo.

Il seguente grafico illustra la situazione delle partecipazioni di cui è composto il Gruppo al 31.12.2012:



## 6. I Risultati del Gruppo Enel Rete Gas

Il bilancio consolidato al 31 dicembre 2012 è stato redatto conformemente ai criteri di valutazione e di misurazione stabiliti dagli International Financial Reporting Standard (IFRS) emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) e adottati dalla Commissione Europea secondo la procedura di cui all'art. 6 del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002.

Nel 2012 i ricavi rilevati dal Gruppo sono stati pari a 848,5 milioni di euro e risentono, come già nel precedente anno, dell'impatto dell'applicazione dell'IFRIC12.

Il dato si confronta con un valore 2011 pari a 584,4 milioni di euro. Ad una analisi più attenta, al netto della variazione per 18,6 milioni di euro per ricavi attività immateriali, il valore del miglioramento esistente a livello consolidato di questo dato è attribuibile per circa 49,8 milioni di euro a un effettivo miglioramento netto che comprende 28 milioni di euro per maggiori ricavi TEE iscritti, mentre per la restante differenza al diverso perimetro temporale di consolidamento utilizzato nello scorso esercizio.

I ricavi sono sostanzialmente riconducibili ai ricavi per il vettoriamento del gas naturale e GPL, pari a 592,4 milioni di euro (379,9 nel 2011), mentre il volume di gas di competenza dell'anno tra gas naturale e GPL è pari a 5.813 milioni di metri cubi.

Il dato dei ricavi deriva in parte dalla formula di riconoscimento dei ricavi applicata dal luglio 2009, entrata in vigore con la delibera ARG/gas n. 159/08 del 6 novembre 2008; tale provvedimento ha comportato infatti l'introduzione di un meccanismo di perequazione che consente di computare i ricavi di competenza delle società di distribuzione principalmente sulla base degli investimenti effettuati (RAB) e della media dei punti di riconsegna effettivamente serviti e fatturati indipendentemente dai volumi distribuiti.

I contributi di allacciamento e i diritti accessori, complessivamente pari a 24,0 milioni di euro, risultano ulteriormente migliorati rispetto a quelli rilevati nell'esercizio precedente, pari a 19,6 milioni di euro. L'impatto del diverso perimetro temporale è stato pari a circa 2,3 milioni di euro, mentre 2,1 milioni di euro sono l'effettivo miglioramento della voce nell'anno.

La voce Altri ricavi per 79,5 milioni di euro comprende un significativo incremento dei ricavi per TEE, frutto di maggiori acquisti dei certificati bianchi operata nell'anno rispetto al 2011 e di riflesso quindi un incremento dei ricavi stanziati relativi ai TEE acquisiti. Si ricorda peraltro che all'interno di tale voce nello scorso anno erano evidenziate, per 31,8 milioni di euro, due poste rilevanti di carattere eccezionale: la ricezione del rimborso assicurativo riguardante il danno subito a causa del terremoto dell'Aquila avvenuto nel mese di Aprile 2009 per 17,8 milioni di euro e la plusvalenza data dalla chiusura mediante accordo transattivo del contenzioso in essere con il Comune di Pescara per l'indennizzo da corrispondersi per gli impianti consegnati nel 2006, che ha migliorato i ricavi dell'anno precedente per 14 milioni di euro. Per ulteriori dettagli si rimanda ad apposita nota nella sezione Altri Ricavi del presente documento di bilancio.

I costi operativi, complessivamente pari a 481,3 milioni di euro, mostrano un incremento di 168,4 milioni di euro rispetto al precedente esercizio (312,9 milioni di euro) di questi circa 30,8 milioni di euro per effetto della sopracitata politica di acquisto dei TEE, 18,6 milioni di euro per maggiori costi per attività immateriali e 5,4 milioni di euro per costi diversi di gestione (principalmente per accantonamenti a fondi) e la restante differenza è dovuto al diverso perimetro temporale di consolidamento.

Il Margine Operativo Lordo risulta pertanto pari a 367,2 milioni di euro, in sostanziale miglioramento rispetto a quello rilevato nel 2011, quando era pari a 271,5 milioni di euro. Tale differenza è imputabile per circa 14 milioni di euro alla miglior gestione e per il resto alla differenza temporale di consolidamento rispetto allo scorso esercizio. Si ricorda inoltre che, come meglio spiegato nel paragrafo 14 "Risultati economici e finanziari", l'anno 2011 beneficiava di due partite straordinarie quali il rimborso

assicurativo sul terremoto de L'Aquila e la transazione con il comune di Pescara per complessivi 27,6 milioni di euro. Il miglioramento è dunque pari a 41,6 milioni di euro una volta depurato il dato 2011 da tali partite straordinarie.

Gli ammortamenti e le perdite di valore ammontano complessivamente a 150,8 milioni di euro e si confrontano con un valore di 108,6 milioni di euro dell'anno precedente. Se non si considerano le variazioni del perimetro temporale, gli scostamenti su questa voce sono solo marginali.

Il Risultato Operativo si attesta pertanto a 216,4 milioni di euro; nel 2011 tale risultato era pari a 162,8 milioni di euro. La differenza dovuta al miglioramento della gestione arriva a 15 milioni di euro in virtù dei minori ammortamenti, mentre per il resto per la variazione di perimetro temporale.

Il saldo dei Proventi e degli Oneri Finanziari, negativo per 90,7 milioni di euro mostra un miglioramento rispetto a quanto rilevato nel precedente esercizio (40,6 milioni di euro) principalmente all'impatto, nel precedente anno, della chiusura della struttura di copertura dal rischio di rialzo dei tassi di interesse in essere fino a ottobre 2011 e legata al precedente finanziamento.

Il risultato prima delle imposte pari a 125,7 milioni di euro.

Nel 2011 tale risultato ammontava a 31,5 milioni di euro, e comprendeva l'impatto positivo del rimborso assicurativo sul terremoto dell'Aquila e la chiusura della transazione con il Comune di Pescara, come più sopra ricordato. La differenza di 94,2 milioni di euro è quindi imputabile per 68,5 milioni di euro alla miglior gestione operativa e al miglioramento degli oneri finanziari, mentre il resto alla differenza di perimetro.

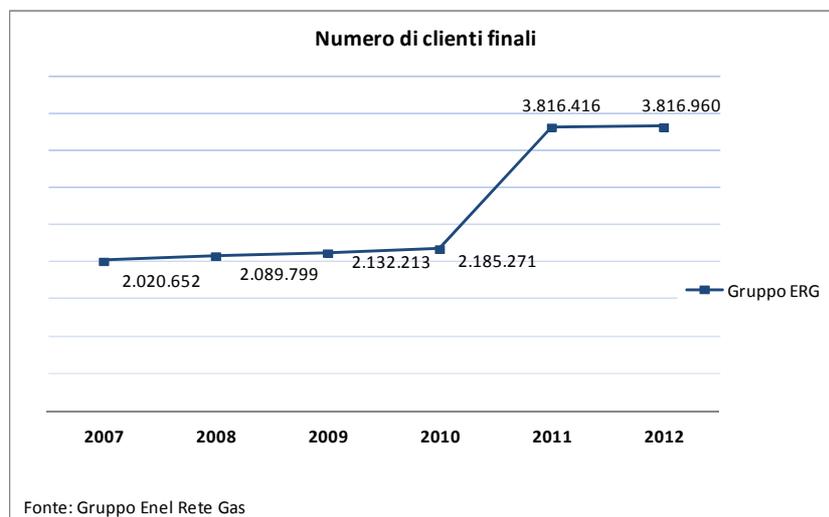
L'impatto fiscale stimato al 31.12.2012 è pari a 58,5 milioni di euro e comprende l'addizionale IRES cosiddetta "Robin Hood Tax" che ha elevato di 10,5 punti percentuali la pressione fiscale sulle società di distribuzione del gas per il triennio 2011-2013.

Il risultato consolidato di esercizio, è dunque al 31.12.2012 pari a 67,3 milioni di euro.

Si sottolinea infine l'eccellente generazione di cassa a livello di free cash flow, di circa 230 milioni di euro con investimenti, al netto delle dismissioni, per oltre 125 milioni di euro.

Per una più attenta disamina dei risultati qui presentati in estrema sintesi si rimanda all'apposito paragrafo 13 "Risultati economico-finanziari".

In aumento di 544 unità risulta il numero dei clienti finali (o Punti di Riconsegna) attivi. Tale numero arriva infatti al 31.12.2012 a 3.816.960 unità contro i 3.816.416 del precedente esercizio. Si ricorda tuttavia che il Gruppo nel 2012 è risultato provvisoriamente primo classificato con Enel rete Gas nelle gare bandite dai comuni di Como, San Fermo della Battaglia e Manfredonia per un totale di 50.600 clienti finali al momento non considerati nel saldo finale dei clienti 2012.



La consistenza delle reti gestite al 31 dicembre 2012 è pari a 57.237 chilometri, erano 56.833 al 31 dicembre 2011.

Con riferimento, inoltre, alle concessioni e agli affidamenti, si evidenzia che al 31 dicembre 2012, i contratti di concessione, per la gestione della distribuzione del gas, dei quali è titolare il Gruppo Enel Rete Gas sono pari a 1.962 (erano 1.970 a fine dicembre 2011).

## 7. Attività di sviluppo e gestione delle concessioni

Il mercato concorrenziale delle gare per l'affidamento del servizio di distribuzione durante il 2012 ha evidenziato un numero alquanto limitato di gare per singole concessioni comunali bandite rispetto al 2011, a seguito delle seguenti pubblicazioni:

- del D.M. 19.01.2011 (G.U. n. 74 del 31.03.2011) in vigore dal 01.04.2011, che individua i 177 ambiti di affidamento del servizio di distribuzione gas;
- del D.M. 18.10.2011 (G.U. n. 252 del 28.10.2011) in vigore dal 29.10.2011, che presenta l'elenco dei Comuni appartenenti a ciascun ambito;

- del D.Lgs. n. 93 del 01.06.2011 che sostanzialmente impedisce l'indizione delle nuove gare per singolo Comune o raggruppamento, vincolando gli Enti ad affidare il servizio di distribuzione tramite gare d'ambito.

#### **Gestione delle concessioni in essere**

Per quanto riguarda l'attività di gestione delle concessioni in essere e, in particolare, la definizione dell'importo condiviso spettante al Gruppo Enel Rete Gas a fine periodo concessorio per gli impianti di sua proprietà, quest'ultimo è stato formalizzato nell'esercizio con n. 70 Amministrazioni comunali per un totale di oltre 153.000 utenti. Tali valori saranno presi come base di calcolo per i relativi Bandi di Gara d'Ambito quale onere a carico degli eventuali nuovi aggiudicatari del servizio per l'acquisizione degli impianti di distribuzione e saranno corrisposti al Gruppo Enel Rete Gas all'atto della stipula del contratto di affidamento, così come previsto dall'attuale normativa.

Tra gli enti interessati ci sono anche Comuni di notevoli dimensioni come Chieti (CH) (circa 25.400 clienti finali), Mira (VE) (circa 17.000 clienti finali), raggruppamento di Chiampo e Arzignano (VI) (circa 16.800 clienti finali) e Massafra (BR) (circa 9.900 clienti finali).

E' stato anche concordato il valore d'indennizzo a seguito di procedura arbitrale con i Comuni di San Giorgio in Bosco (PD) (950 clienti finali), Sumirago (VA) (2.300 clienti finali) e il collegio arbitrale incaricato del lodo di Due Ville (PD) (6.200 clienti finali) si è definitivamente espresso.

Inoltre sono in corso di formalizzazione atti aggiuntivi con altre 10 Amministrazioni comunali e vi sono 48 tavoli tecnici aperti e in corso.

#### **Aggiudicazione concessioni**

In merito all'attività di partecipazione alle gare di affidamento del servizio di distribuzione gas in Comuni gestiti da altri distributori, Enel Rete Gas nel corso del 2012, a conclusione dell'iter successivo all'aggiudicazione delle relative gare, ha sottoscritto i nuovi contratti per l'affidamento del servizio di distribuzione gas ed acquisito la gestione dei corrispondenti impianti, nei Comuni di Aielli e Cerchio (AQ) (circa 1.900 clienti finali), a seguito dell'aggiudicazione definitiva in proprio favore avvenuta nel 2011.

G6 Rete Gas S.p.A., dal canto suo, a seguito dell'aggiudicazione della relativa gara e della sottoscrizione del corrispondente contratto, ha acquisito dalla società Enel Rete Gas S.p.A., a far data dal 03.04.2012, la gestione (per 12 anni) delle nuove concessioni di Ceresara (MN) e Casaloldo (MN) (circa 1.880 clienti finali).

#### **Riaggiudicazione concessioni**

Per quanto attiene Comuni già gestiti, Enel Rete Gas, a conclusione dell'iter successivo all'aggiudicazione delle relative gare, ha sottoscritto i nuovi contratti per l'affidamento del servizio di distribuzione gas e contestualmente ricevuto in consegna gli impianti di distribuzione nei Comuni di Grancona (VI) (circa 500 clienti finali), Nibionno (LC), Molteno (LC), Rogeno (LC), Garbagnate Monastero (LC), Costa Masnaga (LC) e Bosisio Parini (LC) (complessivamente circa 8.800 clienti finali), per i quali ha ricevuto comunicazione dell'aggiudicazione definitiva nel 2012 e nei Comuni di Perugia (PG) (circa 75.000 clienti finali), Somma Lombardo (VA), Arsago Serpio (VA), Vizzola Ticino (VA) (complessivamente circa 10.400 clienti finali), Arizzano (VB), Vignone (VB), Miazzina (VB), Cambiasca (VB), Bee (VB), San Bernardino Verbano (VB) (complessivamente circa 4.100 clienti finali), Casorate Sempione (VA) (circa 2.700 clienti finali) e Cossogno (VB) (circa 408 clienti finali), Pozzaglio ed Uniti e Corte De' Frati (CR) (circa 1.000 clienti finali) per i quali aveva ricevuto comunicazione dell'aggiudicazione definitiva nel 2011.

In data 01.01.2012 G6 Rete Gas S.p.A. ha iniziato la nuova gestione nel Comune di Cadorago (CO) (3.415 clienti finali); la gara era stata riaggiudicata, in quanto gestore uscente, in data 07.11.2011.

#### **Concessioni aggiudicate *sub iudice***

All'aggiudicazione definitiva in favore del Gruppo Enel Rete Gas delle gare bandite dai Comuni di Mirabello (FE) (circa 1.650 clienti finali) e Solofra (AV) (circa 3.500 clienti finali), ha fatto seguito rispettivamente l'annullamento della gara medesima disposto dal TAR Emilia per motivi che sostanzialmente attengono l'apertura delle buste tecniche in seduta comune e l'annullamento disposto dal Tar Campania a seguito del ricorso proposto da altro distributore avverso l'aggiudicazione della gara per motivi che attengono i requisiti di partecipazione alla procedura.

All'aggiudicazione definitiva in favore di altro distributore della gara bandita dal Comune di Marmirolo (MN) (circa 3.200 clienti finali) precedentemente gestita da Enel Rete Gas, ha fatto seguito l'annullamento della gara medesima disposto dal TAR Lombardia; ad oggi sono ancora pendenti i termini di impugnazione della sentenza.

Si segnala inoltre che nel mese di maggio è stata stilata la graduatoria che ha visto Enel Rete Gas prima classificata nella gara bandita dal Comune di Como e San Fermo della Battaglia (CO) (circa 44.600 clienti finali).

Nel mese di dicembre, infine, è stata stilata la graduatoria, che ha visto Enel Rete Gas prima classificata della gara bandita dal Comune di Manfredonia (FG) (circa 16.000 clienti finali).

#### **Passaggio di concessioni ad altro gestore**

Per quanto riguarda poi le nuove gare indette da Comuni il cui servizio di distribuzione del gas era già gestito, Enel Rete Gas:

- in data 02.01.2012, a seguito dell'aggiudicazione avvenuta nel 2011 della gara bandita dai Comuni di Truggio e Albate (MB), (circa 6.700 clienti finali) ad altro distributore, ha dovuto consegnare a quest'ultimo gli impianti di distribuzione del gas per il conseguente subentro nella gestione;
- in data 01.02.2012, a seguito delle aggiudicazioni avvenute nel 2011 delle gare bandite dai Comuni di Bareggio (MI) (circa 8.200 clienti finali) e Bregnano (CO) (circa 2.600 clienti finali) ad altri distributori, ha dovuto consegnare a questi ultimi gli impianti di distribuzione del gas per il conseguente subentro nelle gestioni;
- in data 27.02.2012, ha ricevuto comunicazione di aggiudicazione definitiva ad altro distributore della gara bandita dai Comuni della Provincia di Cremona di Grumello Cremonese ed Uniti (CR), Volongo (CR), Acquanegra Cremonese (CR), Bordolano (CR), Corte De' Cortesi con Cignone (CR) e Martignana di Po'(CR) (complessivamente circa 3.200 clienti finali);
- in data 29.02.2012, ha ricevuto comunicazione di aggiudicazione definitiva ad altro distributore della gara bandita dal Comune di Caronno Varesino (VA) (circa 2.100 clienti finali);
- in data 13.03.2012, ha ricevuto comunicazione di aggiudicazione definitiva ad altro distributore della gara bandita dai Comuni del Triangolo Lariano di Barni (CO), Bellagio (CO), Caglio (CO), Canzo (CO), Caslino d'Erba (CO), Castelmarte (CO), Eupilio (CO), Lasnigo (CO), Magreglio (CO), Proserpio (CO), Pusiano (CO), Rezzago (CO), Sormano (CO) e Valbrona (CO) (circa 11.700 clienti finali);
- in data 02.04.2012, a seguito dell'aggiudicazione della gara indetta nel 2011 a G6 Rete Gas S.p.A., società della quale Enel Rete Gas detiene l'intero capitale sociale, ha consegnato a quest'ultima gli impianti dei Comuni di Ceresara (MN) e Casaloldo (MN) (circa 1.880 clienti finali);
- in data 04.04.2012 ha ricevuto comunicazione con la quale il Tar Milano respinge il ricorso presentato da Enel Rete Gas contro l'aggiudicazione ad altro distributore della gara indetta dal Comune di Lainate (MI) (circa 11.610 clienti finali), si è in attesa della sentenza del Consiglio di Stato;
- in data 27.04.2012, ha ricevuto comunicazione di aggiudicazione definitiva ad altro distributore della gara bandita dal Comune di Paderno Dugnano (MI) (circa 21.700 clienti finali); si è in attesa della sentenza del TAR Lombardia sul ricorso promosso da Enel Rete Gas;
- in data 31.08.2012, a seguito dell'aggiudicazione della gara bandita dai Comuni di Chiampo (VI), Arzignano (VI), Altissimo (VI), Crespadoro (VI), Nogarole Vicentino (VI) e San Pietro Mussolino (VI), (circa 17.000 clienti finali) ad altro distributore, aggiudicatario della gara svoltasi nel mese di marzo 2011, ha dovuto consegnare

a quest'ultimo gli impianti di distribuzione del gas per il conseguente subentro nella gestione;

- in data 05.12.2012, ha ricevuto comunicazione di aggiudicazione definitiva per l'affidamento del servizio in proprio favore della gara bandita dal Comune di Polla (SA), (circa 1.500 clienti finali).

Per quanto riguarda le altre gare indette da Comuni il cui servizio di distribuzione del gas era già gestito da G6 Rete Gas S.p.A. nel corso dell'anno:

- in data 03.08.2011 è stata aggiudicata la gara per il servizio di distribuzione del gas nel Comune di Lomazzo (CO) (4.350 clienti) ad ACSM-AGAM; contro tale aggiudicazione G6 Rete Gas S.p.A. (gestore uscente) ha promosso il ricorso R.G. n. 1357/2011 al TAR Lombardia – Milano per contestare la regolarità dell'aggiudicazione; con sentenza n. 1171/2012 il T.A.R. Lombardia – Milano ha accolto il ricorso annullando la procedura di gara. Con ordinanza n. 803/2013 depositata il 12.02.2013, il Consiglio di Stato ha rimesso all'adunanza plenaria del Consiglio di Stato la questione relativa all'applicabilità dell'art. 84, commi 4 e 10, del d.lgs. 163/2006 alle gare per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale, ritenendo che vi sia contrasto tra le sezioni dello stesso Consiglio al riguardo. L'udienza è prevista per il 22 aprile 2013.
- in data 16.03.2011 è stata aggiudicata la gara per il servizio di distribuzione del gas nel Comune di Velletri (RM) (8.980 clienti) ad Italgas SpA; contro tale aggiudicazione G6 Rete Gas S.p.A. (gestore uscente) ha promosso il ricorso R.G. n. 3466/2011 al TAR Lazio - Roma per contestare la regolarità dell'aggiudicazione, la cui udienza cautelare è stata fissata per il 26.04.2012. E' stato successivamente proposto appello al Consiglio di Stato da parte di Italgas e dal Comune di Velletri contro la sentenza del TAR Lazio n. 6418/12 che ha annullato gli atti di gara, con sospensiva. All'udienza del 22.01.2013 non sono state discusse le istanze cautelari e il Consiglio di Stato ha rinviato al 28.05.2013 per la discussione.

Per quanto riguarda le nuove gare indette da Comuni il cui servizio di distribuzione del gas era gestito da altro distributore, Enel Rete Gas nel 2012:

- in data 11.12 ha ricevuto comunicazione con la quale il Consiglio di Stato ha accolto l'appello incidentale avverso l'aggiudicazione definitiva ad altro distributore della gara bandita dal Comune di Valenza (AL) (circa 10.000 clienti finali);
- ha ricevuto in varie date comunicazioni di aggiudicazione definitiva ad altro distributore delle gare bandite dai Comuni di Offlaga (BS) (circa 1.700 clienti finali), Pomigliano D'Arco (NA) (circa 10.572 clienti finali), Calolziocorte (LC) (circa 6.300 clienti finali), Tezze sul Brenta (VI) (circa 5.200 clienti finali) e Verbania (VB) (circa 18.000 clienti finali).

Per quanto riguarda il Comune di Verbania, in data 18.04.2013 si terrà di fronte al TAR di Torino la discussione del ricorso di Enel Rete Gas contro l'aggiudicazione in via definitiva della concessione del servizio di distribuzione all'impresa Molteni e per la declaratoria dell'inefficacia del contratto eventualmente sottoscritto. Si ricorda che Enel Rete Gas era risultata seconda classificata nel bando di gara di detta concessione.

Nel 2012 inoltre:

- si è conclusa favorevolmente per G6 Rete Gas S.p.A. la causa instaurata da Italgas S.p.A. circa la procedura di gara promossa dal Comune di Pratola Peligna (AQ);
- è stato presentato da G6 Rete Gas Giudizio di ottemperanza avverso il Comune di Spinete (CB) per il risarcimento danni a seguito di procedura di gara dichiarata illegittima sia in primo che in secondo grado di giudizio;
- sono state avviate dalla stessa società le procedure arbitrali per la definizione del valore residuo degli impianti nel Comune di Cormano (MI);
- è stato impugnato sempre da parte di G6 dall'Amministrazione Comunale il lodo relativo alla valorizzazione dell'impianto di San Martino Buon Albergo e la prima udienza è prevista per il 21 marzo 2013. In data 10.01.2013 è stato depositato decreto di esecutività del lodo.

## 7.1 Scenario regolatorio

Per quanto riguarda la distribuzione gas gli interventi dell'AEEG nel corso del 2012 si sono sviluppati su attività/obiettivi in parte già delineati negli anni passati ed in parte fissati nel corso dell'anno in base all'evoluzione del contesto di settore.

L'Autorità ha infatti avviato le consultazioni per la definizione della regolazione tariffaria e della qualità dei servizi di distribuzione e del servizio di misura del gas per il periodo nuovo regolatorio 2013-2016, il cui avvio è stato poi posticipato al 2014, ed è più volte intervenuta con provvedimenti di integrazione e modifica delle disposizioni inerenti il piano di installazione dei contatori con requisiti per la telelettura/telegestione di cui alla deliberazione ARG/gas 155/08.

L'Autorità ha inoltre effettuato consultazioni volte all'adozione di provvedimenti attuativi delle norme di cui al D.M. 226/2011 sui criteri di gara per i nuovi affidamenti del servizio di distribuzione gas per ambiti territoriali e relativi: alla definizione dell'entità dell'una-tantum a copertura degli oneri di gara, alla predisposizione delle schede tecniche e del supporto informatico per la trasmissione dei dati di consistenza degli impianti, alla definizione delle modalità operative per la valorizzazione degli investimenti in efficienza energetica e alla predisposizione dello schema di contratto di servizio tipo. Dopo le consultazioni l'Autorità ha adottato i corrispondenti provvedimenti, ad eccezione delle modalità di valorizzazione degli investimenti in

efficienza energetica, per le quali è stata effettuata solo una consultazione preliminare. Lo schema di contratto di servizio, che è stato sottoposto quale proposta al Ministero dello Sviluppo Economico, è stato approvato e pubblicato in data 5 febbraio 2013.

In relazione alle nuove competenze assegnate in materia di servizi idrici, nel 2012 l’Autorità ha anche adottato le prime disposizioni inerenti la regolazione del servizio idrico integrato, riguardanti in particolare le tariffe degli anni 2012 e 2013 e la trasparenza dei documenti di fatturazione.

Nel periodo in esame, l’AEEG ha emanato e pubblicato oltre 420 provvedimenti, più della metà dei quali (oltre 230) di interesse del settore gas, tra cui in particolare, di diretto interesse della distribuzione gas, diverse deliberazioni in materia di tariffe, accesso al servizio di distribuzione e/o scambi dati tra operatori, nuova disciplina del bilanciamento, qualità del servizio e sicurezza degli impianti, misura del gas, tutela dei clienti finali, servizi di ultima istanza (servizio di default), completamento della disciplina delle gare di affidamento del servizio di distribuzione gas, separazione contabile e amministrativa, efficienza energetica, controlli nei confronti degli operatori ed in materia di funzioni istituzionali ed indirizzi strategici. L’Autorità ha anche emanato una decina di provvedimenti di interesse del settore idrico.

L’Autorità ha inoltre effettuato numerose consultazioni di interesse della distribuzione gas, con pubblicazione di documenti in riferimento ai quali formulare osservazioni e proposte, che la società ha presentato su tutti gli argomenti di interesse dell’attività di distribuzione gas.

Per il dettaglio sull’argomento si rimanda al punto XIV “Appendice Regolatoria”.

### **Altri eventi di rilievo**

Con delibera 368/2012/R/gas del 20.09.2012 sono stati assegnati gli incentivi economici per i livelli di sicurezza del servizio raggiunti dai distributori gas e riscontrati dall’Autorità per l’anno 2010, secondo anno di applicazione di penali oltre che di incentivi e primo anno di obbligatorietà del meccanismo incentivante (obbligatorio, dal 2010, per i distributori con più di 50.000 clienti finali).

Ad Enel Rete Gas, che con oltre 50 società di distribuzione gas italiane è stata assoggettata nel 2010 a tale meccanismo di premi/penali, è stato riconosciuto il premio più alto pari a 4,6 milioni di euro (0,7 milioni di euro per la componente legata alle misure del grado di odorizzazione del gas e 4,0 milioni di euro per la componente legata alla diminuzione delle dispersioni).

Nell’ambito del procedimento avviato dall’Autorità con delibera VIS 162/10, nei confronti di n. 10 imprese di distribuzione gas (tra cui Enel Rete Gas, G6 Rete Gas e 2iGas) per possibili violazioni in materia di misura del trasporto del gas naturale presso i punti di consegna delle rispettive reti (cabine REMI), in data 09.05.2012 è pervenuta ad Enel Rete Gas, dalla Direzione Affari Giuridici e Contenzioso, una

richiesta di ulteriori informazioni e documentazione. Con la medesima comunicazione l’Autorità ha anche richiesto a Snam Rete Gas di produrre copia dei verbali di misura riferiti alle cabine Remi oggetto del procedimento, per il periodo di interesse. Analoghe comunicazioni, solo di richiesta dei verbali di misura a Snam Rete Gas ma senza richiesta di ulteriori informazioni, sono pervenute per conoscenza anche a G6 Rete Gas e 2iGas, relativamente alle cabine Remi di rispettiva pertinenza.

Enel Rete Gas ha trasmesso le informazioni e i documenti richiesti in data 29.05.2012, a supporto di quanto già evidenziato dal Gruppo a febbraio 2011 circa la non sussistenza delle violazioni contestate. Al fine di attestare ulteriormente quanto già rappresentato nelle note e memorie trasmesse sull’argomento Enel Rete Gas, nel mese di dicembre, ha prodotto ulteriore documentazione riguardante le proprie tre cabine Remi interessate e quella già di 2iGas.

In data 07.02.2013 sono infine pervenute ad Enel Rete Gas le comunicazioni delle risultanze istruttorie in cui viene prefigurata l’applicazione di una sanzione (sia per Enel Rete Gas che per 2iGas) per non aver adempiuto con tempestività alle manutenzione di talune apparecchiature rispettivamente in due e in una cabina REMI. L’audizione finale innanzi al Collegio dell’Autorità, prima del provvedimento che verrà adottato a chiusura del procedimento e in occasione della quale Enel Rete Gas evidenzierà nuovamente le proprie argomentazioni difensive, dovrebbe tenersi nel primo semestre.

A seguito dell’ispezione effettuata dall’AEEG a giugno 2011 circa la corretta applicazione delle disposizioni tariffarie per il periodo di regolazione 2009-2012, l’Autorità, con comunicazioni del 13.02.2012 e del 30.08.2012, ha richiesto ulteriori informazioni e documentazione integrativa, che Enel Rete Gas ha predisposto e trasmesso come da indicazioni ricevute.

Nel mese di dicembre l’Associazione delle imprese di distribuzione Anigas (cui sono associate Enel Rete Gas e G6 Rete Gas) ha presentato ricorso nei confronti della deliberazione dell’Autorità 436/2012/R/gas con cui è stata prorogata al 2013 la regolazione tariffaria del periodo 2009-2012, modificando tuttavia le modalità di adeguamento del tasso di remunerazione del capitale investito (WACC), senza aggiornarlo nella misura in cui gli operatori ritengono sarebbe stato necessario, per continuità con la regolazione previgente.

Con sentenze nn. 3227/2012, 3228/2012, 3229/2012, 3230/2012, 3231/2012, 3232/2012, 3233/2012, 3234/2012, 3235/2012, pubblicate il 28.12.2012, e nn.3272/2012, 3273/2012, 3274/2012 e 3296/2012, pubblicate il 29.12.2012, il TAR Lombardia - Milano ha accolto i ricorsi presentati da diverse imprese (aderenti a Federutility) e ha annullato le disposizioni inerenti il Servizio di Default di cui alle delibere ARG/gas 99/11, 166/2012/R/gas e 352/2012/R/gas, ritenendo in sintesi che il Servizio di Default introdotto dall’AEEG contrasti con il principio, comunitario e nazionale, della separazione tra l’attività di distribuzione e l’attività di fornitura del gas e che un simile servizio non possa essere ricondotto, come invece ritenuto dall’Autorità, nell’ambito del servizio di bilanciamento.

Tra i provvedimenti di rilievo per la società emanati dall'altra Autorità che vigila anche sul mercato energetico (Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato) si evidenzia il provvedimento n. 23794 del 02.08.2012, con cui sono state irrogate alle società Linea Group Holding S.r.l. e Linea Distribuzione S.r.l., in solido, e alle società E.On Italia S.p.A. e 2iGas Infrastruttura Italiana Gas S.r.l. (già E.On Rete S.r.l.), pure in solido, sanzioni amministrative pari rispettivamente a 129.675 euro e 1.205.308 euro per aver posto in essere un accordo, tramite la costituzione di un'associazione temporanea di impresa, ritenuto anticoncorrenziale in quanto finalizzato alla ripartizione territoriale delle concessioni messe a gara dal Comune di Casalmaggiore e da altri 7 Comuni della Provincia di Cremona nel luglio 2010. Nei confronti di tale provvedimento, che riguarda fatti risalenti al 2010 (quindi ad un periodo precedente l'acquisizione della società E.On Rete S.r.l. da parte del Gruppo) è stato presentato ricorso.

## 7.2 Quadro tariffario

Nel 2012 è proseguita l'applicazione del nuovo regime tariffario introdotto per il terzo periodo di regolazione (1 gennaio 2009 – 31 dicembre 2012) con la delibera ARG/Gas n. 159/08. In particolare, si è concluso in Consiglio di Stato il dibattimento in merito al ricorso promosso nel 2009 da taluni operatori contro la del. ARG/gas n. 159/08.

Con la sentenza n. 2521/2012 il Tribunale Amministrativo ha annullato le disposizioni della regolazione tariffaria inerenti la previsione di un recupero di produttività (x-factor) costante per l'intera durata del periodo di regolazione tariffaria, l'applicazione di un meccanismo di gradualità basato sul valore aggregato a livello nazionale, l'estensione della determinazione delle tariffe d'ufficio a tutte le località servite dal distributore in caso di documentazione incompleta.

Al fine di ottemperare alla sentenza del Consiglio di Stato, l'Autorità ha emesso nell'agosto 2012 la delibera 315/2012/R/gas riferita alle tariffe 2009 e 2010. Inoltre l'Autorità ha dato avvio al procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas, (quarto periodo regolatorio distribuzione e misura gas) pubblicando il documento di consultazione 341/2012, che contiene le prime ipotesi.

Per l'anno 2013 si è proposto di valutare l'ipotesi di prolungamento del periodo di vigenza dell'attuale regolazione tariffaria e della qualità fino a tutto l'anno 2013. L'Autorità intende valutare altresì l'ipotesi di estensione del periodo regolatorio fino a una durata massima di cinque/sei anni, anche in relazione all'ipotesi di introdurre meccanismi di aggiornamento infra-periodo di alcuni parametri utilizzati, quali ad esempio il tasso di rendimento delle attività prive di rischio. L'adozione del provvedimento finale per la regolazione del quarto periodo regolatorio è prevista entro ottobre 2013.

La proroga fino al 31 dicembre 2013 delle disposizioni attualmente in vigore è stata ufficializzata con la delibera 436/2012/R/Gas che contiene anche lievi modifiche del WACC dell'attività di distribuzione per il 2013 che viene fissato al 7,7% (fino al 2012 era il 7,6%), mentre il WACC dell'attività di misura è confermato in misura pari all'8%, il recupero di produttività per l'attività di distribuzione è pari al 2,4% e quello della misura pari al 2,8%.

L'evoluzione normativa è proseguita con la pubblicazione in data 6 novembre 2012 della delibera 450/2012/R/Gas con cui l'Autorità ha proceduto alla determinazione delle tariffe per gli anni 2011 e 2012, in ottemperanza alla sentenza del Consiglio di Stato 2521/12. Pur non rilevando impatti negativi in termini di ricavi si deve rilevare che in data 17 dicembre 2012 sono stati pubblicate sul sito riservato agli operatori le tariffe di riferimento con tutte le loro componenti, compresa la c.d. RAB sulla quale si ritiene che l'Autorità abbia operato con criteri non omogenei rispetto alle tariffe di riferimento 2009 e 2010 pubblicate in agosto.

Pertanto Enel Rete Gas in data 4 gennaio 2013 ha deciso di promuovere ricorso contro la delibera 450/2012/R/Gas e contro la delibera 553/2012/R/GAS pubblicata il 24 dicembre 2012 con cui l'Autorità ha determinato le tariffe di riferimento dell'anno 2013.

Per quanto concerne gli aspetti tariffari dell'attività di misura, nel corso dell'anno l'Autorità, facendo seguito ai documenti di consultazione DCO 17/11 e DCO 40/11, ha pubblicato la del. 28/2012/R/gas che introduce nuove regole per la remunerazione dell'attività di misura del periodo regolatorio 2013-2016. Le principali novità consistono nella remunerazione degli investimenti in misuratori valutati secondo una media tra costi effettivi e costi standard, nell'introduzione di costi operativi specifici per la telemisura ed in un nuovo piano di sostituzione dei misuratori più dilazionato nel tempo rispetto a quello della delibera ARG/Gas n. 155/08.

In particolare per i misuratori "domestici" i nuovi termini per le sostituzioni del 60% del parco misuratori sono state fissate al 31.12.2018, termine in cui debbono essere sostituiti anche il 100% dei misuratori con bollo metrico scaduto.

L'Autorità fa tuttavia presente che, essendo entrata in vigore la legge 99/09, contrariamente a quanto previsto dalla delibera ARG/Gas n. 159/08 non risulta possibile riconoscere per i misuratori sostituiti la prevista compensazione tariffaria. Anigas (Associazione Nazionale Industriali Gas) ha comunque presentato ricorso contro la citata delibera innanzi al TAR Milano.

L'Autorità a sua volta ha pubblicato le delibere 246/2012/R/gas e 316/12/R/gas modificando parzialmente taluni contenuti del precedente provvedimento, ma tali modifiche non hanno soddisfatto appieno gli operatori.

Anigas ha pertanto deciso di proseguire nel ricorso anche verso i provvedimenti che modificano la delibera 28/2012/R/gas.

### 7.3 Contesto normativo

Per il contesto normativo si rimanda all'appendice XV "Contesto Normativo"

## 8. Supporto alle attività di vettoriamento del gas

### 8.1 Qualità commerciale

Il livello di qualità commerciale viene misurato tramite un indice generale che rappresenta la percentuale di prestazioni non eseguite nei tempi standard previsti dall'Autorità per l'energia elettrica ed il gas, in riferimento ad attivazioni, riattivazioni, disattivazioni, preventivi ed esecuzione lavori semplici e complessi.

Nel dettaglio, i valori a consuntivo degli specifici indicatori per le prestazioni "fuori standard" per le società del gruppo sono i seguenti :

	<u>ERG</u>	<u>G6</u>
Attivazioni	0,20%	0,52%
Esecuzione lavori semplici	0,51%	1,56%
Preventivi commerciali	0,33%	0,54%
Riattivazione morosi	0,71%	4,22%
Disattivazioni su richiesta cliente	0,49%	0,18%
Esecuzione lavori complessi (non soggetti a indennizzo)	0,22%	0,55%

Il risultato finale di G6 Rete Gas, peraltro, risulta in parte penalizzato dal numero degli eventi di mancato rispetto del tempo massimo di esecuzione prestazione occorsi esclusivamente per effetto del tempo eroso dalle imprese di vendita per la definizione dell'appuntamento necessario ai fini della esecuzione della prestazione richiesta.

Tale fenomeno, manifestatosi a partire dall'Ottobre 2012, è risultato penalizzante soprattutto in rapporto alle riattivazioni post morosità per le quali il tempo massimo di completamento della prestazione è contenuto e computato in base a giorni feriali.

Per contenere la numerosità dei casi di mancato rispetto del tempo massimo di riattivazione post morosità è in corso la ridefinizione del criterio di pianificazione degli interventi: in maniera sistematica, alla richiesta di appuntamento da parte dell'impresa di vendita il sistema restituirà come data proposta quella del giorno lavorativo immediatamente successivo. Tale intervento sarà altresì compendiato dall'introduzione dei necessari adeguamenti procedurali osservati dagli operatori addetti alla materiale pianificazione degli interventi.

### 8.2 Gestione Reclami

Nell'esercizio 2012, il Gruppo Enel Rete Gas ha gestito 3.523 reclami scritti e richieste di informazioni scritte con 19 fuori standard, 52 richieste di informazioni da Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas pervenute per il tramite di società autorizzate alla vendita e 33 richieste di informazioni da società autorizzate alla vendita per richieste di cambio fornitore.

Inoltre, sono state formulate risposte a 3.035 richieste da AEEG - Sportello per il consumatore - per reclami direttamente pervenuti a quest'organo, operante dal 2009 per la valutazione di reclami, istanze e segnalazioni proposti dai clienti finali.

Sono state trattate, infine, 2.439 richieste di dati tecnici acquisibili con lettura del gruppo di misura (M01) con 18 fuori standard e 4311 richieste di altri dati tecnici (M02) con 47 fuori standard.

### **8.3 Fatturazione vettoriamento gas**

Nel corso del 2012 la fatturazione del vettoriamento gas è stata adeguata alle nuove disposizioni previste dalla deliberazione AEEG 166/12/R/gas, con l'introduzione di una nuova componente tariffaria (UG3) a copertura degli oneri connessi agli interventi di interruzione di fornitura.

Particolare attenzione è stata dedicata a minimizzare gli scarti del processo di fatturazione per assicurare la massima completezza e tempestività. E' stato inoltre avviato l'invio delle fatture in modalità elettronica ad Eni-Gas&Power.

E' stato reingegnerizzato il sistema di fatturazione del GPL per assimilarlo a quello utilizzato per il gas naturale.

G6 Rete Gas ha inoltre affidato al fornitore M.B.S. Group, le attività di misura, fatturazione e consegna delle fatture inerenti il servizio idrico.

### **8.4 Commerciale Rete Gas**

E' stato ulteriormente diffuso presso le società di vendita il portale "Four", strumento di comunicazione evoluto per le richieste di prestazioni e switching. Attualmente le società accreditate all'utilizzo di Four sono 205 su 239.

Per le richieste di prestazioni, è stato riscontrato interesse da parte delle società di vendita per l'utilizzo del canale di comunicazione tramite modalità Application to Application, già attivo con Enel Energia, che nel 2012 si è realizzato con GDF Suez Energia Italia.

Nell'ottica del miglioramento delle relazioni con le società di vendita clienti, sono stati organizzati due incontri con le società di vendita gas clienti: il 19 giugno a

Milano, con la partecipazione delle società del centro-nord e il 12 luglio, presso la sede Enel di Roma, con ulteriori cinquanta società di vendita del centro sud. Nel corso degli incontri sono stati trattati argomenti inerenti l'evoluzione del quadro normativo AEEG, illustrate le nuove funzionalità del portale web Front-Office FOUR e presentati i portali di 2iGas Infrastruttura Italiana Gas e di G6 Rete Gas SpA.

Sono proseguite le attività di analisi e validazione delle istanze di Bonus Gas, presentate da clienti finali ai comuni di competenza per ottenere agevolazioni tariffarie. Sono state rafforzate alcune azioni mirate a ridurre gli esiti negativi di accoglimento delle richieste dovuti a disallineamenti tra i dati anagrafici presenti nelle banche dati delle società di vendita e quelle del Gruppo Enel Rete Gas

Per quanto riguarda le nuove esigenze determinate dalle ultime disposizioni dell'Autorità, tra le più rilevanti vi sono il nuovo testo della morosità gas (TIMG) con le correlate prime implementazioni stabilite dalla deliberazione 166/12/R/gas, con modifiche sui processi di Front Office per l'interruzione ed il ripristino della fornitura.

Sono state effettuate le attività massive di allineamento con le Società di Vendita delle anagrafiche dei punti di riconsegna, in accordo alle delibere AEEG ARG/com 146/11 e 131/12/R/com.

E' stato realizzato il nuovo sito del Gruppo Enel Rete Gas, arricchendolo con nuova veste grafica e contenuti utili alla clientela ed alle società di Vendita.

## 9. Costruzione impianti, ambiente e sicurezza

### 9.1 Impianti distribuzione gas

Nel corso dell'anno 2012 sono stati posati circa 249 km di rete per nuove costruzioni e circa 86 km di rete per rinnovo/mantenimento impianti.

Tutti gli interventi traggono origine da esigenze di potenziamento per il mantenimento dei livelli di servizio, di acquisizione di nuovi clienti e da obblighi concessori assunti previsti negli accordi con gli Enti competenti.

E' stato realizzato e messo in esercizio da parte di Enel Rete Gas il tratto di rete di circa 2,5 km per il collegamento in località Villa di Chiavenna alle reti di G6 Rete Gas finalizzata alla messa in gas del comune.

Nel corso del 2012 sono stati inoltre effettuati interventi di modifiche, potenziamento e messe in servizio sulle cabine primarie di:

- Aielli, Cerchio, Aragona, Castellanza, Chiuduno, Oppido Lucano, Motteggiana il cui potenziamento si è reso necessario per il soddisfacimento dei nuovi fabbisogni dell'impianto;

- Taranto-Lido Azzurro in ottemperanza a quanto previsto da impegni pregressi.

Nell'ambito delle attività di potenziamento, ammodernamento ed incremento della sicurezza degli impianti di prima riduzione e misura (REMI) della rete G6 Rete Gas nel corso del 2012:

E' avvenuta la formalizzazione dell'affidamento tramite gara d'appalto per il rifacimento o l'ammodernamento di 63 impianti elettrici per illuminazione e alimentazione apparecchiature e degli impianti di terra, interventi che verranno realizzati nel biennio 2013-2014 .

Per 29 cabine principali (cabine REMI) è stato effettuato l'aggiornamento della documentazione riguardante la classificazione delle zone di pericolo e del documento di protezione contro le scariche atmosferiche con relativa documentazione progettuale.

È stato portato avanti il piano di rimozione e smaltimento delle coperture con presenza di materiale contenente amianto procedendo con la sostituzione di 6 coperture con presenza di eternit, il cui smaltimento è avvenuto con piani approvati dai competenti Enti locali, nel pieno rispetto della normativa vigente; nel corso del 2013 verranno ultimate le restanti sostituzioni a completamento dei piani avviati nei precedenti anni.

Sempre a proposito di G6 Rete Gas nel primo semestre 2012, come previsto, è stata attivata la cabina Remi di Tricase in Alessano, che viene aggregata all'attuale pool che già comprende le cabine Remi di Sanarica, Melpignano e Soletto.

Nel corso del secondo semestre, come da pianificazione, è stata attivata la Remi di Taviano che è stata interconnessa allo stesso pool di cui sopra completando di fatto la magliatura delle reti a servizio del Salento.

Nel mese di giugno è entrato in esercizio l'impianto nel comune di Fumone (FR) in derivazione dal già gestito impianto di Alatri: l'impianto potenzialmente conta 400 PDR.

Nel settembre 2012, sono state ultimate le opere relative alla metanizzazione dei comuni di Amatrice, Micigliano e Posta rientranti tra gli interventi finanziati dalla Legge 266/97 per il programma di Metanizzazione in Italia, si sono così attivati gli impianti alimentati dalla cabina REMI sita nel comune di Antrodoto (RI) che servirà un bacino di utenza potenziale stimato in circa 1300 clienti finali.

In Valtellina si è completato l'impianto di Torre S. Maria con la posa di circa 200 mt su pavimentazione 'pregiata', sono proseguite inoltre le opere di costruzione dell'impianto di Chiesa Val Malenco per complessivi 1200 mt in attesa di dare corso alle opere per metanizzare le frazioni Primolo e Curlo che completerebbero il progetto posto a base di gara.

Contemporaneamente in derivazione alla rete feeder che alimenta l'impianto di Chiesa Val Malenco proseguono le opere relative alla costruzione degli impianti

derivanti dall'aggiudicazione della Gara sui comuni di Lanzada e Caspoggio a completamento del comprensorio della Comunità Montana Val Malenco.

Anche per l'impianto di San Giacomo Filippo sono state completate le opere di metanizzazione e attualmente si è in attesa che venga realizzato il collegamento con il comune di Chiavenna che Enel rete Gas dovrebbe completare per il Giugno 2013, nel frattempo si è dato corso alla cantierizzazione delle opere sulla statale 37 cosiddetta dello Spluga, necessarie per collegare il comune di Campo Dolcino che di fatto completerebbero le opere previste sul territorio della Comunità Montana della Val Chiavenna.

Nell'ambito delle attività di potenziamento, ammodernamento ed incremento della sicurezza degli impianti di Protezione Catodica nel corso del 2012:

- Sono stati realizzati 113 interventi di sostituzione parziale o integrale su impianti di protezione catodica, per garantire la protezione dalle corrosioni delle condotte in acciaio, evitando in tal modo fughe di gas dalle stesse.
- Sono stati installati 334 quadri elettrici normalizzati a servizio delle centraline di protezione catodica.

Nell'ambito delle attività di potenziamento, ammodernamento ed incremento della sicurezza degli impianti secondari riduzione nel corso del 2012:

- L'ammodernamento/potenziamento di apparecchiature, valvolame o di parti edili di circa 60 cabine secondarie (gruppi di riduzione finali), sia in quanto ormai obsolete (peraltro anche ammortizzate), sia per garantire i livelli di servizio di pressione del gas ai clienti.

## 9.2 Teleallarme Gas

Anche nel corso del 2012 il sistema ha funzionato con regolarità attestando il tasso di funzionamento sulle cabine primarie oltre il 95%, mantenendo la riduzione degli interventi di ispezione periodica per ogni cabina di prelievo precedentemente svolti tramite il personale aziendale, stimata in circa 60 ore anno in meno rispetto agli impianti non provvisti di teleallarme

Si ricorda che il sistema, avviato nell'anno 2006, prevede il monitoraggio dei principali parametri di funzionamento di tutte le cabine primarie e di una parte delle cabine secondarie identificate in base alla loro significatività a rappresentare il funzionamento delle reti su cui insistono.

Nel corso del 2012 è proseguito in G6 Rete Gas il consolidamento del sistema di telecontrollo delle reti procedendo al progressivo incremento degli impianti

monitorati, in parte anche nel rispetto degli obblighi di gare vinte negli anni precedenti.

### 9.3 Continuità e sicurezza del servizio

Anche nell'anno 2012 il Gruppo Enel Rete Gas ha eseguito i controlli relativi ai dati riguardanti i processi di Sicurezza e Continuità del servizio di cui alla delibera 120/08 emanata dall'Autorità di settore. I principali parametri monitorati sono relativi a prestazioni caratterizzanti la capacità dell'impresa di distribuzione di intervenire con tempestività in situazioni di potenziale pericolo (interventi di pronto intervento, tempo di intervento), o di organizzare ed eseguire controlli preventivi atti a garantire un corretto monitoraggio delle condizioni di sicurezza (percentuale di rete sottoposta ad ispezione, grado di odorizzazione del gas, percentuale di rete protetta catodicamente).

Entro marzo 2013 sarà effettuata la rendicontazione, riguardante gli standard tecnici relativi all'anno 2012, estraendo i dati registrati nei sistemi informatici aziendali; l'adozione di tale sistema consente di rendere più efficiente il processo di rendicontazione e migliorare il monitoraggio in corso d'anno delle attività tecniche connesse alla continuità e sicurezza del servizio.

In generale i dati rilevati e di prossima rendicontazione, in continuità con quanto accaduto nei precedenti esercizi hanno messo in evidenza prestazioni qualitativamente elevate sia rispetto alle prestazioni minime richieste, sia in relazione alle prestazioni dei competitor.

Nell'ottica di una costante attenzione alla sicurezza degli impianti e dei clienti finali sono state effettuate campagne di ricerca preventiva delle dispersioni per circa il 70% della rete esistente, in luogo del 25/30% minimo richiesto dalle delibere dell'AEEG, ed eseguiti circa 8.000 controlli gascromatografici in rete con esito conforme per controllare in maniera capillare l'effettivo grado di odorizzazione del gas distribuito.

### 9.4 Lavori contribuiti

Nel corso del 2012, i Comuni interessati da contribuzione pubblica per la costruzione di reti di distribuzione gas, trattati a vario titolo, sono stati 93, per contributi equivalenti in conto capitale già incassati per 29,6 milioni di euro con SAI (Stato Avanzamento Intervento) precedenti. Di questi Comuni, 37 sono stati finanziati dal Ministero dell'Economia e delle Finanze / Dipartimento del Tesoro a valere sulla Legge 784/80 – Programma Generale di Metanizzazione del Mezzogiorno; gli altri Comuni da programmi Regionali che fanno leva su contributi della UE. Nel corso dell'anno stati incassati 14,9 milioni di euro di contributi in conto capitale.

### 9.5 Delibera n. 155/08 – (Smart meter)

La delibera ARG/gas 155/08 ha introdotto, a carico dei distributori, la necessità di una progressiva adozione di sistemi di misura innovativi che consentano la telelettura dei consumi dei clienti finali nonché, per i calibri minori generalmente al servizio delle utenze domestiche, anche l'adeguamento con elettrovalvola per una telegestione delle utenze gas.

Le tempistiche definite dall'AEEG prevedevano che, nell'arco temporale di 6 anni a partire dal 2010, le aziende distributrici adeguassero il proprio parco contatori a quanto disposto dalla delibera, rispettando tappe intermedie a partire dai contatori di maggior calibro.

Nella Delibera 28/12/R/Gas emessa dall'AEEG il 28 Febbraio 2012, tale adeguamento è stato ulteriormente dilazionato nel tempo e nella misura, portando l'obiettivo al 2018 per l'installazione del 60% dei contatori elettronici per le utenze domestiche e quindi per i contatori di calibro G4 e G6.

Nel corso del 2012 si sono succeduti altri provvedimenti regolatori che hanno ulteriormente chiarito e modificato i contenuti delle delibere dell'AEEG 155/08 e 28/12.

In particolare sono state pubblicate la delibera 193/2012 del 18 maggio, la delibera 246/2012 del 14 giugno, la delibera 316/2012 del 26 luglio ed infine la delibera 575/2012 del 28 dicembre. L'AEEG infatti, in seguito ai dati raccolti il 31 luglio 2012 sullo stato dell'adeguamento dei gruppi di misura alla delibera 155/08, ha preso atto del ritardo sull'adeguamento ed ha avviato una nuova ricognizione presso i costruttori e le imprese distributrici che ha portato alle dilazioni temporali della delibera 575/12 di fine anno.

Per effetto dei suddetti provvedimenti sono stati fissati ed aggiornati i valori dei costi standard riconosciuti dall'Autorità in merito all'installazione e attivazione dei nuovi contatori elettronici, in funzione del loro calibro e dell'anno di attivazione, e sono appunto state riviste le tempistiche per l'adeguamento dei gruppi di misura dei calibri maggiori od uguali a G10.

In particolare è stato spostato a fine 2014 il termine per l'adeguamento dei calibri G40 ed a fine 2015 l'adeguamento dei G16 e G25; per i calibri G10 è stata stabilita una soglia del 15% a fine 2014 rinviando al nuovo periodo regolatorio le successive scadenze.

Nel mese di novembre 2012 l'AEEG ha pubblicato anche il documento di consultazione 478/12 "Procedura e criteri di selezione degli investimenti ammessi alla sperimentazione di soluzioni di telelettura/telegestione congiunta di misuratori di gas naturale di classe minore o uguale a G6 e di misure di punti di riconsegna/prelievo di altre commodity" al quale è stato risposto nei termini temporali richiesti.

Il Comitato Italiano Gas (CIG), in accordo anche con i recenti sviluppi normativi in ambito europeo, ha consolidato la scelta della frequenza e del protocollo di comunicazione via radio per le utenze domestiche di calibro G4 e G6 tenendo conto anche delle sperimentazioni effettuate su varie tecnologie di comunicazione in radiofrequenza da parte del Gruppo Enel Rete Gas e delle principali aziende di distribuzione del gas naturale.

Nel corso del 2012 il CIG, che inizialmente lasciava prevedere che le norme in corso di completamento potessero essere pubblicamente emesse entro Dicembre 2012, ha informato l'AEEG delle difficoltà incontrate nel condurre e portare a compimento i lavori di propria competenza ed in seguito ai chiarimenti intercorsi con l'AEEG, ha fissato il prossimo mese di marzo 2013 come obiettivo per il completamento delle necessarie norme.

Nel corso del 2012 è stato concluso l'adeguamento dei Punti di Riconsegna con contatori di calibro uguale a G40, secondo quanto stabilito nei programmi aziendali.

Nel corso del 2012 sono inoltre stati conclusi i lavori per la definizione delle specifiche tecniche dei contatori elettronici integrati, con utilizzo delle diverse tecnologie di misura presenti sul mercato, per gruppi di misura di calibro compreso tra G10 e G40 ed è stato pubblicato un bando di gara europeo per la fornitura di contatori elettronici integrati di calibro G25; il bando prevede la presentazione delle offerte da parte dei costruttori interessati entro la fine del mese di gennaio 2013.

Sono infine stati avviati i lavori di definizione delle specifiche tecniche dei contatori elettronici integrati per i calibri G4 e G6.

### **9.1 Piano sostituzione contatori tradizionali**

L'attività di sostituzione dei contatori di tipo tradizionale aventi vetustà superiore a 25 anni è proseguita per il primo trimestre del 2012, con la sostituzione di circa 14.000 contatori effettuata per l'86% da imprese esterne.

L'attività è stata interrotta successivamente alla pubblicazione della delibera AEEG 28/2012/R/gas, estensione della delibera Aeg ARG/gas 155/08.

### **9.2 Certificazioni ISO**

Nel mese di Dicembre si è svolta la riunione del Comitato Sicurezza e Salute dei Lavoratori di Enel Rete Gas, e contestualmente il Riesame della Direzione del Sistema di Gestione Integrato al 30 Settembre 2012 al fine di effettuare valutazioni su un periodo temporale omogeneo (tenuto conto della recente incorporazione della società 2iGas).

Nel mese di Settembre si è chiusa la prima fase del progetto di revisione ed aggiornamento dei documenti relativi al SGQI di Enel Rete Gas con una analisi delle attività che sono state eseguite nel periodo GEN/SET 2012. Il progetto prosegue con attività pianificate sino a Dicembre 2013.

Si ricorda inoltre che nel primo semestre 2012 l'Organismo di Certificazione CERTIQUALITY ha concluso la Verifica Ispettiva Periodica sul Sistema di Gestione Integrato Qualità, Sicurezza ed Ambiente - Enel Rete Gas. L'esito finale è stato molto positivo ed in miglioramento rispetto allo scorso anno.

Non sono state rilevate Non Conformità.

G6 Rete Gas infine è in possesso di certificazione di sistema legato alle tre norme:

- UNI EN ISO 9001:2008, Sistema di Gestione Qualità, valida sino a tutto il 28/01/2015;
- UNI EN ISO 14001:2004, Sistema di Gestione Ambientale, valida sino a tutto il 07/06/2014;
- BS-OHSAS 18001:2007, Sistema di Gestione Salute e Sicurezza, valida sino a tutto il 06/06/2014.

L'attività di certificazione è affidata a DNV - Det Norske Veritas Italia Srl, organismo accreditato ACCREDIA, già contrattualizzato per lo svolgimento delle attività previste dalle norme di riferimento per l'intero periodo di validità delle certificazioni sopra riportato.

Nel corso del secondo semestre 2012 sono state svolte dall'organismo di certificazione le attività di verifica periodica di mantenimento, concluse positivamente senza rilievo di non conformità e con conseguente conferma di validità dei certificati di conformità alle normative di riferimento.

### **9.3 Certificazione SOA**

Nell'anno 2012 (già nel corso del primo semestre) si sono concluse, con esito positivo, le procedure per il rinnovo dell'attestazione SOA di Enel Rete Gas che sarà valida per il prossimo quinquennio (scadenza 27.02.2017 – salvo verifica triennale intermedia al 27.02.2015) e requisito qualificante per la partecipazione alle gare per l'affidamento del servizio di distribuzione gas. E' stata confermata la categoria OG6 (reti metano e acquedotti) relativamente alla progettazione e realizzazione dei lavori per importi illimitati (massimo della categoria). In G6 invece la verifica positiva da parte dell'Organismo di attestazione "La Soatech S.p.A." ha consentito il rilascio, nel mese di Novembre 2012, dell'Attestato SOA con validità sino al 15.09.2014.

### **9.4 Certificazione esecuzione lavori emessi ai fini SOA**

E' proseguita, con l'ausilio della piattaforma informatica dell'AVCP, nell'anno 2012 l'attività di convalida dei certificati di esecuzione lavori (CEL emessi da Enel Rete Gas e da altre Società incorporate – compresa 2iGas - negli scorsi anni) e l'emissione di nuovi CEL a favore delle imprese esecutrici dei lavori. I nuovi CEL emessi nel 2012 sono stati 38, mentre i CEL verificati su richiesta di Società SOA o AVCP sono stati 29 .

## 9.5 Settore acqua

E' continuata la gestione del servizio idropotabile di 13 concessioni; la gestione di Massa è proseguita sino al 30.09.2012 e terminata per scadenza naturale della concessione ventennale. A seguito di tale scadenza sono passate sotto la gestione di Gaia S.p.A. (Gestore Unico dell'ATO Toscana Nord) le 37.000 utenze circa legate a tale concessione, nonché i 38 dipendenti ad essa collegati.

Nel corso del 2012 è cessata anche la gestione a Robecchetto.

Il bacino d'utenza servito al 31 .12.2012 è perciò di circa 48.210 clienti.

Gli investimenti effettuati nel settore idrico nell'esercizio 2012 sono in linea con quanto programmato.

Sono state avviate anche le trattative col Comune di Lonate Ceppino per la riconsegna del settore idrico, essendo scaduta la concessione il 20/11/2012, prorogata però d'ufficio dalla Provincia di Varese, nelle more della nomina del nuovo Gestore Unico dell'ATO.

Sono avviati anche i contatti col Comune di San Giovanni Teatino e con A.C.A. S.p.A. (Gestore Unico dell'ATO) per la riconsegna del settore idrico di S.Giovanni Teatino, essendo scaduta la concessione ventennale il 31/12/2012.

## 10. Risorse umane

Per il Gruppo Enel Rete Gas il 2012 è stato un anno caratterizzato da attività straordinarie finalizzate all'implementazione del progetto di integrazione e all'incorporazione per fusione della catena 2igas in Enel Rete Gas.

La significativa attività di analisi e progettazione che quanto sopra ha comportato, ha evidenziato l'esigenza nonché l'opportunità di inserire, nelle diverse strutture aziendali, 12 stagisti; la particolarità del periodo ha consentito agli stessi di approfondire materie ed acquisire metodi utili da un lato al proprio percorso formativo e, dall'altro, alla crescita professionale.

Sul fronte delle cessazioni di personale, il flusso delle uscite è stato fortemente impattato dalla cessione per termine naturale della concessione dell'impianto idrico di Massa che ha portato l'uscita di 38 dipendenti.

Il flusso delle uscite inerenti le altre cause (pensionamento, dimissioni, altro) è da ritenersi fisiologico, in quanto , in attesa di definire la nuova politica di Gruppo per la pianificazione degli organici e per la definizione degli strumenti di gestione dei livelli

occupazionali, sono state temporaneamente sospese, per essere rimandate al prossimo esercizio, la definizione e l'erogazione delle incentivazioni all'esodo.

Di seguito il dettaglio del personale in forza al Gruppo al 31.12.2012:

	Dirigenti	Quadri	Impiegati	Operai	Totale
<b>Personale al 31 dicembre 2011</b>	<b>30</b>	<b>101</b>	<b>1.135</b>	<b>846</b>	<b>2.112</b>
Mobilità interna al gruppo:					
Incremento	2	1	21	3	27
Decremento		(5)	(49)	(42)	(96)
Passaggi qualifica			4	(4)	
<b>Personale al 31 dicembre 2012</b>	<b>32</b>	<b>97</b>	<b>1.111</b>	<b>803</b>	<b>2.043</b>

#### Movimentazione personale del Gruppo Enel Rete Gas

### 10.1 Relazioni sindacali

Il 2012 è stato caratterizzato, in relazione alle peculiarità dell'anno, da numerosi incontri sindacali, che hanno portato alla definizione di accordi sulle seguenti tematiche:

- Accordo quadro che disciplina da un lato, le fasi e gli strumenti della ristrutturazione ed integrazione aziendale, e dall'altro, definisce i livelli di interlocuzione e definizione delle tematiche relative alla riorganizzazione, tra il livello sindacale nazionale e quello territoriale;
- accordo di esperita consultazione sindacale per l'operazione di fusione per incorporazione di Zigas nella società incorporante Enel Rete Gas;
- le modalità e gli importi di erogazione del premio di risultato per l'anno 2012;
- le previste agevolazioni fiscali su componenti accessorie delle retribuzioni, corrisposte in relazione a incrementi di produttività;
- progetti di formazione manageriale e di change management a supporto del completamento del progetto di integrazione, finanziato da Fondimpresa.

### 10.2 Selezione

Soprattutto la seconda parte dell'anno 2012 è stata caratterizzata da un'attività molto intensa di reclutamento e selezione di nuove figure junior ad elevato potenziale, utilizzando prevalentemente lo strumento del tirocinio; le risorse sono state destinate principalmente alle funzioni di staff del nuovo Gruppo, per consentire la continuità dell'operatività a pieno regime all'interno della nuova organizzazione.

In particolare, il piano di assunzione iniziato nell'anno, avendo come scopo la preparazione della società al momento della scadenza dei contratti di servizio in essere con il Gruppo Enel, ha rafforzato gli organici ove ritenuto necessario e si è concentrato nell'acquisizione di specifiche competenze che potessero garantire la piena operatività fin dai primi momenti del 2013.

Sono inoltre proseguiti gli inserimenti di personale appartenente alle categorie protette, in ottemperanza ai vincoli legislativi.

### 10.3 Formazione e addestramento

Nel 2012 il Gruppo Enel Rete Gas ha svolto un'intensa attività di formazione ed addestramento per i propri dipendenti, arrivando ad erogare una somma di ore pari a 11.372.

L'intera organizzazione, sia a livello di strutture organizzative che di aree geografiche, è stata coinvolta, e gli ambiti principalmente toccati sono stati:

- la sicurezza, in particolare con l'inizio di un progetto relativo alla Guida Sicura che ha coinvolto parte del territorio (la restante parte avverrà nella prima metà del 2013) ed inoltre con corsi legati alla normativa antincendio, ai coordinatori di sicurezza in cantiere ed altre sessioni volte ad assolvere i differenti obblighi di legge;
- lo stress lavoro correlato, con la progettazione e l'avvio di diversi approfondimenti, indagini e attività di informazione/sensibilizzazione a livello di Dipartimenti e Zone;
- i nuovi entranti in azienda, con la prosecuzione del percorso definito negli anni precedenti, comprendente tematiche come l'organizzazione, il problem solving, il team work e la comunicazione;
- argomenti tecnici, come i corsi sulla saldatura, su AutoCad, sulla protezione catodica e sulla termoregolazione.

## 11. Qualità Sicurezza e Ambiente

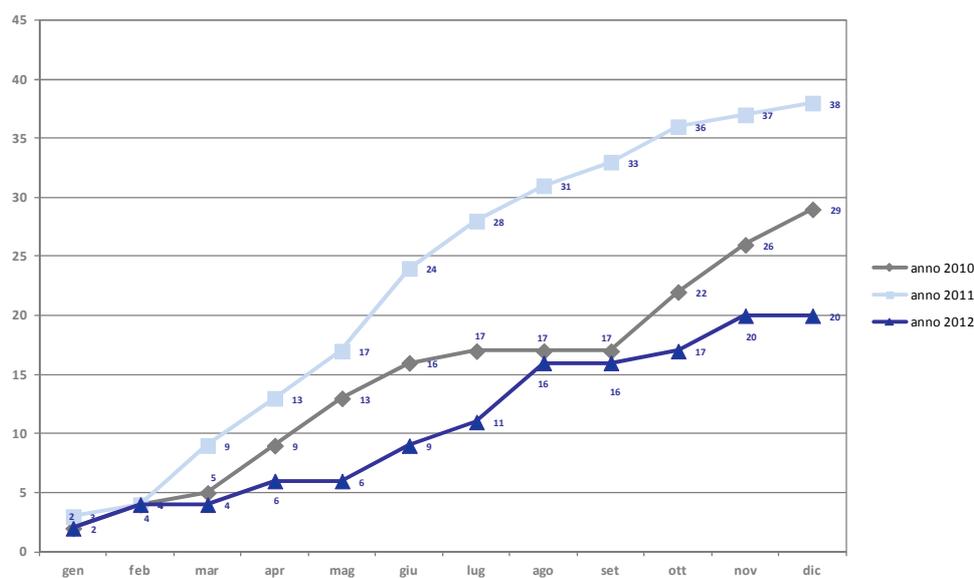
L'anno 2012 ha visto concretizzarsi alla data del 1 ottobre il progetto di fusione della catena 2iGas, con il conseguente inserimento di detti impianti e delle rispettive risorse nel perimetro Enel Rete Gas.

L'evento ha avviato il processo di armonizzazione nel sistema Integrato Qualità Sicurezza Ambiente di tutto il personale ex 2iGas, requisito necessario per il mantenimento dei certificati in scadenza nel maggio 2013.

Per quanto riguarda gli infortuni al personale dipendente del Gruppo Enel Rete Gas, per l'anno 2012 il risultato raggiunto è migliorativo rispetto a quello del precedente anno sugli infortuni "non gravi" (ovvero con prognosi inferiore ai 30 giorni), mentre si è mantenuto pari a zero il numero degli infortuni definiti "gravi" (ovvero con una prognosi superiore ai 30 giorni).

Ricordiamo che l'organico del Gruppo è cresciuto considerevolmente grazie alle due acquisizioni a ottobre 2011, per cui il dato di stabilità nell'anno del numero infortuni è in realtà un traguardo di notevole successo in termini di incidenza per testa.

Prosegue la politica del Gruppo verso l'obiettivo "zero infortuni".



Andamento infortuni Gruppo Enel Rete Gas

## 12. Sistemi informativi

In continuità con gli anni precedenti, l'anno 2012 è stato caratterizzato da interventi significativi sul sistema informativo sia per recepire e rendere operativi gli adeguamenti normativi emanati dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas che per ottimizzare i processi gestiti. Nel corso dell'anno sono stati eseguiti aggiornamenti tecnologici (upgrade di release) che consentono di mantenere aggiornato il livello di software di base dei sistemi della mappa applicativa del Gruppo Enel Rete Gas e a garantire la manutenzione dei prodotti e la crescita di volumi e performance.

Agli adeguamenti sistemistici si aggiungono le attività di analisi e studi di fattibilità a seguito della pubblicazione di nuove delibere da parte degli Organi di Vigilanza.

Sono inoltre stati predisposti modelli dati finalizzati alle Rendicontazioni Authority: rendicontazione accise, rendicontazione qualità commerciale e tecnica, indagine AEEG 2012, tariffabile 2011.

Sul tema del nuovo assetto societario, è stata realizzata un'interfaccia automatica di estrazione/importazione dei sistemi 2iGas verso sistemi del Gruppo Enel Rete Gas e iniziate le attività finalizzate alla completa integrazione societaria di 2iGas prevista nel primo semestre 2013 avviata nel 2012 con l'estensione del sistema di pronto intervento e l'unificazione del sistema di posta aziendale.

È stato altresì presentato il piano d'attività 2013 per la completa integrazione di G6 Rete Gas la con contestuale riorganizzazione territoriale dell'intero perimetro societario e l'avvio del sistema di assegnazione ottimizzata e di visualizzazione dell'elenco lavori su dispositivi mobili per le squadre operative.

Di seguito le attività più rilevanti relative ad adeguamenti normativi:

- è stato adeguato il motore di calcolo del sistema di fatturazione al fine di introdurre la fatturazione del GPL in ottemperanza alla delibera AEEG 159/08;
- è stata adeguata la gestione degli indennizzi a quanto normato dalla delibera AEEG 145/10;
- sono stati completati gli aggiornamenti massivi delle anagrafiche commerciali Punti di Riconsegna delle società di Distribuzione da parte dei Trader in ottemperanza con quanto introdotto dalle delibere AEEG 146/11 e 131/12;
- si è proceduto ad adeguare i processi inerenti la gestione della Morosità della Clientela a quanto introdotto dalla delibera AEEG 99/11 e successivo aggiornamento con la delibera 166/12;
- è stata introdotta la nuova regolamentazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento del gas naturale (settlement gas) come da delibera AEEG 229/12;
- sono iniziati gli adeguamenti sul sistema di Front Office finalizzati alla regolamentazione della Cessazione Amministrativa per morosità secondo quanto richiesto dalla delibera AEEG 353/12 e per motivi diversi dalla morosità come da delibera AEEG 153/12 e 352/12;
- è stata redatta l'analisi funzionale relativa al recepimento del Decreto Ministeriale 37/08 che norma i tempi entro i quali il cliente finale deve consegnare la dichiarazione di conformità a valle della attivazione della fornitura;
- è stato presentato lo studio di fattibilità per la realizzazione di un sistema che consentirà di valutare la partecipazione ad una Gara d'Ambito e definire l'Offerta da presentare in ottemperanza ai criteri di gara e ai criteri per la valutazione dell'offerta di affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale introdotti dal decreto ministeriale n.226 del 12/11/11;

- è stata consegnata analisi finalizzata ad una gestione completa dei misuratori integrati da classe G10 a classe G25 secondo quanto previsto dalla delibera AEEG 155/08.

### **13. Attività di ricerca e sviluppo**

Non sono state realizzate, nel corso dell'esercizio, attività di ricerca. Lo sviluppo è stato, invece, orientato verso l'adozione e la messa a punto di nuove tecnologie volte a migliorare la sicurezza e l'affidabilità degli impianti.

Il Gruppo Enel Rete Gas cura direttamente la formazione del personale operante nel campo della protezione catodica attraverso specifici corsi di formazione organizzati presso un apposito centro di addestramento a Perugia, dotato di aule attrezzate e di un campo prova per la pratica dei corsi.

### **14. Risultati economico-finanziari**

La gestione economica dell'esercizio è rappresentata nel prospetto sotto riportato, ottenuto riclassificando i dati del conto economico secondo criteri gestionali, conformi alla prassi internazionale.

Milioni di euro	31.12.2012	31.12.2011	Variazione
<b>Ricavi</b>	<b>848,5</b>	<b>584,4</b>	<b>264,1</b>
Vettoriamento e vendita gas metano e GPL	592,4	379,9	212,5
Contributi per allacciamenti e diritti accessori	24,0	19,6	4,4
Altre vendite e prestazioni	19,7	11,3	8,5
Ricavi per attività immateriali/ in corso	133,0	114,3	18,6
Altri ricavi	79,5	59,3	20,2
<b>Costi operativi</b>	<b>(481,3)</b>	<b>(312,9)</b>	<b>(168,4)</b>
Costo del lavoro	(110,3)	(75,3)	(34,9)
Costo materie prime e rimanenze	(31,4)	(38,1)	6,7
Servizi	(256,8)	(175,5)	(81,2)
Altri costi	(64,5)	(22,7)	(41,7)
Accantonamenti ai fondi rischi ed oneri	(20,1)	(1,8)	(18,3)
Incremento delle immobilizzazioni non IFRIC 12	1,7	0,6	1,1
<b>Margine operativo lordo</b>	<b>367,2</b>	<b>271,5</b>	<b>95,8</b>
<b>Ammortamenti e svalutazioni</b>	<b>(150,8)</b>	<b>(108,6)</b>	<b>(42,2)</b>
Ammortamenti e perdite di valore	(150,8)	(108,6)	(42,2)
<b>Risultato operativo</b>	<b>216,4</b>	<b>162,8</b>	<b>53,6</b>
Proventi (oneri) finanziari netti e da partecipazioni	(90,7)	(131,3)	40,6
<b>Risultato prima delle imposte</b>	<b>125,7</b>	<b>31,5</b>	<b>94,2</b>
Imposte sul reddito dell'esercizio	(58,5)	(28,5)	(29,9)
<b>Risultato delle continuing operation</b>	<b>67,3</b>	<b>3,0</b>	<b>64,3</b>
<b>Risultato delle discontinued operation</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
<b>Risultato netto d'esercizio</b>	<b>67,3</b>	<b>3,0</b>	<b>64,3</b>

Si ricorda che la comparazione con il precedente esercizio avviene tramite dati 2011 che sono stati riproformati per tenere conto della variazione dell'allocazione del prezzo di acquisto avvenuta nel corso del 2012 all'interno del periodo di tempo di 12 mesi in cui, a norma dello IFRS 3, è consentito rivedere tale allocazione.

Si sottolinea inoltre che i dati relativi al precedente anno mostrano un impatto a conto economico di solo 3 mesi per le società F2i Reti Italia 2 S.r.l., F2i 5 Reti S.r.l., 2iGas Infrastruttura Italiana Gas S.r.l., G6 Rete Gas S.p.A., Italcogim Velino S.r.l., Italcogim Trasporto S.r.l. e CBL Distribuzione Gas S.r.l., mentre le stesse società hanno contribuito al conto economico consolidato per 12 mesi nel 2012 (cd. "variazione di perimetro temporale di consolidamento").

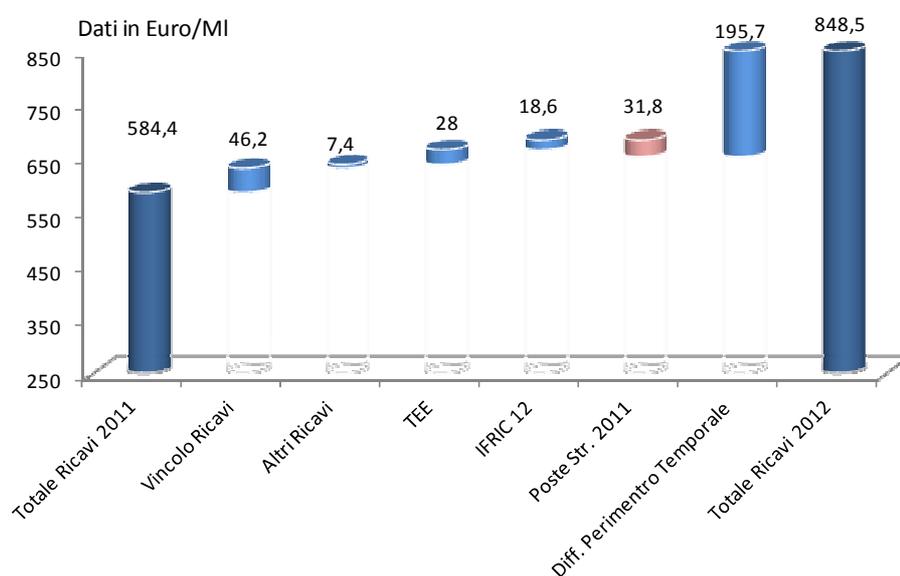
I ricavi, pari a 848,5 milioni di euro, evidenziano un incremento di 264,1 milioni di euro e sono sostanzialmente riconducibili ai ricavi per il vettoriamento del gas naturale, pari a 592,4 milioni di euro. Il dato si confronta con un valore 2011 pari a 584,4 milioni di euro. Ad una analisi più attenta, al netto della variazione per 18,6

milioni di euro per ricavi attività immateriali, il valore del miglioramento esistente a livello consolidato di questo dato è attribuibile per circa 49,8 milioni di euro a un effettivo miglioramento netto che comprende 28 milioni di euro per maggiori ricavi TEE iscritti, mentre per la restante differenza al diverso perimetro temporale di consolidamento utilizzato.

I ricavi da vettoriamento pari a 592,4 milioni di euro si sono incrementati di 212,5 milioni di euro rispetto al 2011 (quando erano 379,9 milioni di euro). Tale differenza è imputabile per circa 46,2 milioni di euro ad un incremento effettivo e per il resto alla differenza temporale di consolidamento.

I contributi di allacciamento e i diritti accessori, pari a 24,0 milioni di euro, si sono incrementati per 4,4 milioni di euro rispetto a quelli del precedente esercizio, quando erano pari a 19,6 milioni di euro. La variazione è imputabile per circa 2,1 milioni di euro ad effettivo miglioramento, mentre il resto alla differenza temporale di consolidamento.

I restanti ricavi per complessivi 232,2 milioni di euro nel 2012 si confrontano con un dato 2011 pari 184,9 milioni di euro. La differenza è data da maggiori ricavi per attività immateriali per 18,6 milioni di euro, maggiori acquisti di TEE per 28 milioni di euro e maggiori ricavi per qualità tecnica e altre poste per circa 7,4 milioni di euro, ed infine minori ricavi per partite straordinarie 2011 per 31,8 milioni di euro. La restante differenza è dovuta al diverso perimetro temporale di consolidamento.



I costi operativi, complessivamente pari a 481,3 milioni di euro, mostrano un incremento di 168,4 milioni di euro rispetto al precedente esercizio (312,9 milioni di euro) per circa 30,8 milioni di euro a causa della sopracitata politica di acquisto dei TEE tenuta nel 2012, per 18,6 milioni di euro per costi per attività immateriali ed infine per 5,4 milioni di euro per costi di gestione, principalmente per accantonamenti

a fondo rischi meglio descritti nel seguito; la restante differenza è a causa del differente perimetro temporale di consolidamento.

Il costo del lavoro, complessivamente pari a 110,3 milioni di euro, presenta un incremento di 34,9 milioni di euro rispetto al precedente esercizio. La voce, analizzata a parità di perimetro temporale, registra un miglioramento di circa 3 milioni di euro tra i due esercizi considerati.

I costi per servizi crescono di 81,2 milioni di euro. Al netto della variazione dovuta alla differenza di perimetro temporale di consolidamento per 47,1 milioni di euro e di 23,5 milioni di euro per capitalizzazione di costi, essi crescono per 10,6 milioni di euro. Si ricorda che il 2011 era stato condizionato in maniera rilevante dalle operazioni di acquisizione nonché oneri legali e di consulenza.

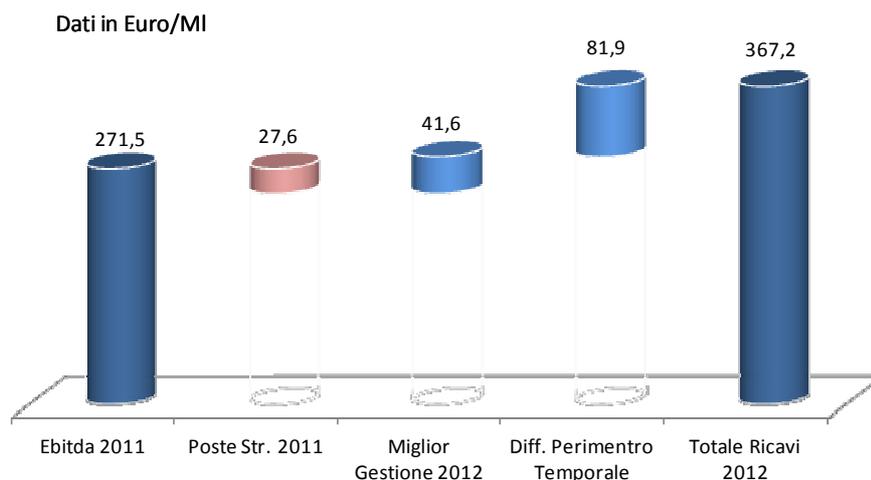
Gli accantonamenti netti ai fondi rischi ed oneri, complessivamente pari a 20,1 milioni di euro, presentano un aumento di 18,3 milioni di euro rispetto al precedente esercizio. Tale voce è esposta in bilancio al netto dei rilasci del fondo che nel corrente esercizio sono pari a 1,1 milioni di euro a seguito della chiusura di alcune controversie sia di natura contrattuale sia su temi concessori.

L'incremento invece è principalmente dovuto allo stanziamento relativo al rischio sul margine di intermediazione dei TEE per i quali sussiste un obbligo di acquisto deliberato da parte dell'AEEG, a uno stanziamento per rischi su canoni concessori nonché alla differenza di perimetro temporale.

Il Margine Operativo Lordo risulta pertanto pari a 367,2 milioni di euro, in netta crescita per 95,8 milioni di euro rispetto al valore del precedente esercizio (271,5 milioni di euro).

Al netto della variazione del perimetro temporale di consolidamento, il Margine Operativo Lordo del 2011 sarebbe stato pari a 353,6 milioni di euro circa. Il miglioramento quindi da attribuire alla miglior gestione sarebbe dunque pari a circa 14 milioni di euro.

Si ricorda inoltre che il Margine Operativo Lordo 2011 comprendeva anche gli impatti positivi delle sopracitate operazioni straordinarie relative al contenzioso con il Comune di Pescara e al terremoto dell'Aquila. Depurato di tali poste straordinarie, da un punto di vista gestionale il Margine Operativo Lordo presenta un miglioramento di 41,6 milioni di euro al netto della differenza di perimetro temporale già richiamata.



Gli ammortamenti e le svalutazioni ammontano complessivamente a 150,8 milioni di euro e si confronta con un valore di 108,6 milioni di euro dell'anno precedente. Se si elimina l'effetto dato dalla variazione del perimetro temporale, esistono scostamenti marginali su questa voce.

Il Risultato Operativo si attesta pertanto a 216,4 milioni di euro; nel 2011 tale risultato era pari a 162,8 milioni di euro. Anche in questo caso la differenza è dovuta per 15 milioni di euro circa a miglioramento della gestione, mentre per il resto alla variazione di perimetro temporale.

Il saldo dei Proventi e degli oneri finanziari, negativo per 90,7 milioni di euro, presenta un miglioramento di 40,6 milioni di euro rispetto al precedente esercizio. Tale voce è relativa agli interessi passivi maturati sui finanziamenti, al costo ammortizzato relativo a tali finanziamenti e agli scoperti di conto corrente, complessivamente pari a 68,1 milioni di euro; si deve ricordare che tale voce nell'anno 2011 era impattata dagli oneri di chiusura del precedente finanziamento, principalmente riferiti al fair value dei derivati aperti nel 2009, calcolato alla chiusura del finanziamento precedente e pari a 51,6 milioni di euro.

Il Risultato prima delle imposte, pari a 125,7 milioni di euro, presenta di conseguenza un incremento di 94,2 milioni di euro. Per una confrontabilità dei dati si richiama a quanto esposto a livello di Margine Operativo Lordo. L'impatto della variazione di perimetro temporale è pari a circa 25,7 milioni di euro, mentre il miglioramento effettivo della gestione è quantificabile in 68,5 milioni di euro.

Le imposte sul reddito dell'esercizio impattano sui conti del Gruppo per 58,5 milioni di euro (28,5 milioni di euro nell'esercizio 2011).

Il risultato di esercizio è pertanto pari a 67,3 milioni di euro.

La situazione patrimoniale dell'esercizio viene rappresentata nel prospetto sotto riportato, ottenuto riclassificando i dati dello stato patrimoniale secondo criteri gestionali, conformi alla prassi internazionale.

Milioni di euro	31.12.2012	31.12.2011	Variazione
	A	B	A-B
<b>Attività Immobilizzate nette</b>	<b>2.381,2</b>	<b>2.512,7</b>	<b>(131,5)</b>
Immobili, impianti e macchinari	33,7	34,7	(1,0)
Attività immateriali	2.701,1	2.720,5	(19,5)
Partecipazioni	2,8	2,7	0,1
Altre attività non correnti	6,9	10,0	(3,2)
Altre passività non correnti	(259,7)	(233,2)	(26,6)
Fair Value Derivati	(103,5)	(22,1)	(81,4)
<b>Capitale circolante netto:</b>	<b>62,4</b>	<b>55,4</b>	<b>7,0</b>
Rimanenze	7,7	9,0	(1,3)
Crediti commerciali verso terzi e gruppo	212,6	213,6	(1,0)
Crediti/(Debiti) netti per imposte sul reddito	3,3	(8,2)	11,5
Altre attività correnti	135,3	140,8	(5,6)
Debiti commerciali verso terzi	(167,0)	(172,9)	5,8
Altre passività correnti	(129,4)	(126,9)	(2,4)
<b>Capitale investito lordo</b>	<b>2.443,6</b>	<b>2.568,1</b>	<b>(124,4)</b>
<b>Fondi diversi</b>	<b>5,3</b>	<b>32,4</b>	<b>(27,0)</b>
TFR e altri benefici ai dipendenti	34,3	34,9	(0,6)
Fondi rischi ed oneri	31,1	13,2	17,8
Imposte differite nette	(60,1)	(15,7)	(44,3)
<b>Capitale investito netto</b>	<b>2.438,3</b>	<b>2.535,7</b>	<b>(97,4)</b>
<b>Passività destinate alla vendita</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
<b>Patrimonio netto</b>	<b>818,0</b>	<b>838,2</b>	<b>(20,1)</b>
<b>Debito residuo per Unwinding IRS</b>	<b>36,2</b>	<b>43,6</b>	<b>(7,4)</b>
<b>Posizione Finanziaria Netta</b>	<b>1.584,1</b>	<b>1.653,9</b>	<b>(69,9)</b>

Le attività immobilizzate nette, pari complessivamente a 2.381,2 milioni di euro, riguardano primariamente le attività immateriali relative alle concessioni di distribuzione del gas; mostrano un decremento netto (come di seguito commentato), rispetto al 31 dicembre 2011, pari a 131,5 milioni di euro.

Il decremento rilevato nella voce “attività immateriali”, pari a 19,5 milioni di euro, è il risultato netto di nuovi investimenti per 148,8 milioni di euro, di decrementi, riconducibili essenzialmente alla consegna di concessioni di distribuzione del gas, per 22,6 milioni di euro, all’ammortamento dell’esercizio per 145,1 milioni di euro e a perdite di valore per 0,3 milioni di euro.

Il decremento della voce “Immobili, Impianti e macchinari”, pari a 1 milioni di euro, è riconducibile essenzialmente a nuovi investimenti per 1,9 milioni di euro, ed ammortamenti per 3 milioni di euro.

Il decremento delle “altre attività non correnti”, pari a 3,2 milioni di euro, è essenzialmente riconducibile al decremento, pari a 2,6 milioni di euro, della quota a medio - lungo termine dei crediti verso la Cassa Conguaglio del settore elettrico per i certificati TEE (Titoli efficienza energetica) a fronte del pagamento da Cassa Conguaglio del Settore Elettrico avvenuto entro il 31.12.2012 dei titoli relativi all’obbligo 2010.

L’incremento delle “altre passività non correnti”, pari a 26,6 milioni di euro, è riconducibile ai maggiori risconti a medio - lungo termine per contributi di allacciamento, lottizzanti, spostamento impianti ed estensione rete, per 29,1 milioni di euro, e da minori risconti per i certificati TEE, per 2,6 milioni di euro.

Il Fair Value dei derivati in essere al lordo dell’effetto fiscale passa da un risultato 2011 negativo per 22,1 milioni di euro ad un risultato 2012 parimenti negativo per 103,5 milioni di euro. Si ricorda che le strutture di copertura dell’anno 2011 e dell’anno 2012 sono diverse in quanto frutto di un consolidamento delle struttura di debito delle società fuse, come richiamato più sopra.

La valorizzazione teorica del Fair Value di tali derivati è funzione della discesa del tasso Euribor durante l’anno 2012.

Il capitale circolante netto, pari a 62,4 milioni di euro, mostra un incremento per circa 7 milioni di euro, rispetto all’esercizio precedente, a cui hanno contribuito principalmente:

- Il decremento dei debiti commerciali per 5,8 milioni di euro;
- l’incremento dei crediti netti per imposte sul reddito per 11,5 milioni di euro;
- il decremento delle altre attività correnti per 5,6 milioni di euro;

Pertanto il capitale investito lordo passa da 2.568,1 milioni di euro del precedente esercizio a 2.443,6 milioni di euro rilevando di conseguenza un decremento di 124,4 milioni di euro.

I fondi diversi, il cui saldo è negativo pari a 5,3 milioni di euro, si sono complessivamente decrementati di 27 milioni di euro, principalmente a seguito delle variazioni negative rilevate nella voce imposte differite nette per 44,3 milioni di euro e, con segno opposto, per i maggiori accantonamenti operati sui fondo per rischi ed oneri futuri per 17,8 milioni di euro.

Pertanto il capitale investito netto passa da 2.535,7 milioni di euro del precedente esercizio a 2.438,3 milioni di euro rilevando di conseguenza un decremento di 97,4 milioni di euro.

Il patrimonio netto passa da 838,2 milioni di euro del 2011 a 818 milioni di euro del 2012 per l'effetto netto delle seguenti variazioni:

- decremento per 34 milioni di euro in seguito alla distribuzione di dividendi ordinaria;
- decremento per 53,3 milioni di euro a seguito della registrazione dell'impatto negativo della valutazione a Fair Value dei derivati in essere, al netto della fiscalità;
- incremento per 67,3 milioni di euro in seguito all'iscrizione del risultato dell'esercizio 2012.

La posizione finanziaria netta passa da 1.653,9 milioni di euro del 2011 a 1.584,1 milioni di euro del 31.12.2012, mentre l'indebitamento finanziario netto contabile, che comprende anche la valutazione a Fair Value dei derivati esistenti, passa da 1.719,7 milioni di euro del 2011 a 1.723,8 milioni di euro del 2012.

Nella seguente tabella è rappresentata la riconciliazione tra l'indebitamento finanziario netto contabile e la posizione finanziaria netta, così come il dettaglio delle voci componenti le due grandezze:

		Note	
Milioni di euro		31.12.2012	31.12.2011
Finanziamenti bancari a medio/lungo termine	24	(1.751,2)	(1.773,2)
Disponibilità liquide presso terzi	20	134,3	61,1
Crediti finanziari a breve termine	18	0,0	0,0
Altre attività finanziarie correnti	19	0,0	29,1
Debiti verso banche a breve termine	30	(0,0)	(0,0)
Quota corrente dei finanziamenti a medio/lungo termine	31	(2,0)	(1,9)
Rettifica debito per costi su finanziamento (IAS 39)	31	2,0	1,9
Attività finanziarie non correnti	14	0,2	0,1
Passività finanziarie non correnti	28	0,0	(0,0)
Passività finanziarie correnti	35	(0,2)	(19,0)
Rettifica debito per costi su finanziamento (IAS 39)	24	44,1	61,2
Debito per commissioni su finanziamento	24	(11,3)	(13,3)
<b>Posizione Finanziaria Netta</b>		<b>(1.584,1)</b>	<b>(1.653,9)</b>
Fair Value positivo Derivati	19		
Fair Value negativo Derivati	35	(103,5)	(22,1)
Debito residuo per Unwinding IRS quota a breve termine	35	(6,0)	(7,4)
Debito residuo per Unwinding IRS quota a lungo termine	28	(30,2)	(36,2)
<b>Indebitamento finanziario netto contabile</b>		<b>(1.723,8)</b>	<b>(1.719,7)</b>

Per quanto riguarda la generazione di cassa del Gruppo, si ricorda come il 2011 sia stato particolarmente impattato dalle operazioni di acquisizione e dal relativo finanziamento. Una volta depurati i flussi dei due esercizi dalle operazioni sulle partecipazioni, il flusso di cassa 2012 dopo gli investimenti è pari 200,9 milioni di euro (partecipazioni escluse), mentre il dato 2011 è pari a circa 78,6 milioni di euro; i dati non sono confrontabili in quanto il consolidato 2011 comprendeva, come già ricordato, il contributo di 12 mesi di Enel rete Gas, Gp Gas e Reti Gas e soli tre mesi della catena 2iGas, G6 Rete Gas, Italcogim Velino e Italcogim Trasporto.

## 15. Gestione del rischio di impresa

Il Gruppo Enel Rete Gas opera nell'attività di distribuzione del gas metano in Italia. Nell'ambito dei rischi di impresa i principali rischi gestiti dal Gruppo Enel Rete Gas, sono i seguenti:

- *rischio mercato*, derivante dall'esposizione alle fluttuazioni dei tassi di interesse;
- *rischio di credito*, derivante dalla possibilità di default di una controparte;
- *rischio di liquidità*, derivante dalla mancanza di risorse finanziarie per far fronte agli impegni a breve;
- *rischio operation*, derivante dalla possibilità che si verifichino incidenti, malfunzionamenti, guasti, con danni alle persone ed all'ambiente e con riflessi sui risultati economico-finanziari.

Per quanto riguarda i primi tre rischi sopra evidenziati si rimanda a quanto indicato al punto 6 della nota di commento al bilancio.

Per quanto riguarda il rischio operation si evidenziano di seguito i principali temi cui tale rischio è associato:

***rischio derivante da eventuali malfunzionamenti degli impianti:*** la gestione di un sistema di reti di distribuzione del gas complesso implica una serie di rischi di malfunzionamento e di imprevista interruzione del servizio non dipendenti dalla volontà del Gruppo Enel Rete Gas, quali quelli determinati da incidenti, guasti, malfunzionamenti di apparecchiature o sistemi di controllo, minor resa di impianti ed eventi straordinari quali esplosioni, incendi, terremoti, frane o altri eventi simili che sfuggono al controllo del Gruppo Enel Rete Gas. Tali eventi potrebbero inoltre causare danni rilevanti a persone, cose o all'ambiente. Le eventuali interruzioni di servizio e gli obblighi di risarcimento causati da tali eventi potrebbero determinare riduzioni dei ricavi e/o incrementi dei costi. Benché Enel Rete Gas abbia stipulato specifici contratti di assicurazione a copertura di alcuni tra tali rischi, le relative coperture assicurative potrebbero risultare insufficienti per far fronte a tutte le perdite subite, agli obblighi di risarcimento o agli incrementi di spesa.

***rischi legati alla regolamentazione del settore di attività in cui opera il Gruppo:*** il Gruppo Enel Rete Gas opera in un settore soggetto a regolamentazione. Le direttive ed i provvedimenti normativi emanati in materia dall'Unione Europea e dalla Repubblica Italiana e le decisioni dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas possono avere un impatto significativo sull'operatività, sui risultati economici e l'equilibrio finanziario della Gruppo Enel Rete Gas. Futuri cambiamenti nelle politiche normative adottate dall'Unione Europea o a livello nazionale potrebbero avere ripercussioni impreviste sul quadro normativo di riferimento e, di conseguenza, sull'attività e sui risultati del Gruppo Enel Rete Gas.

Nella prospettiva però che le nuove gare siano indette per ambiti territoriali di dimensioni ben superiori a quelle dei singoli Comuni, è ragionevole ritenere che il Gruppo Enel Rete Gas, date le dimensioni aziendale e di concessioni gestite nonché le disponibilità finanziarie a disposizione, sarà in grado di mantenere un numero dei clienti, quanto meno, allineato a quello attuale.

Pertanto, le incertezze ancora insite in un quadro normativo come quello sopra esposto non sono tali da far sorgere dubbi circa la capacità del Gruppo Enel Rete Gas di proseguire la propria attività in ipotesi di continuità aziendale.

***rischi derivanti dal futuro andamento dei consumi di gas naturale:*** a seguito dell'introduzione della legge 159/08, dal 1 gennaio 2009 i ricavi del Gruppo Enel Rete Gas non sono più dipendenti dai volumi di gas effettivamente vettoriato. Tale rischio

quindi non condiziona più in maniera significativa i risultati economici del Gruppo Enel Rete Gas.

## **16. Prevedibile evoluzione della gestione**

Nel corso del 2013 proseguiranno gli interventi finalizzati al miglioramento dell'efficienza operativa e al contenimento dei costi. La redditività attesa per l'esercizio 2013 rifletterà gli interventi del regolatore, le dinamiche di mercato, oltre che dell'economie di scala ed efficienza di costi che potranno essere realizzate data la dimensione del portafoglio clienti che si è raggiunto.

In particolare, per il Gruppo Enel Rete Gas le azioni intraprese avranno l'obiettivo di:

- concentrare le risorse sulle attività a maggior valore aggiunto della gestione della rete, attraverso una sempre maggiore focalizzazione e specializzazione delle strutture operative;
- creare sinergie rilevanti a livello territoriale per ottimizzare la propria presenza ed agire con sempre maggiore efficacia anche attraverso l'integrazione dei sistemi IT delle controllate;
- perseguire e migliorare l'utilizzo degli strumenti informatici, in particolare nelle relazioni con la clientela, al fine di raggiungere una maggiore efficienza;
- continuare il percorso di minimizzazione degli infortuni in azienda migliorando la qualità del lavoro e della sicurezza in ogni aspetto dell'attività lavorativa.

## **17. Prospetto di raccordo Patrimonio netto e Risultato dell'esercizio evidenziati nel bilancio d'esercizio al 31.12.2012 di Enel Rete Gas S.p.A. ed i corrispondenti valori indicati nel bilancio consolidato**

Di seguito il prospetto di raccordo dei valori di Patrimonio Netto e di Risultato d'esercizio tra il bilancio d'esercizio e quello consolidato al 31.12.2012:

Migliaia di euro	Risultato esercizio rilevato a conto economico 2012	Patrimonio netto 31.12.2012	Risultato esercizio rilevato a conto economico 2011	Patrimonio netto 31.12.2011
<b>Bilancio separato di Enel Rete Gas S.p.A.</b>	46.710	799.547	12.194	852.274
Eccedenza dei patrimoni netti dei bilanci delle società controllate utilizzati ai fini del consolidamento, rispetto ai valori di carico delle partecipazioni in imprese consolidate	17.764	(49.018)	(7.923)	(78.836)
<b>Rettifiche effettuate in sede di consolidamento per:</b>				
Differenza di consolidamento allocata a concessioni	3.925	92.090	283	88.166
Differenza di consolidamento allocata ad avviamento	0	12.016	0	12.016
Differenza di consolidamento allocata ad altre voci	716	(2.396)	204	(3.112)
Imposte differite e anticipate	(1.855)	(34.201)	(1.761)	(32.346)
<b>Bilancio consolidato di Enel Rete Gas S.p.A.</b>	67.260	818.038	2.997	838.162
<b>Interessi di terzi azionisti</b>	<b>4</b>	<b>(7)</b>	<b>1</b>	<b>(11)</b>
<b>Bilancio consolidato di Enel Rete Gas S.p.A. - quota di gruppo</b>	<b>67.264</b>	<b>818.031</b>	<b>2.998</b>	<b>838.151</b>

I principali effetti riportati come “Rettifiche effettuate in sede di consolidamento” al 31.12.2012 derivano prevalentemente dal consolidamento della partecipazione in G6 Reti Gas, che ha comportato l’iscrizione di maggiori valori allocati a concessioni e ad avviamento, oltre che al relativo effetto fiscale, rispetto ai valori già rilevati nel bilancio interno predisposto ai fini del consolidamento da G6 Reti Gas.

La variazione rispetto al precedente esercizio dell’eccedenza dei patrimoni netti dei bilanci delle società controllate rispetto al valore di carico delle partecipazioni è dovuta alla fusione per incorporazione della catena 2iGas in Enel Rete Gas S.p.A..

Enel Rete Gas S.p.A.  
L’Amministratore Delegato  
Ing. Gianclaudio Neri

## **Bilancio consolidato**

## **Prospetti contabili**

### III. Conto economico

Migliaia di euro	Note	31.12.2012	31.12.2011	2012 - 2011
<b>Ricavi</b>				
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	5.a	636.121	410.758	225.363
Altri ricavi	5.b	79.452	59.283	20.169
Ricavi per attività immateriali/ in corso	5.c	132.960	114.346	18.614
<b>Sub Totale</b>		<b>848.533</b>	<b>584.387</b>	<b>264.146</b>
<b>Costi</b>				
Materie prime e materiali di consumo	6.a	31.391	38.092	(6.701 )
Servizi	6.b	256.782	175.548	81.235
Costi del personale	6.c	110.262	75.328	34.934
Ammortamenti e perdite di valore	6.d	150.831	108.648	42.183
Altri costi operativi	6.e	84.566	24.553	60.013
Costi per lavori interni capitalizzati	6.f	(1.703 )	(601 )	(1.102 )
<b>Sub Totale</b>		<b>632.129</b>	<b>421.567</b>	<b>210.562</b>
<b>Risultato operativo</b>		<b>216.404</b>	<b>162.821</b>	<b>53.583</b>
Proventi (oneri) da partecipazioni	7	0	43	(43 )
Proventi finanziari	8	1.133	759	374
Oneri finanziari	8	(91.817 )	(132.093 )	40.275
<b>Sub Totale</b>		<b>(90.684 )</b>	<b>(131.290 )</b>	<b>40.606</b>
<b>Risultato prima delle imposte</b>		<b>125.720</b>	<b>31.530</b>	<b>94.190</b>
Imposte	9	58.460	28.533	29.927
<b>Risultato delle <i>continuing operation</i></b>		<b>67.260</b>	<b>2.997</b>	<b>64.263</b>
<b>Risultato delle <i>discontinued operation</i></b>	10	0	0	0
<b>RISULTATO NETTO D'ESERCIZIO</b>		<b>67.260</b>	<b>2.997</b>	<b>64.263</b>

Enel Rete Gas S.p.A.  
L'Amministratore Delegato  
Ing. Gianclaudio Neri

## IV. Prospetto dell'utile complessivo

Migliaia di euro	31.12.2012	31.12.2011
<b>Risultato netto rilevato a Conto Economico</b>	67.260	2.997
<b>Altre componenti del conto Economico complessivo</b>		
Variazione del Fair Value derivati di copertura	(81.378)	(22.136)
Variazione di Fair Value derivati di copertura riclassificata nell'utile dell'esercizio	0	25.794
Imposte differite attive per Variazione Fair Value	28.115	7.080
Imposte differite attive per Variazione Fair Value derivati di copertura riclassificata nell'utile dell'esercizio	0	(5.989)
<b>Totale altre componenti del conto Economico complessivo</b>	(53.263)	4.750
<b>Totale utile complessivo rilevato nell'esercizio</b>	<b>13.997</b>	<b>7.747</b>
<b>Totale utile complessivo attribuibile a:</b>		
- Soci della Controllante	14.001	7.747
- Partecipazioni di Terzi	(4)	(1)

Enel Rete Gas S.p.A.  
L'Amministratore Delegato  
Ing. Gianclaudio Neri

## V. Stato patrimoniale

Migliaia di euro	Note	31.12.2012	31.12.2011
<b>ATTIVITA'</b>			
<b>Attività non correnti</b>			
Immobili, impianti e macchinari	11	33.723	34.712
Attività immateriali	12	2.701.073	2.720.533
Attività per imposte anticipate	27	211.432	177.091
Partecipazioni	13	2.783	2.710
Attività finanziarie non correnti	14	224	99
Altre attività non correnti	15	6.859	10.025
	<i>Totale</i>	<b>2.956.095</b>	<b>2.945.170</b>
<b>Attività correnti</b>			
Rimanenze	16	7.700	9.016
Crediti commerciali	17	212.623	213.595
Crediti finanziari a breve termine	18	8	8
Altre attività finanziarie correnti	19	0	29.138
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	20	134.284	61.143
Crediti per imposte sul reddito	21	5.413	6.051
Altre attività correnti	22	135.256	140.847
Attività non Correnti (o incluse in Gruppi in Dismissione) destinate alla vendita		0	0
	<i>Totale</i>	<b>495.283</b>	<b>459.797</b>
<b>TOTALE ATTIVITÀ</b>		<b>3.451.378</b>	<b>3.404.967</b>

Enel Rete Gas S.p.A.  
L'Amministratore Delegato  
Ing. Gianclaudio Neri

Migliaia di euro	Note	31.12.2012	31.12.2011
<b>PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ</b>			
<b>Patrimonio netto di Gruppo</b>	23		
Capitale sociale		71.950	54.139
Azioni Proprie		(545)	(545)
Altre riserve		667.760	771.801
Utili / (Perdite) accumulati		11.602	9.758
Risultato netto dell'esercizio		67.264	2.998
<b>Totale Patrimonio Netto di Gruppo</b>		<b>818.031</b>	<b>838.151</b>
<b>Patrimonio netto di Terzi</b>			
Interessenze di Terzi azionisti		11	11
Risultato netto dell'esercizio di Terzi		(4)	(1)
<b>Totale Patrimonio Netto di Terzi</b>		<b>7</b>	<b>11</b>
<b>TOTALE PATRIMONIO NETTO</b>		<b>818.038</b>	<b>838.162</b>
<b>Passività non correnti</b>			
Finanziamenti a lungo termine	24	1.718.382	1.725.346
TFR e altri benefici ai dipendenti	25	34.298	34.865
Fondo rischi e oneri	26	11.918	4.281
Passività per imposte differite	27	151.367	161.350
Passività finanziarie non correnti	28	30.171	36.210
Altre passività non correnti	29	259.736	233.185
	<i>Totale</i>	<b>2.205.871</b>	<b>2.195.237</b>
<b>Passività correnti</b>			
Finanziamenti a breve termine	30	2	19
Debiti verso banche a breve termine	31	0	0
Quota a breve dei fondi a lungo termine e fondi a breve termine	32	19.175	8.968
Debiti commerciali	33	167.036	172.861
Debiti per imposte sul reddito	34	2.151	14.294
Passività finanziarie correnti	35	109.749	48.479
Altre passività correnti	36	129.356	126.948
Passività destinate alla vendita	37	0	0
	<i>Totale</i>	<b>427.469</b>	<b>371.569</b>
<b>TOTALE PASSIVITÀ</b>		<b>2.633.340</b>	<b>2.566.806</b>
<b>TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ</b>		<b>3.451.378</b>	<b>3.404.967</b>

Enel Rete Gas S.p.A.  
L'Amministratore Delegato  
Ing. Gianclaudio Neri

## VI. Rendiconto finanziario

Migliaia di euro	31.12.2012	31.12.2011	
<b>A) DISPONIBILITA' LIQUIDE TOTALI</b>	<b>61.143</b>	<b>40.989</b>	
<b>Flusso monetario per attività d'esercizio</b>			
Risultato prima delle imposte	125.720	31.530	
Imposte di periodo	9	(28.533)	
Risultato netto da attività cessate	10	0	
<b>1. Risultato netto di periodo</b>	<b>67.260</b>	<b>2.997</b>	
<b>Rettifiche per:</b>			
Ammortamenti	6.d	148.161	107.802
Svalutazioni/(Rivalutazioni)	6.d	2.669	581
Minusvalenze/(Plusvalenze)	5.b/6.e	(3.188)	(11.417)
Accantonamento ai Fondi Rischi e oneri e TFR		25.311	5.398
Oneri/(Proventi) finanziari	7 e 8	90.684	131.290
<b>2. Totale rettifiche</b>	<b>263.637</b>	<b>233.655</b>	
<b>Variazione del capitale circolante netto</b>			
Rimanenze	16	1.316	3.991
Crediti commerciali	17	(1.425)	(36.105)
Debiti Commerciali	33	(5.825)	(12.509)
Altre attività correnti	22	5.592	38.772
Altre passività correnti	36 e 37	2.407	(437)
Crediti / (Debiti) tributari netti	21 e 34	(11.504)	(30.312)
Incremento/(Decremento) fondi rischi e oneri e TFR	25, 26 e 32	(8.034)	(8.432)
Incremento/(Decremento) fondi per imposte anticipate e differite	27	(16.210)	(25.827)
Altre attività non correnti	15	3.167	5.355
Altre passività non correnti	29	26.551	7.988
Proventi/(Oneri) finanziari diversi da quelli per attività di finanziamento	7 e 8	(1.233)	(441)
<b>3. Totale Variazione del capitale circolante netto</b>	<b>(5.200)</b>	<b>(57.958)</b>	
<b>B) FLUSSO DI CASSA GENERATO DALLA GESTIONE OPERATIVA (1+2+3)</b>	<b>325.697</b>	<b>178.695</b>	
<b>Flusso di cassa da (per) l'attività di investimento</b>			
Immobilizzazioni nette		(124.797)	(109.500)
Immobilizzazioni finanziarie	13	29.064	(506.793)
Cassa acquisita da acquisizione società		0	9.392
<b>C) FLUSSO DI CASSA DA (PER) ATTIVITA' DI INVESTIMENTO</b>	<b>(95.732)</b>	<b>(606.901)</b>	
<b>D) FREE CASH FLOW (B+C)</b>	<b>229.965</b>	<b>(428.206)</b>	
<b>Flusso di cassa attività di finanziamento</b>			
Erogazione dei dividendi		(33.990)	(103.496)
Aumento di capitale		0	0
Versamento per futuro aumento di capitale		0	206.300
Variazione delle riserve		(131)	(216)
Variazione della riserva costituita per la valutazione del derivato di copertura		(53.263)	4.750
Variazione del costo ammortizzato	24 e 31	15.049	(26.869)
Variazione del fair value relativo al derivato di copertura	19 e 35	81.378	(3.658)
Variazione della fiscalità differita a seguito della variazione del fair value relativo al derivato di	27	(28.115)	(1.091)
Proventi/(Oneri) finanziari per attività di finanziamento	7 e 8	(89.451)	(130.849)
Variazione indebitamento finanziario	24 e 30	(22.030)	445.234
Variazione Passività finanziarie non correnti	28	(6.039)	36.210
Variazione Altre attività finanziarie non correnti	14	(125)	(0)
Variazione degli altri crediti finanziari	18 e 19	(0)	8
Variazione degli altri debiti finanziari	35	(20.107)	22.038
<b>E) FLUSSO DI CASSA ATTIVITA' DI FINANZIAMENTO</b>	<b>(156.824)</b>	<b>448.359</b>	
<b>F) FLUSSO MONETARIO DI PERIODO (D+E)</b>	<b>73.141</b>	<b>20.153</b>	
<b>G) DISPONIBILITA' LIQUIDE FINALI</b>	<b>134.284</b>	<b>61.143</b>	

Enel Rete Gas S.p.A.  
L'Amministratore Delegato  
Ing. Gianclaudio Neri

## VII. Prospetto delle variazioni del patrimonio netto

Migliaia di euro	Capitale sociale e riserve											Totale Terzi	Totale Patrimonio Netto Consolidato	
	Capitale sociale	Azioni proprie	Riserva di rivalutazione	Riserva legale	Riserva per contributi in conto impianti	Riserva Straordinaria	Riserve diverse	Riserve valutazione strumenti derivati	Altre Riserve IFRS/IAS	Risultati a nuovo	Risultato dell'esercizio			Totale gruppo
<b>Totale 31 dicembre 2010</b>	54.139	(545)	409.145	20.248	99.697	-	98.281	(12.505)	(405)	57.515	19.120	744.691	11	744.702
<i>Destinazione risultato 2010:</i>														
Ripartizione risultato										19.120	(19.120)	0		0
<i>Contribuzione da parte dei soci e distribuzioni a questi in qualità di soci</i>														
- Distribuzione dividendi										(19.262)		(19.262)		(19.262)
- Distribuzione riserve diverse							(36.620)					(36.620)		(36.620)
- Distribuzione risultato a nuovo									(47.614)			(47.614)		(47.614)
- Versamento soci												0		0
- Versamento dei soci per futuro aumento capitale							206.300					206.300		206.300
- Distribuzione Riserva straordinaria												0		0
<b>Totale Contribuzione da parte dei soci e distribuzioni a questi in qualità di soci</b>												102.804		102.804
- Apporto da variazione area di consolidamento							(9.549)	(7.301)				(16.851)		(16.851)
<i>Altri movimenti</i>							(241)					(241)		(241)
Acquisto azioni proprie in portafoglio												0		0
Risultato dell'esercizio rilevato a patrimonio netto												0		0
Variazione riserve IAS								4.750				4.750		4.750
Risultato dell'esercizio rilevato a conto economico										2.998		2.998	(1)	2.997
<b>Totale 31 dicembre 2011</b>	54.139	(545)	409.145	20.248	99.697	0	258.172	(15.056)	(405)	9.758	2.998	838.151	11	838.162
<i>Destinazione risultato 2011:</i>														
Ripartizione risultato							(11.975)			14.173	(2.998)	0		0
<i>Contribuzione da parte dei soci e distribuzioni a questi in qualità di soci</i>														
Distribuzione dividendi										(12.192)		(12.192)		(12.192)
Distribuzione riserve diverse							(21.798)					(21.798)		(21.798)
Distribuzione risultato a nuovo												0		0
Versamento dei soci		0					5					6		6
Aumento di capitale sociale	17.810						(17.810)					0		0
Versamento dei soci per futuro aumento capitale												0		0
Distribuzione riserva straordinaria												0		0
<b>Totale contribuzione da parte dei soci e distribuzioni a questi in qualità di soci</b>												(33.985)		(33.985)
Apporto di fusione												0		0
<i>Altri movimenti</i>										(137)		(137)		(137)
Acquisto azioni proprie in portafoglio												0		0
Risultato dell'esercizio rilevato a patrimonio netto												0		0
Variazione riserve IAS								(53.263)				(53.263)		(53.263)
Risultato dell'esercizio rilevato a conto economico										67.264		67.264	(4)	67.260
<b>Totale 31 dicembre 2012</b>	71.950	(545)	409.145	20.248	99.697	0	207.394	(68.319)	(405)	11.602	67.264	818.031	7	818.038

## VIII. Note di commento

### 1. Forma e contenuto del Bilancio

Il Gruppo Enel Rete Gas S.p.A. opera nel settore della distribuzione del gas. La società capogruppo Enel Rete Gas S.p.A. ha la forma giuridica di società per azioni ed ha sede in Milano, Via San Giovanni sul Muro, 9. Ai sensi dell'art. 3 dello Statuto, la società ha durata prevista fino al 2050.

Gli Amministratori in data 3 aprile 2013 hanno approvato il bilancio consolidato e il bilancio civilistico, nonché la loro messa a disposizione degli Azionisti nei termini previsti dall'art. 2429 del Cod.Civile. Il bilancio civilistico sarà sottoposto per l'approvazione all'Assemblea in data XX aprile 2013 e sarà depositato entro i termini previsti dall'art. 2435 del Cod.Civile. L'Assemblea ha il potere di apportare modifiche al presente bilancio. Ai fini di quanto previsto dallo IAS 10.17, la data presa in considerazione dagli Amministratori nella redazione del bilancio è il 3 aprile marzo 2013, data di approvazione del CDA.

Il presente bilancio consolidato è assoggettato a revisione contabile da parte di KPMG SpA.

### 2. Conformità agli IFRS/IAS

Il bilancio relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2012 è stato predisposto in conformità ai principi contabili internazionali (*International Accounting Standards - IAS o International Financial Reporting Standards – IFRS*) emanati dall'International Accounting Board (IASB), riconosciuti nella Comunità Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 e in vigore alla chiusura dell'esercizio, alle interpretazioni emesse dall'*International Financial Reporting Interpretations Committee* (IFRIC), nonché alle interpretazioni dello *Standing Interpretations Committee* (SIC), in vigore alla stessa data. L'insieme di tutti i principi e interpretazioni di riferimento sopraindicati sono di seguito definiti "IFRS-EU".

### 3. Base di presentazione

Il Bilancio consolidato è costituito dal Conto economico, dal Prospetto dell'utile complessivo, dallo Stato Patrimoniale, dal Prospetto delle variazioni del Patrimonio Netto, dal Rendiconto Finanziario nonché dalle relative Note di Commento.

Nello Stato patrimoniale la classificazione delle attività e passività è effettuata secondo il criterio "corrente/non corrente" con specifica separazione delle attività e passività destinate alla vendita.

Le attività correnti, che includono disponibilità liquide e mezzi equivalenti, sono quelle destinate a essere realizzate, cedute o consumate nel normale ciclo operativo

del Gruppo Enel Rete Gas o nei dodici mesi successivi alla chiusura dell'esercizio; le passività correnti sono quelle per le quali è prevista l'estinzione nel normale ciclo operativo della Gruppo Enel Rete Gas o nei dodici mesi successivi alla chiusura dell'esercizio.

Il Conto economico è classificato in base alla natura dei costi, mentre il Rendiconto finanziario è presentato utilizzando il metodo indiretto.

La valuta utilizzata per la presentazione degli schemi di bilancio consolidato è l'euro (valuta funzionale del Gruppo) e i valori riportati nelle note di commento sono espressi in migliaia di euro, salvo quando diversamente indicato.

Il bilancio consolidato è redatto applicando il metodo del costo storico ad eccezione delle voci di bilancio che secondo gli IFRS-EU sono rilevate al fair value, come indicato nei criteri di valutazione delle singole voci.

Il presente bilancio consolidato è stato redatto in ipotesi di continuità aziendale, così come meglio precisato nella Relazione sulla Gestione.

#### **4. Criteri di consolidamento**

Il Gruppo adotta come criterio di consolidamento il metodo dell'integrazione globale ed eliminazione del valore di carico delle partecipazioni in contropartita del relativo patrimonio netto.

La differenza tra il prezzo di acquisto delle partecipazioni ed il relativo patrimonio netto alla data dell'acquisto è stata imputata a rettifica dei beni fino a concorrenza del valore corrente dei beni stessi alla stessa data. La differenza positiva non imputata ai beni viene iscritta nell'attivo alla voce "avviamenti" e sottoposta periodicamente ad un impairment. Per una più attenta disamina sull'allocazione stessa, si prega di riferirsi all'apposito paragrafo sottostante.

Eliminazione delle partite di debito e credito, dei costi e dei ricavi e di tutte le operazioni di ammontare significativo intercorse tra le società incluse nel consolidamento. Vengono inoltre eliminati gli utili non ancora realizzati e le plusvalenze e minusvalenze derivanti da operazioni fra le società del Gruppo.

Contabilizzazione delle locazioni finanziarie con il metodo finanziario esponendo le immobilizzazioni materiali oggetto del contratto al loro valore contrattuale ed un debito pari al residuo debito in linea capitale.

La quota interessi di competenza dell'esercizio è imputata al conto economico fra gli interessi passivi. Il costo dell'immobilizzazione è ammortizzato con i medesimi criteri applicati ai cespiti di proprietà.

Le altre partecipazioni di minoranza, valutate al costo, sono indicate nell'apposita nota 13.

#### **Purchase Price Allocation**

La contabilizzazione della Purchase Price Allocation (PPA) effettuata in seguito all'acquisizione di 2iGas Infrastruttura Italiana Gas da parte di F2i 5 Reti (entrambe fuse nell'anno in Enel Rete Gas) e all'acquisizione di G6 Rete Gas da parte di Enel Rete Gas è stata predisposta in maniera definitiva nell'anno come dettato dall'IFRS 3 al fine della preparazione dell'attuale relazione annuale di consolidato; nell'anno si è completata l'analisi di dettaglio dei flussi derivanti dalle singole concessioni o aggregati delle stesse.

Le aggregazioni aziendali che rientrano nell'ambito del principio IFRS 3 devono essere contabilizzate applicando il metodo dell'acquisto (IFRS 3.4); l'acquirente alloca il costo dell'aggregazione aziendale alle attività acquisite e alle passività assunte, espresse al loro valore equo (IFRS 3.10), che è l'ammontare al quale un'attività può essere scambiata, o una passività estinta, in una libera transazione tra controparti consapevoli e indipendenti.

L'allocazione del costo dell'aggregazione avviene a livello di ciascuna unità generatrice di flussi finanziari; tale unità è definita dal principio IAS 36 come il più piccolo gruppo identificabile di attività che genera flussi finanziari in entrata indipendenti dai flussi in entrata generati da altre attività o gruppi di attività.

Tra le attività acquisite si riconoscono separatamente dall'avviamento tutte le attività immateriali identificabili (IFRS3.B31-B33)

La rilevazione dell'avviamento acquisito in un'aggregazione aziendale avviene nella misura rappresentata dall'eccedenza positiva tra la somma del costo dell'aggregazione e l'importo di qualsiasi partecipazione di terzi nell'acquisita, rispetto al valore netto degli importi (fair value) delle attività e passività identificabili dell'acquisita (IFRS3.32b). L'avviamento si determina pertanto come costo residuo dell'aggregazione ed è una attività rappresentativa dei benefici economici futuri derivanti da altre attività acquisite nell'ambito dell'aggregazione aziendale che non possono essere identificate individualmente e rilevate separatamente (IFRS3.ApdxA).

Gli avviamenti precedentemente riconosciuti dall'entità acquisita non rappresentano un'attività immateriale distinta ai fini della rappresentazione contabile dell'aggregazione in capo all'entità acquirente.

La valutazione delle società acquisite predisposta da Enel Rete Gas per la quantificazione del prezzo di acquisto si basa sul metodo dei flussi di cassa operativi scontati: il metodo è basato su un modello di sviluppo previsionale dei dati finanziari del target per il periodo esplicito dato dal frame work del business plan utilizzato in sede di acquisizione più un valore residuo.

Conseguentemente, il metodo utilizzato per l'allocazione del prezzo di acquisto, coerentemente anche con la prassi di mercato, è di tipo reddituale e si basa sul calcolo del Valore Attuale Netto dei redditi futuri derivabili dall'uso dell'asset al netto delle imposte (NOPAT) e del costo degli attivi complementari (CAC).

Per ciascuna delle concessioni il valore reddituale complessivo si articola in due componenti: la prima derivante dall'uso continuativo dei beni durante il periodo di validità legale del diritto, mentre la seconda è associata al valore di indennizzo alla scadenza, a carico del nuovo entrante secondo le modalità stabilite dalla legge e le migliori stime possibili. Il business plan, e quindi il modello di sviluppo previsionale, aggrega i dati delle singole concessioni di gestione per rappresentare lo sviluppo aggregato del portafoglio complessivo delle società oggetto di acquisizione.

### ***Rideterminazione dei dati 2011 a seguito della chiusura della PPA***

Come esposto al paragrafo "Purchase Price Allocation" a seguito dell'allocazione definitiva del prezzo di acquisto avvenuta nel corso del 2012 è stato rideterminato il saldo patrimoniale ed economico al 31 dicembre 2011 tenendo in considerazione la riduzione del prezzo di acquisto della società G6 Rete Gas legata alla registrazione definitiva dell'aggiustamento prezzo connesso alla definizione delle materie in contenzioso all'interno della procedura di arbitrato con Gaz de France Italia instaurata nel mese di agosto 2012.

Non sono state rilevate variazioni sullo stato patrimoniale di apertura al 1 gennaio 2011 in quanto le acquisizioni di 2iGas Infrastruttura Italiana Gas da parte di F2i 5 Reti (entrambe fuse nell'anno in Enel Rete Gas) e di G6 Rete Gas sono avvenute rispettivamente ad aprile 2011 e ottobre 2011.

Di seguito si evidenziano le principali variazioni patrimoniali fra il saldo rideterminato e quello espresso nel bilancio consolidato approvato al 31 dicembre 2011:

- Iscrizione del credito finanziario nei confronti di Gaz de France pari a 29,1 milioni di euro per l'aggiustamento prezzo sopra menzionato, che ha avuto un effetto migliorativo sulla Posizione finanziaria netta 2011 esposta in Relazione sulla Gestione;
- Riduzione delle immobilizzazioni immateriali per 36,5 milioni di euro riferita principalmente per 18,4 milioni di euro alla diminuzione del valore dei diritti concessori e per 18,1 milioni di euro a quella dell'avviamento;
- Aumento delle imposte anticipate per 7,1 milioni di euro;
- Riduzione delle imposte differite per 0,5 milioni di euro.

Gli impatti sul conto economico del Gruppo risultano positivi per 0,2 milioni di euro e sono da attribuire principalmente ai conseguenti minori ammortamenti e al relativo rilascio della fiscalità anticipata.

## 5. Uso di stime

La redazione del bilancio, in applicazione degli IFRS-EU, richiede l'effettuazione di stime e assunzioni che hanno effetto sui valori delle attività e delle passività e sull'informativa sulle attività e passività potenziali alla data di riferimento del bilancio, nonché sull'ammontare dei ricavi e dei costi del periodo di riferimento. Le stime e le relative ipotesi si basano sulle esperienze pregresse e su altri fattori considerati ragionevoli nella fattispecie e vengono adottate quando il valore contabile delle poste di bilancio non è facilmente desumibile da altre fonti. I risultati a consuntivo potrebbero differire da tali stime. Le stime e le assunzioni sono riviste periodicamente e gli effetti di ogni variazione sono riflessi a Conto economico, qualora la stessa interessi solo quell'esercizio. Nel caso in cui la revisione interessi esercizi sia correnti sia futuri, la variazione è rilevata nell'esercizio in cui la revisione viene effettuata e nei relativi periodi futuri.

### 5.1 Rilevazione dei ricavi

I ricavi da vettoriamento gas sono determinati annualmente, a partire dall'anno 2009, in base al nuovo criterio introdotto dalla del. 159/08 di definizione del VRT (Vincolo dei Ricavi Tariffari) ammesso per ciascuna società di distribuzione gas.

Tale valore di ricavi trova evidenza contabile nella fatturazione del vettoriamento gas nei confronti delle società di vendita e, a complemento del valore del VRT, nella componente di perequazione verso Cassa Conguaglio.

Dovendo basare i calcoli per l'ottenimento del VRT su una rilevazione degli asset aggiornata a due anni precedenti, la società deve stimare anche un tasso di crescita dei Punti di Riconsegna medi attivi che le consenta di aggiornare il dato all'anno appena trascorso.

Il valore indicato comprende quindi anche una componente di stima, poco significativa, legata alla crescita numero medio di Punti di Riconsegna attivi.

A conguaglio, il valore del VRT comunicato da AEEG annualmente con apposita delibera può essere oggetto di variazione in funzione dell'effettivo numero medio di Punti di Riconsegna serviti e fatturati.

### 5.2 Pensioni e altre prestazioni post-pensionamento

Una parte dei dipendenti del Gruppo gode di piani pensionistici che offrono prestazioni previdenziali basate sulla storia retributiva e sui rispettivi anni di servizio.

Alcuni dipendenti beneficiano, inoltre, della copertura di altri piani di benefici post-pensionamento.

I calcoli delle spese e delle passività associate a tali piani sono basati su stime effettuate dai nostri consulenti attuariali, che utilizzano una combinazione di fattori statistico-attuariali, tra cui dati statistici relativi agli anni passati e previsioni dei costi futuri. Sono inoltre considerati come componenti di stima gli indici di mortalità e di recesso, le ipotesi relative all'evoluzione futura dei tassi di sconto, dei tassi di crescita delle retribuzioni, nonché l'analisi dell'andamento tendenziale dei costi dell'assistenza sanitaria.

Tali stime potranno differire sostanzialmente dai risultati effettivi, per effetto dell'evoluzione delle condizioni economiche e di mercato, di incrementi/riduzioni dei tassi di recesso e della durata di vita dei partecipanti, oltre che di variazioni dei costi effettivi dell'assistenza sanitaria. Tali differenze potranno avere un impatto significativo sulla quantificazione della spesa previdenziale e degli altri oneri a questa collegati.

### **5.3 Recuperabilità di attività non correnti**

Il valore contabile delle attività non correnti e delle attività destinate alla dismissione viene sottoposto a verifica periodica e ogni qualvolta le circostanze o gli eventi ne richiedano una più frequente verifica.

Qualora si ritenga che il valore contabile di un gruppo di attività immobilizzate abbia subito una perdita durevole di valore, lo stesso è svalutato fino a concorrenza del relativo valore recuperabile, stimato con riferimento al suo utilizzo e cessione futura, a seconda di quanto stabilito nei più recenti piani aziendali.

Si ritiene che le stime di tali valori recuperabili siano ragionevoli; tuttavia, possibili variazioni dei fattori di stima su cui si basa il calcolo dei predetti valori recuperabili potrebbero produrre valutazioni diverse.

### **5.4 Contenziosi**

Il Gruppo Enel Rete Gas è parte in giudizio in diversi contenziosi legali relativi principalmente a cause in materia di lavoro e vertenze con alcuni enti concedenti. Data la natura di tali contenziosi, non è sempre oggettivamente possibile prevedere l'esito finale di tali vertenze, alcune delle quali potrebbero concludersi con esito sfavorevole.

Sono stati costituiti fondi destinati a coprire tutte le passività significative per i casi in cui i legali abbiano constatato la probabilità di un esito sfavorevole e una stima ragionevole dell'importo della perdita.

### **5.5 Fondo svalutazione crediti**

Il fondo svalutazione crediti riflette le stime delle perdite connesse al portafoglio crediti della società. Sono stati effettuati accantonamenti a fronte di perdite attese su

crediti, stimati in base all'esperienza passata con riferimento a crediti con analoga rischiosità creditizia, a importi insoluti correnti e storici, storni e incassi, nonché all'attento monitoraggio della qualità del portafoglio crediti e delle condizioni correnti e previste dell'economia e dei mercati di riferimento.

Pur ritenendo congruo il fondo stanziato, l'uso di ipotesi diverse o il cambiamento delle condizioni economiche potrebbero riflettersi in variazioni del fondo svalutazione crediti e, quindi, avere un impatto sugli utili.

Le stime e le assunzioni sono riviste periodicamente e gli effetti di ogni variazione sono riflessi a Conto economico nell'esercizio di competenza.

## 6. Princípi contabili e criteri di valutazione

### 6.1 Partecipazioni in società controllate, collegate

Per società controllate e consolidate si intendono tutte le società su cui Enel Rete Gas S.p.A. ha il potere di determinare, direttamente o indirettamente, le politiche finanziarie e operative al fine di ottenere i benefici derivanti dalle loro attività. Per partecipazioni in imprese collegate si intendono quelle nelle quali si ha un'influenza notevole. Nel valutare l'esistenza del controllo e dell'influenza notevole si prendono in considerazione anche i diritti di voto potenziali effettivamente esercitabili o convertibili.

Le partecipazioni in imprese collegate sono inizialmente valutate al costo di acquisto, e successivamente sono valutate con il metodo del patrimonio netto. Il bilancio consolidato comprende la quota di pertinenza del Gruppo degli utili o delle perdite e delle partecipate rilevate secondo il metodo del patrimonio netto, al netto delle rettifiche necessarie per allineare i princípi contabili a quelli del Gruppo, a partire dalla data in cui ha inizio l'influenza notevole o il controllo congiunto fino alla data in cui detta influenza o controllo cessano.

Nel caso in cui la perdita di pertinenza della Società ecceda il valore contabile della partecipazione e la partecipante sia impegnata ad adempiere a obbligazioni legali o implicite dell'impresa partecipata o comunque a coprirne le perdite, l'eventuale eccedenza rispetto al valore contabile è rilevata in un apposito fondo del passivo nell'ambito dei fondi rischi e oneri.

Per società a controllo congiunto (joint venture) si intendono tutte le società nelle quali il Gruppo esercita un controllo sull'attività economica congiuntamente con altre entità. Tali partecipazioni sono consolidate con il metodo proporzionale rilevando, linea per linea, le attività, le passività, i ricavi e i costi in misura proporzionale alla quota di pertinenza del Gruppo, dalla data in cui ha inizio il controllo congiunto e fino alla data in cui lo stesso cessa.

La cessione di quote di partecipazione che implica la perdita del controllo congiunto comporta la rilevazione a Conto economico dell'eventuale plusvalenza (o minusvalenza) da alienazione, nonché degli effetti contabili rivenienti dalla misurazione al fair value, alla data della cessione, dell'eventuale partecipazione residua.

Nel presente bilancio consolidato al 31 dicembre 2012, in virtù di patti parasociali in essere, è considerata a controllo congiunto la partecipazione nella C.B.L. Distribuzione S.r.l.

## 6.2 Aggregazioni di imprese

Le aggregazioni (realizzate anche tramite fusione o conferimento) di aziende o di rami d'azienda successive al 1 gennaio 2010 sono rilevate utilizzando il metodo dell'acquisizione. Il costo di acquisto è allocato rilevando le attività, le passività e le passività potenziali identificabili dell'acquisita ai relativi fair value. L'eventuale eccedenza positiva del costo di acquisto rispetto al fair value della quota delle attività nette acquisite è contabilizzata come avviamento o, se negativa, rilevata a conto economico. Nel caso in cui i fair value delle attività, delle passività e delle passività potenziali possano determinarsi solo provvisoriamente, l'aggregazione di aziende è rilevata utilizzando tali valori provvisori. Le eventuali rettifiche derivanti dal completamento del processo di valutazione sono rilevate entro 12 mesi dalla data di acquisizione.

I costi di transazione, diversi da quelli relativi all'emissione di titoli di debito e di capitale, sostenuti dal Gruppo per realizzare un'aggregazione aziendale sono rilevati come costi dell'esercizio quando sostenuti.

## 6.3 Immobili, impianti e macchinari

In applicazione dell'IFRIC 12, divenuto operativo a far data dal 1 gennaio 2010, il Gruppo ha analizzato le proprie concessioni esistenti alla data del 31 dicembre 2010 e ha apportato modifiche al criterio di contabilizzazione delle immobilizzazioni.

Il Gruppo ritiene di dover procedere all'applicazione dell'IFRIC 12 in maniera prospettica in quanto non risulta possibile effettuare una valutazione retrospettiva delle infrastrutture presenti data la storia e la vetustà delle concessioni; in molte di queste, infatti, le società del Gruppo sono subentrate ad altri concessionari anche mediante acquisizione di società e successiva fusione rendendo una applicazione retrospettiva potenzialmente non attendibile.

Essendo il Gruppo sottoposto ad un rischio di domanda, il modello di contabilizzazione che si ritiene corretto applicare è quello dell'attività immateriale: tutte le infrastrutture ottenute in concessione non sono più presentate come immobilizzazioni materiali ma sono classificate all'interno delle immobilizzazioni immateriali.

Gli immobili, impianti e macchinari non relativi alle concessioni continuano ad essere rilevati al costo storico, comprensivo dei costi accessori direttamente imputabili e necessari alla messa in funzione del bene per l'uso per cui è stato acquistato; il costo è eventualmente incrementato, in presenza di obbligazioni legali o implicite, del valore attuale del costo stimato per lo smantellamento e la rimozione dell'attività. La

corrispondente passività è rilevata in un fondo del passivo nell'ambito dei fondi per rischi e oneri futuri. Ad oggi non risulta iscritta in bilancio nessuna passività legata allo smantellamento e alla rimozione delle attività non essendovi obbligazioni legali o implicite che ne giustificano l'iscrizione.

Il costo di acquisto o produzione include gli oneri finanziari relativi a finanziamenti connessi all'acquisto delle attività materiali, esclusivamente quando è necessario un rilevante periodo di tempo affinché il bene sia pronto all'uso e quando sono identificabili finanziamenti direttamente attribuibili all'acquisto o costruzioni di beni.

Alcuni beni, oggetto di rivalutazione alla data di transizione ai principi contabili internazionali IFRS-EU o in periodi precedenti, sono stati rilevati sulla base del costo rivalutato, considerato come valore sostitutivo del costo (deemed cost).

Qualora parti significative di singoli beni materiali abbiano differenti vite utili, le componenti identificate sono rilevate ed ammortizzate separatamente.

I costi sostenuti successivamente all'acquisto sono rilevati ad incremento del valore contabile dell'elemento a cui si riferiscono, qualora sia probabile che i futuri benefici derivanti dal costo affluiranno al Gruppo e il costo dell'elemento possa essere determinato attendibilmente. Tutti gli altri costi sono rilevati nel conto economico nell'esercizio in cui sono sostenuti.

I costi di sostituzione di un intero cespite o di parte di esso, sono rilevati come incremento del valore del bene a cui fanno riferimento e ammortizzati lungo la loro vita utile; il valore netto contabile dell'unità sostituita è imputato a conto economico rilevando l'eventuale minusvalenza.

Gli immobili, impianti e macchinari sono esposti al netto dei relativi ammortamenti accumulati e di eventuali perdite di valore, determinate secondo le modalità descritte nel seguito.

L'ammortamento è calcolato a quote costanti in base alla vita utile stimata del bene, che è riesaminata con periodicità annuale; eventuali cambiamenti sono riflessi prospetticamente. L'ammortamento inizia quando il bene è disponibile all'uso.

Il costo include gli oneri finanziari relativi a finanziamenti connessi all'acquisto delle attività immateriali, esclusivamente quando è necessario un rilevante periodo di tempo affinché il bene sia pronto all'uso e quando sono identificabili finanziamenti direttamente attribuibili all'acquisto o costruzioni di attività.

La vita utile stimata delle principali attività materiali è la seguente:

<b>Descrizione cespiti</b>	<b>Vita utile</b>
Terreni	-
Fabbricati civili	34 anni
Fabbricati industriali	18-50 anni
Attrezzatura varia e minuta	10 anni
Mobili e macchine d'ufficio	9 anni
Macchine elettroniche	5 anni
Automezzi da trasporto	5 anni
Autovetture	4 anni

I terreni, sia liberi da costruzioni, sia annessi a fabbricati civili e industriali, non sono ammortizzati in quanto elementi a vita utile illimitata, fatta eccezione per quei terreni la cui devoluzione al termine della concessione è gratuita.

Si ricorda che, come più sopra descritto, in seguito all'applicazione dell'IFRIC 12 talune immobilizzazioni considerate in precedenza materiali sono ora riclassificate come immobilizzazioni immateriali.

#### **6.4 Attività immateriali**

Come ricordato più sopra, in applicazione dell'IFRIC 12, divenuto operativo a far data dal 1 gennaio 2010, il Gruppo ha analizzato le proprie concessioni esistenti alla data del 31 dicembre 2010 e ha apportato modifiche al criterio di contabilizzazione delle immobilizzazioni.

Essendo le società che compongono il Gruppo sottoposte ad un rischio di domanda, il modello di contabilizzazione che si ritiene corretto applicare è quello dell'attività immateriale: tutte le infrastrutture di proprietà ottenute all'interno di un contratto di concessione non sono più contabilizzate come immobilizzazioni materiali ma sono classificate come immobilizzazioni immateriali.

Le attività immateriali sono rilevate al costo di acquisto o di produzione interna, quando è probabile che dall'utilizzo delle predette attività vengano generati benefici economici futuri e il relativo costo può essere attendibilmente determinato.

Il costo è comprensivo degli oneri accessori di diretta imputazione necessari a rendere le attività disponibili per l'uso. Il costo include gli oneri finanziari relativi a finanziamenti connessi all'acquisto delle attività immateriali, esclusivamente quando è necessario un rilevante periodo di tempo affinché l'attività sia pronta all'uso e quando sono identificabili finanziamenti direttamente attribuibili all'acquisto o costruzioni delle attività.

Le attività immateriali, aventi vita utile definita, sono esposte al netto dei relativi ammortamenti accumulati e delle eventuali perdite di valore, determinate secondo le modalità di seguito descritte.

L'ammortamento è calcolato a quote costanti in base alla vita utile stimata, che è riesaminata con periodicità almeno annuale; eventuali cambiamenti dei criteri di ammortamento sono applicati prospetticamente.

L'ammortamento ha inizio quando l'attività immateriale è disponibile all'uso.

La vita utile stimata delle principali attività immateriali è la seguente:

<b>Descrizione</b>	<b>Vita utile</b>
Diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	5 anni
Concessioni	vita della concessione (*)
Licenze, marchi e diritti simili	3 anni
Avviamento	indefinita, soggetto ad impairment test
Altre	5-10 anni

(\*) L'ammortamento è calcolato in base al valore di realizzo stimato alla fine della vita della concessione ove applicabile. Per le concessioni scadute alla data di chiusura del bilancio e pertanto in regime di prorogatio il valore residuo viene rivisto per tenere in considerazione la posposizione dell'effettiva scadenza di tali concessioni.

Le attività immateriali aventi vita utile indefinita non sono assoggettate ad ammortamento sistematico ma sottoposte a verifica almeno annuale di recuperabilità (impairment test).

La voce certificati TEE, iscritta nelle Altre immobilizzazioni immateriali, accoglie i costi sostenuti per l'acquisto e la realizzazione di progetti di efficienza energetica che contribuiranno alla copertura degli obblighi, di cui alla normativa sugli obblighi del distributore in merito ai contributi all'efficienza energetica, degli esercizi futuri. L'ammortamento delle suddette attività avviene al massimo in 5 anni sulla base del conseguimento dell'obiettivo annuo.

Per quanto riguarda le concessioni, il Gruppo Enel Rete Gas risulta concessionario del servizio di distribuzione del gas assegnato tramite gara per un periodo massimo di 12 anni e affidato dagli enti locali (Comuni, Unioni di Comuni e Comunità Montane). Mediante accordi di servizio, le autorità locali possono regolare i termini e le condizioni per il servizio di distribuzione, nonché i livelli qualitativi da raggiungere. Le concessioni vengono infatti attribuite in base a condizioni finanziarie, standard di qualità e sicurezza, piani di investimento e capacità tecniche e manageriali offerte.

Come già nella scorsa relazione, si evidenzia che un numero significativo di concessioni ottenute dal Gruppo Enel Rete Gas per la distribuzione del gas è scaduta naturalmente o *ope legis* al 31 dicembre 2010.

Si ricorda che dalla pubblicazione del D.Lgs n. 93/11 avvenuta il 29 giugno 2011, le autorità locali non possono più bandire nuove procedure di gara se non all'interno di quanto previsto nei decreti "Ambiti" e "Criteri" emanati lo scorso anno. Per questo motivo allo stato attuale solo le autorità locali che avessero bandito la gara per la rassegnazione della concessione di distribuzione gas prima della pubblicazione del D.Lgs n. 93/11 possono procedere con la suddetta gara. In tutti gli altri casi, è prevista una sospensione dell'attività di gara fino al momento in cui i comuni non saranno pronti a bandirne una d'ambito. Nel frattempo Enel Rete Gas sta continuando la gestione della rete come prima della scadenza.

Qualora la concessione non venisse rinnovata, al nuovo titolare della stessa può essere richiesto il pagamento di un'indennità pari al valore corrente dei beni asserviti alla concessione con una valutazione minima pari alla RAB corrente; in alternativa, può essere previsto che alla data di scadenza contrattuale le reti di distribuzione siano gratuitamente devolute alle autorità locali alle normali condizioni di funzionamento.

Tali beni, che si identificano nelle reti di distribuzione del gas, sono iscritti alla voce "Concessioni" e vengono ammortizzati lungo la durata della concessione. Per le concessioni scadute alla data di chiusura del bilancio e pertanto in regime di prorogatio il valore residuo viene rivisto per tenere in considerazione la posposizione dell'effettiva scadenza di tali concessioni.

## 6.5 Perdite di valore delle attività

Le attività materiali (immobili, impianti e macchinari) e immateriali sono analizzate, almeno una volta all'anno, al fine di individuare eventuali indicatori di perdita di valore; nel caso esista un'indicazione di perdita di valore si procede alla stima del loro valore recuperabile.

Il valore recuperabile dell'avviamento e delle attività immateriali con vita utile indefinita, quando presenti, nonché quello delle attività immateriali non ancora disponibili per l'uso, è invece stimato almeno annualmente.

Per un'attività che non genera flussi finanziari ampiamente indipendenti, tra cui l'avviamento, il valore recuperabile è determinato in relazione alla *cash generating unit* (CGU) cui tale attività appartiene.

Il valore recuperabile è rappresentato dal maggiore tra il *fair value*, al netto dei costi di vendita, e il valore d'uso.

Nel determinare il valore d'uso, i flussi finanziari futuri attesi sono attualizzati utilizzando un tasso di sconto al lordo delle imposte che riflette il costo del denaro e

la struttura di indebitamento del Gruppo, che risulta rapportato al periodo dell'investimento e ai rischi specifici dell'attività.

Una perdita di valore è riconosciuta nel conto economico qualora il valore di iscrizione dell'attività, o della CGU a cui essa è allocata, è superiore al suo valore recuperabile.

Una perdita di valore di una CGU è prima imputata a riduzione del valore contabile dell'eventuale avviamento allocato alla CGU, poi proporzionalmente a riduzione delle altre attività che compongono la CGU.

Una perdita di valore di un'attività viene ripristinata quando vi è un'indicazione che la perdita di valore si sia ridotta o non esiste più o quando vi è stato un cambiamento nelle valutazioni utilizzate per determinare il valore recuperabile.

Una perdita di valore rilevata per l'avviamento non viene mai ripristinata negli esercizi successivi.

## 6.6 Rimanenze

Le rimanenze di magazzino sono valutate al minore tra il costo e il valore netto di presumibile realizzo. La configurazione di costo utilizzata è il costo medio ponderato che include gli oneri accessori di competenza. Per valore netto di presumibile realizzo si intende il prezzo di vendita stimato nel normale svolgimento delle attività al netto dei costi stimati per realizzare la vendita o, laddove applicabile, il costo di sostituzione.

## 6.7 Strumenti finanziari

### ***Attività finanziarie valutate al fair value con imputazione al conto economico***

Sono classificati in tale categoria gli eventuali titoli di debito detenuti a scopo di negoziazione, i titoli di debito designati al *fair value* a conto economico al momento della rilevazione iniziale e, se presenti, le partecipazioni in imprese diverse da quelle controllate, collegate e joint venture (se classificate come "*fair value* con imputazione a Conto Economico").

Tali strumenti sono inizialmente iscritti al relativo *fair value*. Gli utili e le perdite derivanti dalle variazioni successive del *fair value* sono rilevati a conto economico.

### ***Attività finanziarie detenute sino a scadenza***

Sono eventualmente inclusi nelle "attività finanziarie detenute fino a scadenza" gli strumenti finanziari, non derivati e non rappresentati da partecipazioni, quotati in mercati attivi per cui esiste l'intenzione e la capacità da parte della società di mantenerli sino alla scadenza. Tali attività sono inizialmente iscritte al *fair value*, rilevato alla "data di negoziazione", inclusivo degli eventuali costi di transazione; successivamente, sono valutate al costo ammortizzato, utilizzando il metodo del tasso d'interesse effettivo, al netto di eventuali perdite di valore.

Le predette perdite di valore sono determinate quale differenza tra il valore contabile e il valore attuale dei flussi di cassa futuri attesi, scontati sulla base del tasso di interesse effettivo originario.

#### ***Finanziamenti e crediti***

Rientrano in questa categoria i crediti (finanziari e commerciali), ivi inclusi i titoli di debito, non derivati, non quotati in mercati attivi, con pagamenti fissi o determinabili e per cui non vi sia l'intento predeterminato di successiva vendita.

Tali attività sono, inizialmente, rilevate al *fair value*, eventualmente rettificato dei costi di transazione e, successivamente, valutati al costo ammortizzato sulla base del tasso di interesse effettivo, rettificato per eventuali perdite di valore. Tali riduzioni di valore sono determinate come differenza tra il valore contabile e il valore corrente dei flussi di cassa futuri attualizzati al tasso di interesse effettivo originario.

I crediti commerciali, la cui scadenza rientra nei normali termini commerciali, non sono attualizzati.

I crediti relativi ai Titoli di efficienza energetica si riferiscono ai contributi che verranno riconosciuti dalla Cassa Conguaglio del Settore Elettrico conseguiti per titoli pluriennali già certificati da Enel Rete Gas. Sono iscritti nelle Altre attività correnti i crediti relativi all'obiettivo 2011, mentre sono iscritti nelle Altre attività non correnti i contributi che la Cassa Conguaglio Settore Elettrico riconoscerà alle società del Gruppo a fronte dell'annullamento dei titoli relativi all'anno in corso e agli esercizi successivi.

I relativi contributi se riferiti ai soli obiettivi dell'esercizio sono rilevati nella voce "Altri ricavi", altrimenti vengono riscontati e concorrono alla determinazione del risultato di esercizio in relazione al conseguimento degli obiettivi annui.

#### ***Attività finanziarie disponibili per la vendita***

Sono classificati nelle "attività finanziarie disponibili per la vendita" i titoli di debito, le partecipazioni in altre imprese (se classificate come "disponibili per la vendita") e le attività finanziarie non classificabili in altre categorie. Tali strumenti sono valutati al *fair value* con contropartita il patrimonio netto.

Al momento della cessione, gli utili e perdite cumulati, precedentemente rilevati a patrimonio netto, sono rilasciati a conto economico.

Qualora sussistano evidenze oggettive che i predetti strumenti abbiano subito una riduzione di valore, la perdita cumulata, precedentemente iscritta a patrimonio netto, è riversata a conto economico. Tali perdite di valore, non ripristinabili successivamente, sono misurate come differenza tra il valore contabile ed il valore corrente dei flussi di cassa futuri attualizzati al tasso di interesse di mercato di attività finanziarie simili.

Quando il *fair value* non può essere attendibilmente determinato, tali attività sono iscritte al costo rettificato per eventuali perdite di valore.

**Disponibilità liquide e mezzi equivalenti**

Le disponibilità liquide e mezzi equivalenti comprendono i valori numerari, ossia quei valori che possiedono i requisiti della disponibilità a vista o a brevissimo termine, del buon esito e dell'assenza di spese per la riscossione.

Ai fini del rendiconto finanziario, le disponibilità liquide sono rappresentate dai conti correnti bancari e postali attivi e da denaro e valori in cassa.

**Debiti commerciali**

I debiti commerciali sono inizialmente iscritti al fair value e successivamente valutati al costo ammortizzato. I debiti commerciali la cui scadenza rientra nei normali termini commerciali non sono attualizzati.

**Passività finanziarie**

Le passività finanziarie diverse dagli strumenti derivati sono iscritte alla data di regolamento e valutate inizialmente al *fair value* al netto dei costi di transazione direttamente attribuibili. Successivamente, le passività finanziarie sono valutate con il criterio del costo ammortizzato, utilizzando il metodo del tasso di interesse effettivo.

**Strumenti finanziari derivati**

I derivati sono rilevati al fair value e sono designati come strumenti di copertura quando la relazione tra lo strumento finanziario derivato e l'oggetto della copertura è formalmente documentata e l'efficacia della copertura, verificata periodicamente, è elevata.

La rilevazione del risultato della valutazione al fair value è funzione della tipologia di hedge accounting posta in essere.

Quando i derivati hanno per oggetto la copertura del rischio di variazione del fair value delle attività o passività oggetto di copertura (fair value hedge), le relative variazioni del fair value dello strumento di copertura sono imputate a Conto economico; coerentemente, gli adeguamenti al fair value delle attività o passività oggetto di copertura sono anch'essi rilevati a Conto economico.

Quando i derivati hanno per oggetto la copertura del rischio di variazione dei flussi di cassa degli elementi coperti (cash flow hedge), le variazioni del fair value considerate efficaci sono rilevate tra le altre componenti del conto economico complessivo, e presentate in apposita riserva nel patrimonio netto, e successivamente riclassificate nel conto economico coerentemente agli effetti economici prodotti dall'operazione coperta.

La porzione di fair value dello strumento di copertura che non soddisfa la condizione per essere qualificata come efficace è rilevata a Conto economico.

Le variazioni del fair value dei derivati che non riflettono più le condizioni per essere qualificati come di copertura ai sensi degli IFRS-EU sono rilevate a Conto economico.

La contabilizzazione di tali strumenti è effettuata alla data di negoziazione.

I contratti finanziari e non finanziari (che già non siano valutati a fair value) sono altresì analizzati per identificare l'esistenza di derivati "impliciti" (embedded) che devono essere scorporati e valutati al fair value. Le suddette analisi sono effettuate sia al momento in cui si entra a far parte del contratto, sia quando avviene una rinegoziazione dello stesso che comporti una modifica significativa dei flussi finanziari originari connessi.

Il fair value è determinato in base alle quotazioni ufficiali utilizzate per gli strumenti scambiati in mercati regolamentati. Per gli strumenti non scambiati in mercati regolamentati il fair value è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi sulla base della curva dei tassi di interesse di mercato alla data di riferimento e convertendo i valori in divise diverse dall'euro ai cambi di fine periodo.

### **6.8 Benefici per i dipendenti**

La passività relativa ai benefici riconosciuti ai dipendenti ed erogati in coincidenza o successivamente alla cessazione del rapporto di lavoro e relativa a programmi a benefici definiti o altri benefici a lungo termine erogati nel corso dell'attività lavorativa è determinata, separatamente per ciascun piano, sulla base di ipotesi attuariali stimando l'ammontare dei benefici futuri che i dipendenti hanno maturato alla data di riferimento. La passività è rilevata per competenza lungo il periodo di maturazione del diritto. La valutazione della passività è effettuata da attuari indipendenti.

Qualora le società del Gruppo si siano impegnate in modo comprovabile e senza realistiche possibilità di recesso, con un dettagliato piano formale, alla conclusione anticipata, ossia prima del raggiungimento dei requisiti per il pensionamento, del rapporto di lavoro, i benefici dovuti ai dipendenti per la cessazione del rapporto di lavoro sono rilevati come costo e sono valutati sulla base del numero di dipendenti che si prevede accetteranno l'offerta.

### **6.9 Fondi rischi e oneri**

Gli accantonamenti ai fondi rischi e oneri sono rilevati quando, alla data di riferimento, in presenza di una obbligazione legale o implicita nei confronti di terzi, derivante da un evento passato, è probabile che per soddisfare l'obbligazione si renderà necessario un esborso di risorse il cui ammontare sia stimabile in modo attendibile. Se l'effetto è significativo, gli accantonamenti sono determinati attualizzando i flussi finanziari futuri attesi a un tasso di sconto al lordo delle imposte che riflette la valutazione corrente del mercato del costo del denaro in relazione al tempo e, se applicabile, il rischio specifico attribuibile all'obbligazione. Quando l'ammontare è attualizzato, l'adeguamento periodico del valore attuale dovuto al fattore temporale è rilevato a conto economico come onere finanziario.

Se la passività è connessa allo smantellamento e/o ripristino di attività materiali, il fondo è rilevato in contropartita all'attività cui si riferisce e la rilevazione dell'onere a

Conto economico avviene attraverso il processo di ammortamento dell'immobilizzazione materiale alla quale l'onere stesso si riferisce.

Ad oggi non risulta iscritta in bilancio nessuna passività legata allo smantellamento e alla rimozione delle attività non essendovi obbligazioni legali o implicite che ne giustificano l'iscrizione.

Le variazioni di stima sono riflesse nel Conto economico dell'esercizio in cui avviene la variazione, ad eccezione di quelle relative ai costi previsti per smantellamento, rimozione e bonifica che risultino da cambiamenti nei tempi e negli impieghi di risorse economiche necessarie per estinguere l'obbligazione o che risultino da una variazione del tasso di sconto. Tali variazioni sono portate a incremento o a riduzione delle relative attività e imputate a Conto economico tramite il processo di ammortamento. Se sono portate a incremento dell'attività, viene inoltre valutato se il nuovo valore contabile dell'attività possa non essere interamente recuperato; in tal caso si verifica l'esistenza di una riduzione di valore dell'attività stimandone l'ammontare non recuperabile, e si rileva la perdita a Conto economico conseguente tale riduzione di valore.

Se le variazioni di stima sono portate a riduzione dell'attività, tale decremento è rilevato contabilmente in contropartita all'attività fino a concorrenza del suo valore contabile; la parte eccedente viene rilevata immediatamente a Conto economico.

## 6.10 Contributi

I contributi, sia da enti pubblici che da terzi privati, sono rilevati al fair value quando vi è la ragionevole certezza che saranno ricevuti e che saranno soddisfatte le condizioni previste per il riconoscimento degli stessi.

I contributi ricevuti a fronte di specifiche spese sono rilevati tra le altre passività e accreditati a conto economico con un criterio sistematico lungo lo stesso periodo in cui maturano i costi cui sono correlati.

I contributi pubblici (contributi in conto impianti) ricevuti a fronte di specifici beni il cui valore è iscritto tra le attività materiali e immateriali sono rilevati tra le altre passività e accreditati a conto economico in relazione al periodo di ammortamento dei beni cui si riferiscono.

I contributi privati (contributi di allacciamento, inclusi quelli da lottizzazioni) sono iscritti in un apposita voce del passivo di stato patrimoniale e sono accreditati al conto economico in relazione al periodo di ammortamento dei beni cui si riferiscono.

Tuttavia in considerazione del fatto che il contributo suddetto remunera altresì i costi di gestione connessi all'attività di realizzazione dell'investimento si precisa che la percentuale dei ricavi per contributi incassati dalla clientela da destinare alla copertura dei suddetti costi di struttura accessori alle attività di investimento viene integralmente iscritta a conto economico nell'esercizio in cui l'investimento stesso viene realizzato.

### 6.11 Ricavi

Secondo la tipologia di operazione, i ricavi sono rilevati sulla base dei criteri specifici di seguito riportati:

- i ricavi delle vendite di beni sono rilevati quando i rischi e i benefici significativi della proprietà dei beni sono trasferiti all'acquirente e il loro ammontare può essere attendibilmente determinato e incassato;
- i ricavi per vettoriamento del gas si riferiscono ai quantitativi erogati nel periodo, ancorché non fatturati, e sono determinati integrando con opportune stime quelli rilevati in base a prefissati calendari di lettura. Tali ricavi si basano, ove applicabili, sulle tariffe e i relativi vincoli previsti dai provvedimenti di legge e dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, in vigore nel corso del periodo di riferimento; inoltre, l'introduzione della nuova formula di riconoscimento dei ricavi applicata nel 2009, entrata in vigore con la delibera ARG/gas n. 159/08 del 6 novembre 2008 ha comportato l'introduzione di un meccanismo di perequazione che consente di computare i ricavi di competenza delle società di distribuzione sulla base della media dei punti di riconsegna effettivamente serviti e fatturati indipendentemente dai volumi distribuiti.
- i ricavi per le prestazioni di servizi sono rilevati con riferimento allo stadio di completamento delle attività. Nel caso in cui non sia possibile determinare attendibilmente il valore dei ricavi, questi ultimi sono rilevati fino a concorrenza dei costi sostenuti che si ritiene saranno recuperati.

### 6.12 Proventi e oneri finanziari

I proventi e gli oneri finanziari sono rilevati per competenza sulla base degli interessi maturati sul valore netto delle relative attività e passività finanziarie utilizzando il tasso di interesse effettivo e includono le variazioni di fair value degli strumenti finanziari rilevati al fair value a Conto economico e le variazioni di fair value dei derivati connessi ad operazioni finanziarie.

### 6.13 Dividendi

I dividendi da partecipazioni sono rilevati quando è stabilito il diritto degli azionisti a ricevere il pagamento.

I dividendi pagabili a terzi sono rappresentati come movimento del Patrimonio Netto alla data in cui sono approvati dall'Assemblea degli Azionisti.

## 6.14 Imposte sul reddito

Le imposte correnti sul reddito dell'esercizio, iscritte tra i "debiti per imposte sul reddito" al netto degli acconti versati, ovvero nella voce "crediti per imposte sul reddito" qualora il saldo netto risulti a credito, sono determinate in base alla stima del reddito imponibile e in conformità alla vigente normativa fiscale.

Le imposte sul reddito differite e anticipate sono calcolate sulle differenze temporanee tra i valori patrimoniali iscritti nel bilancio e i corrispondenti valori riconosciuti ai fini fiscali applicando l'aliquota fiscale in vigore alla data in cui la differenza temporanea si riverserà, determinata sulla base delle aliquote fiscali previste da provvedimenti in vigore o sostanzialmente in vigore alla data di riferimento.

L'iscrizione di attività per imposte anticipate è effettuata quando il loro recupero è probabile, cioè quando si prevede che possano rendersi disponibili in futuro imponibili fiscali sufficienti a recuperare l'attività.

La recuperabilità delle attività per imposte anticipate viene riesaminata a ogni chiusura di periodo.

Le imposte relative a componenti rilevati direttamente a patrimonio netto sono imputate anch'esse a patrimonio netto.

## 6.15 Discontinued operations e attività non correnti destinate alla vendita

Le attività non correnti (o gruppi in dismissione) il cui valore contabile sarà recuperato principalmente attraverso la vendita anziché con il loro utilizzo continuativo sono classificate come destinate alla vendita e rappresentate separatamente dalle altre attività e passività dello Stato patrimoniale. Le attività non correnti (o gruppi in dismissione) classificate come destinate alla vendita sono dapprima rilevate in conformità allo specifico IFRS/IAS di riferimento applicabile a ciascuna attività e passività e, successivamente, sono rilevate al minore tra il valore contabile e il fair value, al netto dei costi di vendita. Eventuali successive perdite di valore sono rilevate direttamente a rettifica delle attività non correnti (o gruppi in dismissione) classificate come destinate alla vendita con contropartita a Conto economico. I corrispondenti valori patrimoniali dell'esercizio precedente non sono riclassificati.

Un'attività operativa cessata (discontinued operation) rappresenta una parte dell'impresa che è stata dismessa o classificata come destinata alla vendita, e:

- rappresenta un importante ramo di attività o area geografica di attività;
- è parte di un piano coordinato di dismissione di un importante ramo di attività o area geografica di attività oppure è una società controllata acquisita esclusivamente allo scopo di essere rivenduta.

I risultati delle attività operative cessate – siano esse dismesse oppure classificate come destinate alla vendita e in corso di dismissione – sono esposti separatamente nel Conto economico, al netto degli effetti fiscali. I corrispondenti valori relativi all'esercizio precedente, ove presenti, sono riclassificati ed esposti separatamente nel Conto economico, al netto degli effetti fiscali, ai fini comparativi.

## **6.16 Principi contabili di recente emanazione**

### **Principi di prima adozione e applicabili**

Il Gruppo ha adottato le seguenti disposizioni di prima adozione al 1° gennaio 2012.

In data 23 novembre 2011 la Commissione Europea ha omologato le “Modifiche all'IFRS 7 – informazioni integrative sui trasferimenti di attività finanziarie”. Le modifiche mirano a consentire agli utilizzatori del bilancio di valutare meglio le esposizioni ai rischi connessi al trasferimento di attività finanziarie e gli effetti di detti rischi sulla posizione finanziaria della società, in particolare su operazioni di cartolarizzazione.

### **Principi non ancora applicabili e non adottati**

L'Unione Europea nel corso dell'esercizio 2012 ha omologato seguenti diversi nuovi principi o interpretazioni, la cui applicazione diventerà obbligatoria in esercizi successivi al 31 dicembre 2012. I principi o interpretazioni che potrebbero avere degli effetti per il Gruppo sono riportati di seguito.

Con regolamento n. 475/2012 in data 5 giugno 2012, la Commissione Europea ha omologato lo IAS 19 (2011), con cui, rispetto al principio applicato ai fini del presente bilancio, sono state modificate le definizioni di benefici a breve termine e altri benefici a lungo termine per i dipendenti, al fine di chiarire la differenza tra queste due tipologie. Inoltre, nel caso dei piani a benefici definiti, lo IAS 19 (2011) ha eliminato la possibilità di contabilizzare gli utili e le perdite attuariali secondo il metodo del corridoio, metodo attualmente adottato dal Gruppo. L'adozione dello IAS 19 (2011) è obbligatoria a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1 gennaio 2013. Sulla base delle stime attuariali ottenute, si ritiene che l'adozione dello IAS 19 (2011) comporterà la rilevazione di maggiori passività per benefici a dipendenti da iscrivere in contropartita al patrimonio netto alla data di entrata in vigore delle modifiche al principio contabile internazionale, per un importo complessivo pari a circa 3,1 milioni di euro.

Con regolamento n. 1254/2012 in data 29 dicembre 2012, la Commissione Europea ha omologato l'IFRS 10 “Consolidated Financial Statements” e il testo aggiornato dello IAS 27 “Separate Financial Statements”: tali principi stabiliscono, rispettivamente, che

i principi da adottare per la presentazione e la preparazione del bilancio consolidato e del bilancio separato. Con il medesimo regolamento, la Commissione Europea ha altresì omologato la versione aggiornata dello IAS 28 “Investments in Associates and Joint Ventures” e l’IFRS 11 “Joint Arrangements”, che tratta delle joint operation e delle joint venture definendone il trattamento contabile per la loro rilevazione in bilancio, e l’IFRS 12 “Disclosures of Interests in Other Entities”. Tali principi saranno applicabili retroattivamente. In ragione della data di omologazione da parte dell’Unione Europea, tali principi saranno applicabili a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1 gennaio 2014.

Sempre con il regolamento n. 1254/2012 in data 29 dicembre 2012, la Commissione Europea ha omologato l’IFRS 13 “Fair Value Measurement” che definisce un framework unico per le valutazioni al fair value, richieste o consentite da parte di altri IFRS, e all’informativa di bilancio. Tale principio sarà applicabile prospetticamente. In ragione della data di omologazione da parte dell’Unione Europea, tali principi saranno applicabili a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1 gennaio 2013.

Con regolamento n. 1254/2012 in data 29 dicembre 2012, la Commissione Europea ha omologato le “*Modifiche all’IFRS 7 Strumenti finanziari: informazioni integrative – Compensazione di attività e passività finanziarie*” e le “*Modifiche allo IAS 32 – Strumenti finanziari: Esposizione nel bilancio - Compensazione di attività e passività finanziarie*”. In sintesi, le modifiche all’IFRS 7 introducono nuovi obblighi di *disclosure* per le attività e le passività finanziarie che sono state oggetto di compensazione nel prospetto della situazione patrimoniale-finanziaria e per quelle che sono state soggette ad accordi-quadro di compensazione esecutivi o similari. Le modifiche allo IAS 32 introducono chiarimenti sui criteri che devono essere soddisfatti ai fini della compensazione tra attività e passività finanziarie. Le modifiche all’IFRS 7 e allo IAS 32 sono efficaci, rispettivamente, a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1 gennaio 2013 e il 1 gennaio 2014.

Il Gruppo sta valutando gli impatti derivanti dalla eventuale futura applicazione delle nuove disposizioni sopra richiamate.

L’International Accounting Standard Board (IASB) e l’International Financial Reporting Interpretations Committee (IFRIC) hanno pubblicato nuovi principi ed interpretazioni che, al 31 dicembre 2012, non risultano ancora omologati dalla Commissione Europea. Di seguito se ne riportano i principali.

In data 17 maggio 2012, lo IASB ha emesso il documento “Annual Improvements to IFRSs 2009 – 2011 Cycle” che apporta modifiche, essenzialmente di natura tecnica e formale, dei principi contabili internazionali.

In data 28 giugno 2012, lo IASB ha emesso il documento “*Consolidated Financial Statements, Joint Arrangements and Disclosure of Interests in Other Entities: Transition Guidance (Amendments to IFRS 10, IFRS 11 and IFRS 12)*” che introduce chiarimenti e semplificazioni con riferimento alle modalità di prima applicazione dei principi IFRS 10, IFRS 11 e IFRS 12. Tale documento sarà applicabile retroattivamente, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1 gennaio 2013.

Il Gruppo sta valutando gli impatti derivanti dalla eventuale futura applicazione delle nuove disposizioni.

## 7. Gestione del Rischio

Come premesso nella relazione sulla Gestione, nella sezione dedicata alla Gestione del rischio di impresa, si evidenziano di seguito i principali rischi finanziari tipici del settore in cui opera il Gruppo Enel Rete Gas.

### Rischio Mercato

Il rischio di mercato è il rischio che il fair value o i flussi finanziari futuri di uno strumento finanziario fluttuino in seguito a variazioni dei prezzi di mercato, dovute a variazioni dei tassi di cambio, di interesse o delle quotazioni degli strumenti rappresentativi di capitale.

Le operazioni che soddisfano i requisiti definiti dai principi contabili per il trattamento in “*hedge accounting*” sono designate “di copertura”, mentre quelle che non soddisfano i requisiti contabili richiesti dai principi sono classificate “di trading”, ancorché da un punto di vista gestionale siano state stipulate per finalità di copertura.

Il *fair value* è determinato utilizzando le quotazioni ufficiali per gli strumenti scambiati in mercati regolamentati. Il *fair value* degli strumenti non quotati in mercati regolamentati è determinato mediante modelli di valutazione appropriati per ciascuna categoria di strumento finanziario e utilizzando i dati di mercato relativi alla data di chiusura dell’esercizio contabile (quali tassi di interesse, tassi di cambio, prezzi delle *commodity*, volatilità) attualizzando i flussi di cassa attesi in base alla curva dei tassi di interesse di mercato alla data di riferimento e convertendo i valori in divise diverse dall’euro ai cambi di fine esercizio forniti dalla Banca Centrale Europea.

Il valore nozionale di un derivato è l’importo contrattuale in base al quale sono scambiati i differenziali; tale ammontare può essere espresso sia in base a un valore sia in base a quantità (quali per esempio tonnellate, convertite in euro moltiplicando l’ammontare nozionale per il prezzo fissato). Gli ammontari eventualmente espressi in

valute diverse dall'euro sono convertiti in euro applicando il tasso di cambio in essere alla data di bilancio.

Gli importi nozionali dei derivati di seguito riportati non rappresentano ammontari scambiati fra le parti e di conseguenza non sono una misura dell'esposizione creditizia del Gruppo. Per quanto attiene il rischio di variazione dei tassi di interesse, si precisa che il Gruppo Enel Rete Gas persegue l'obiettivo della minimizzazione del rischio di tasso d'interesse.

Parte dei finanziamenti di Gruppo prevede tassi di interesse indicizzati sui tassi di riferimento del mercato (EURIBOR). Al fine di limitare il rischio connesso alla volatilità dei tassi di interesse, il Gruppo utilizza strumenti derivati (Interest Rate Swap) per gestire il bilanciamento tra indebitamento a tasso fisso e indebitamento a tasso variabile.

Il Gruppo Enel Rete Gas non detiene contratti derivati destinati alla negoziazione, né detiene contratti derivati con finalità speculative.

### **Rischio di credito**

Il Gruppo Enel Rete Gas presta i propri servizi di distribuzione a più di 150 società di vendita, la più importante delle quali è Enel Energia S.p.A.. Il Gruppo è caratterizzato quindi da una concentrazione del rischio del credito verso tale società.

Nel 2012 non si sono verificati casi significativi di inadempimento da parte delle controparti.

Le regole per l'accesso degli utenti al servizio di distribuzione del gas sono disciplinate dal Codice di Rete, che in conformità a quanto stabilito dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas prevede le norme che regolano i diritti e gli obblighi dei soggetti coinvolti nel processo di erogazione del servizio di distribuzione, nonché le clausole contrattuali che riducono i rischi di inadempienza da parte delle società di vendita.

Nell'ambito della distribuzione di gas per la parte di linee di credito commerciali verso controparti esterne la scelta di tali controparti è comunque attentamente monitorata mediante la valutazione del rischio di credito a esse associato e la richiesta di adeguate garanzie e/o depositi cauzionali volti ad assicurare un adeguato livello di protezione dal rischio di "default" della controparte.

Pertanto il rischio di credito risulta mitigato.

Un'indicazione quantitativa sintetica dell'esposizione massima al rischio di credito è desumibile dal valore contabile delle attività finanziarie espresse al lordo del relativo fondo svalutazione.

Al 31 dicembre 2012 l'esposizione massima al rischio di credito ammonta a 502,9 milioni di euro (465,9 milioni di euro al 31 dicembre 2011):

<b>Milioni di euro</b>			
	<b>31.12.2012</b>	<b>31.12.2011</b>	<b>2012 - 2011</b>
<b>Terzi:</b>			
Attività finanziarie non correnti	0,2	0,1	0,1
Altre attività non correnti	6,9	10,0	(3,2)
Crediti commerciali	225,1	223,8	1,3
Altre attività finanziarie correnti	0,0	29,1	(29,1)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	134,3	61,1	73,1
Altre attività correnti	136,4	141,7	(5,3)
<b>Totale</b>	<b>502,9</b>	<b>465,9</b>	<b>36,9</b>

Il Gruppo Enel Rete Gas ritiene non materiale l'impatto economico negli esercizi successivi dell'eventuale insolvenza delle controparti.

I crediti verso Cassa Conguaglio per TEE, con scadenza successiva al 2012, sono valutati al valore di rimborso fissato dall'Autorità per l'esercizio 2012 poiché risulta di difficile determinazione l'applicazione dell'algoritmo di calcolo previsto dall'Autorità per gli esercizi successivi al 2012 che include parametri non ancora noti o prevedibili per i futuri esercizi.

Tuttavia il rischio valutativo legato alla variazione della stima dei suddetti crediti risulta contenuto.

### **Rischio di liquidità**

Il Gruppo Enel Rete Gas è in grado, sulla base dell'attuale struttura finanziaria e dei flussi di cassa attesi e previsti nei piani aziendali, di sopperire in modo autonomo alle esigenze finanziarie della gestione ordinaria e di garantire la continuità aziendale.

Alle linee di credito concesse nel settembre 2011 al Gruppo da un gruppo di 12 banche di primario standing, sono affiancate ulteriori linee di credito di breve termine al fine di migliorare la flessibilità del Gruppo nella gestione giornaliera del circolante.

Ai fini di una corretta esposizione del rischio liquidità come richiesto dall'IFRS 7, si espongono di seguito le caratteristiche del debito del Gruppo.

Le scadenze contrattuali delle passività finanziarie al 31 dicembre 2012 sono espone di seguito:

Milioni di euro	Entro l'anno successivo	Dal 2° al 5° anno	Oltre il 5° anno
<b>Passività finanziarie al 31 dicembre 2012</b>			
Finanziamenti a lungo termine	0,0	0,0	1.751,2
Finanziamenti a breve termine	0,0	0,0	0,0
Altre passività finanziarie a lungo termine	0,0	25,3	4,9
Altre passività finanziarie a breve termine	6,2	0,0	0,0
Passività finanziarie correnti	0,0	0,0	0,0
<b>Totale</b>	<b>6,2</b>	<b>25,3</b>	<b>1.756,1</b>

Ai fini comparativi, le scadenze contrattuali delle passività finanziarie al 31 dicembre 2011 sono espone di seguito:

Milioni di euro	Entro l'anno successivo	Dal 2° al 5° anno	Oltre il 5° anno
<b>Passività finanziarie al 31 dicembre 2011</b>			
Finanziamenti a lungo termine	0,0	0,0	1.773,2
Finanziamenti a breve termine	0,0	0,0	0,0
Altre passività finanziarie a lungo termine	0,0	25,3	10,9
Altre passività finanziarie a breve termine	7,4	0,0	0,0
Passività finanziarie correnti	0,0	0,0	0,0
<b>Totale</b>	<b>7,4</b>	<b>25,3</b>	<b>1.784,1</b>

La previsione dei fabbisogni di liquidità è determinata sulla base dei flussi di cassa previsti dall'ordinaria gestione aziendale.

Il Gruppo è dal settembre 2011 dotato di una linea di finanziamento concesso per complessivi 2.113 milioni di euro rilasciato da un pool di 12 primarie banche e suddiviso in diverse linee, alcune delle quali utilizzate o utilizzabili anche da altre società del gruppo.

Il totale complessivo utilizzato dalle società del Gruppo al momento dell'operazione dell'acquisizione della catena 2iGas e del gruppo G6 Rete Gas è stato pari a 1.773,2 milioni di euro.

Durante il mese di aprile 2012, seguito della corresponsione di 28 milioni di euro circa da Gaz de France Italia all'interno della procedura di aggiustamento prezzo per la partecipazione in G6 Rete Gas, una quota di circa 22 milioni di euro è stata restituita in prepayment al pool bancario.

Come già nel finanziamento del 2009, è stata definita anche una linea di complessivi 300 milioni di euro per il finanziamento degli investimenti sulla rete dei prossimi anni (inutilizzata al 31.12.2012), ed una linea revolving di 40 milioni di Euro destinata alla gestione del capitale circolante (inutilizzata al 31.12.2012).

Si ricorda che tale finanziamento è sottoposto alla verifica semestrale della tenuta di taluni parametri finanziari a livello consolidato. Al 31.12.2012 tali parametri erano pienamente rispettati.

L'indebitamento a medio/lungo termine, pari a 1.751,2 milioni di euro, si riferisce dunque al sopracitato finanziamento stipulato da Enel Rete Gas, scadente al 84esimo mese dalla data di inizio, il 26 settembre 2018. Il piano di sviluppo della Gruppo, al termine di tale periodo, prevede la necessità di un rifinanziamento, ma allo stato attuale, stante l'ottima performance del Gruppo e il continuo rispetto dei parametri finanziari stabiliti dalle banche finanziatrici, non si prevedono difficoltà ad ottenere tale rifinanziamento. Per un'analisi più approfondita delle caratteristiche dei finanziamenti a lungo termine è possibile rifarsi alla nota 25 del presente bilancio.

### **Rischio tasso di interesse**

La gestione del rischio di tasso di interesse ha l'obiettivo di ottenere una struttura dell'indebitamento bilanciata, riducendo l'ammontare di indebitamento finanziario soggetto alla variazione dei tassi di interesse e minimizzando nel tempo il costo della provvista, limitando la volatilità dei risultati. A tale scopo vengono utilizzati contratti derivati e in particolare interest rate swap.

Gli interest rate swap sono utilizzati allo scopo di ridurre l'ammontare del debito soggetto alle fluttuazioni dei tassi di interesse e per ridurre la variabilità del costo dell'indebitamento. Mediante un interest rate swap, una società si accorda con una controparte per scambiare, a intervalli di tempo specificati, flussi di interesse a tasso variabile contro flussi di interesse a tasso fisso (concordato tra le parti), entrambi calcolati su un capitale nozionale di riferimento.

Ai fini di una corretta esposizione del rischio tasso di interesse come richiesto dall'IFRS 7, si espongono di seguito le caratteristiche dei contratti in essere del Gruppo.

Il Gruppo ha in essere 1 contratto derivato Interest Rate Swap (con scadenza 7 anni) con 11 delle 12 banche di primario standing che hanno anche concesso il finanziamento da complessivi 2.113 milioni di euro in sede di chiusura del contratto di compravendita di G6 Rete Gas. I contratti derivati sottoscritti consentono la copertura almeno del 75% dell'esposizione alle variazioni dei tassi di interesse sul finanziamento in essere.

Nella seguente tabella sono raggruppati i derivati per periodo di scadenza.

Migliaia di euro	Nozionale		Scadenza a 1 anno	Scadenza tra 2 e 5 anni	Scadenza oltre 5 anni
	al	al			
	31.12.2012	31.12.2011			
<b>Derivati cash flow hedge</b>					
<i>Interest Rate Swap</i>	1.329.900	1.329.900	0	0	1.329.900
<b>Totale Derivati su Tasso d'interesse</b>	1.329.900	1.329.900	0	0	1.329.900

Questi contratti sono stati posti in essere con nozionale minore e data di scadenza allineata a quella della passività finanziaria sottostante, cosicché la variazione nei flussi di cassa attesi di tali contratti è bilanciata da una corrispondente variazione nei flussi di cassa attesi della posizione sottostante.

La misurazione della variazione di *fair value* del derivato di copertura e quella del derivato ipotetico è determinata dall'oscillazione intercorsa nella curva dei tassi di interesse rispetto alla data di stipula dello strumento (Cumulative Based Test). Vengono quantificati i valori attuali dei flussi di cassa futuri attesi per i derivati in essere sulla base delle curve di tassi rilevanti ottenute da un primario fornitore di informazioni finanziarie (Telerate).

I derivati in essere possono essere misurati sulla base di dati di input (i tassi di interesse) che sono osservabili direttamente sul mercato attivo dei tassi.

Pertanto, il *fair value* dei derivati finanziari generalmente riflette l'importo stimato che la società dovrebbe pagare o ricevere qualora intendesse estinguere i contratti alla data di chiusura contabile.

Nella tabella seguente vengono forniti, alla data del 31 dicembre 2012 il nozionale e il *fair value* dei contratti derivati sul tasso di interesse con comparazione al 31.12.2011. Si ricorda che il valore è presentato al netto delle commissioni su finanziamento che vengono trimestralmente liquidate all'interno dei flussi del derivato.

Migliaia di euro	Nozionale		Fair value		Fair value asset		Fair value liability	
	al	al	al	al	al	al	al	al
	31.12.2012	31.12.2011	31.12.2012	31.12.2011	31.12.2012	31.12.2011	31.12.2012	31.12.2011
<b>Derivati cash flow hedge</b>								
<i>Interest Rate Swap</i>	1.329.900	1.329.900	(103.514)	(22.136)	0	0	103.514	22.136
<b>Totale Derivati su Tasso d'interesse</b>	1.329.900	1.329.900	(103.514)	(22.136)	0	0	103.514	22.136

I flussi di cassa di tali derivati in essere sono attesi ogni trimestre solare per tutta la durata dei contratti in essere fino al 2018, data di scadenza degli IRS in essere, con impatto economico immediato ogni trimestre di rilevazione

Di seguito i flussi di cassa non attualizzati attesi negli anni futuri sulla base della curva dei tassi implicita rilevata al 31.12.2012 da Telerate.

Migliaia di euro	Nozionale		2013	Flussi di cassa stimati (*)			2017	2018
	al 31.12.2012	al 31.12.2011		2014	2015	2016		
<b>Derivati cash flow hedge</b>								
<i>Interest Rate Swap 7y</i>	1.329.900	1.329.900	(25.613)	(24.686)	(21.910)	(16.347)	(11.789)	(4.541)
<b>Totale</b>	1.329.900	1.329.900	(25.613)	(24.686)	(21.910)	(16.347)	(11.789)	(4.541)

(\*) Sulla base della curva dei tassi impliciti Eur 3 Mesi 31/12/12

Uno spostamento della curva dei tassi verso l'alto o verso il basso di 0,10% (10 basis point) avrebbe quindi il seguente impatto sui flussi prospettici derivanti dagli IRS sopracitati:

Migliaia di euro	Nozionale		2013	Flussi di cassa stimati in caso di shock +/- 0,10% (*)			2017	2018
	al 31.12.2012	al 31.12.2011		2014	2015	2016		
<b>Derivati cash flow hedge</b>								
<b>Rialzo tassi +0,10%</b>	1.329.900	1.329.900	(24.265)	(23.337)	(20.562)	(14.998)	(10.444)	(3.540)
<b>Curva attuale</b>	1.329.900	1.329.900	(25.613)	(24.686)	(21.910)	(16.347)	(11.789)	(4.541)
<b>Ribasso tassi -0,10%</b>	1.329.900	1.329.900	(26.961)	(26.034)	(23.259)	(17.695)	(13.134)	(5.542)

(\*) Sulla base della curva dei tassi impliciti Eur 3 Mesi 31/12/12

Il principale elemento di rischio è legato all'ammontare dell'indebitamento a tasso variabile non coperto dal rischio di tasso di interesse, per l'impatto che potrebbe verificarsi sul Conto economico conseguentemente a un aumento dei tassi di mercato.

Di seguito una stima dell'impatto degli interessi passivi contrattuali del finanziamento a lungo termine a tasso variabile:

Migliaia di euro	Nozionale		2013	Flussi di cassa stimati (*)			2017	2018
	al 31.12.2012	al 31.12.2011		2014	2015	2016		
<b>Passività finanziarie ML Termine</b>								
<i>Finanziamento - Linea principale</i>	1.751.187	1.773.200	39.627	42.485	50.902	63.585	79.976	69.920
<b>Totale</b>	1.751.187	1.773.200	39.627	42.485	50.902	63.585	79.976	69.920

(\*) Sulla base della curva dei tassi impliciti Eur 3 Mesi 31/12/12

Al 31 dicembre 2012 il 24% dell'indebitamento finanziario a lungo termine non è coperto dalla sopracitata struttura di Interest Rate Swap; il Gruppo è quindi sottoposto solo per questa porzione dei flussi al rischio di rialzo di tasso.

In caso ci fosse uno spostamento verso l'alto o verso il basso di 0,10% (10 basis point) della curva dei tassi, l'effetto sul totale del finanziamento sarebbe il seguente:

Migliaia di euro	Nozionale		Flussi di cassa stimati in caso di shock +/- 0,10% (*)					2018
	al 31.12.2012	al 31.12.2011	2013	2014	2015	2016	2017	
<b>Rialzo tassi +0,10%</b>								
<i>Finanziamento - Linea principale</i>	1.751.187	1.773.200	41.364	44.236	52.653	65.336	81.723	71.220
<i>Delta Interessi</i>			(1.737)	(1.751)	(1.751)	(1.751)	(1.746)	(1.300)
<b>Ribasso tassi -0,10%</b>								
<i>Finanziamento - Linea principale</i>	1.751.187	1.773.200	37.891	40.734	49.151	61.833	78.230	68.620
<i>Delta Interessi</i>			1.737	1.751	1.751	1.751	1.746	1.300

(\*) Sulla base della curva dei tassi impliciti Eur 3 Mesi 31/12/12

## IX. Informazioni sul Conto economico

### Ricavi

L'attività di vettoriamento del gas metano è interamente realizzata all'interno del territorio nazionale.

Non si è provveduto a fornire l'informativa di settore in conformità con lo IFRS 8 (Informativa di settore) stante l'unicità del business.

#### 5.a Ricavi delle vendite e delle prestazioni – Euro 636.121 migliaia

La voce "ricavi delle vendite e delle prestazioni", pari complessivamente a 636.121 migliaia di euro è essenzialmente riferita all'attività di vettoriamento del gas ed ai contributi di allacciamento.

I "ricavi delle vendite e delle prestazioni" sono così composti:

<b>Migliaia di euro</b>	<b>31.12.2012</b>	<b>31.12.2011</b>	<b>2012 - 2011</b>
<b>Vendite e prestazioni di servizi</b>			
Vettoriamento gas e GPL	592.362	379.885	212.477
Contributi allacciamento	16.281	13.630	2.651
Diritti accessori	7.729	5.990	1.739
Ricavi delle vendite di acqua	6.646	4.490	2.157
Prestazioni accessorie - sett. acqua	1.815	1.678	137
Ricavi gestione clientela	268	268	(0)
Ricavi depurazione/fognatura	1.009	516	493
Ricavi diversi e altre vendite e prestazioni	10.010	4.301	5.709
<b>Totale ricavi delle vendite e delle prestazioni</b>	<b>636.121</b>	<b>410.758</b>	<b>225.363</b>

I ricavi per vettoriamento del gas ammontano complessivamente a 592.362 migliaia di euro che rappresentano principalmente il Vincolo dei Ricavi Tariffari 2012 per il gas naturale e GPL.

Tale dato è stato determinato tenendo conto dell'incertezza insita nei conguagli di perequazione, ad oggi ancora in corso, riguardanti il quarto periodo regolatorio.

Pur non incidendo sul Vincolo dei Ricavi Tariffari, si segnala che nell'anno sono stati immessi dal Gruppo 5.813 milioni di metri cubi di gas. Il negativo andamento dei volumi nell'esercizio 2012, causato dalla forte flessione a livello di mercato che vede

come concausa la crisi economica, ha riportato il livello dei consumi al di sotto del minimo storico registrato nel 2009.

Il dato dei ricavi di vettoriamento mostra dunque un incremento di 212.477 migliaia di euro dovuto per circa 46,2 milioni di euro a maggiori ricavi per tariffe, mentre per il resto alla variazione di perimetro temporale di consolidamento.

L'effetto crescita dato dalla formula di riconoscimento dei ricavi entrata in vigore con la delibera ARG/gas n.159/08 del 6 novembre 2008 rimane significativo; tale provvedimento ha comportato infatti l'introduzione di un meccanismo di perequazione che consente di computare i ricavi di competenza delle società di distribuzione sulla base della media dei punti di riconsegna medi effettivamente serviti e fatturati.

I contributi di allacciamento, complessivamente pari a 16.281 migliaia di euro, risultano migliorati rispetto a quelli rilevati nell'esercizio precedente per circa 2.651 migliaia di euro anche grazie all'apporto dato dalla variazione del perimetro temporale di consolidamento.

Come nel precedente esercizio si è proceduto al puntuale calcolo del risconto dei contributi. In particolare il contributo di allaccio è rappresentato da un importo definito attraverso un preventivo specifico correlato al tipo di prestazione richiesto, ed è composto da:

- costo del materiale da utilizzare;
- costo della manodopera;
- percentuale per copertura spese generali.

I ricavi relativi al settore di vendita dell'acqua mostrano un incremento rispetto al precedente esercizio di 2.157 migliaia di euro a causa della variazione di perimetro temporale di consolidamento. Si ricorda peraltro che a settembre 2012 la maggior concessione acqua detenuta dal Gruppo (concessione nel Comune di Massa) è scaduta e pertanto riconsegnata all'ente che proseguirà la gestione.

Nei "ricavi diversi e altre vendite e prestazioni" la variazione positiva per 5.709 migliaia di euro è quasi interamente attribuibile ad una maggior incidenza degli interventi per sospensione e riattivazione dei clienti morosi su richiesta delle società di vendita.

#### **5.b Altri ricavi – Euro 79.452 migliaia**

Gli "altri ricavi" complessivamente pari a 79.452 migliaia di euro (59.283 migliaia di euro nell'esercizio 2011) evidenziano un incremento di 20.169 migliaia di euro e sono nel dettaglio così rappresentati:

<b>Migliaia di euro</b>			
	<b>31.12.2012</b>	<b>31.12.2011</b>	<b>2012 - 2011</b>
<b>Altri ricavi</b>			
<b>Terzi:</b>			
Ricavi certificati TEE	54.111	13.796	40.314
Proventi da contributi conto impianti	2.924	3.174	(249)
Sopravvenienze attive	1.101	18.113	(17.013)
Ricavi Delibera 120	7.393	3.189	4.204
Affitti attivi	315	265	50
Plusvalenze da realizzo cespiti	8.083	17.350	(9.267)
Rimborsi per rifusione danni	112	102	9
Ricavi personale distaccato	1	49	(48)
Altri ricavi e proventi e prestazioni di servizi	5.410	3.000	2.409
Altri ricavi business acqua	3	244	(241)
<b>Società del Gruppo:</b>		0	0
<b>Totale altri ricavi</b>	<b>79.452</b>	<b>59.283</b>	<b>20.169</b>

Sulla voce impatta in maniera sostanziale la variazione di perimetro temporale di consolidamento, al netto della quale l'incremento della voce è sostanzialmente riconducibile alle seguenti principali variazioni:

- maggiori ricavi, per 40.314 migliaia di euro, relativi ai certificati TEE principalmente a causa della politica più aggressiva di acquisto tenuta dal Gruppo rispetto al precedente anno e lo stanziamento dei relativi ricavi per circa 28 milioni di euro;
- decremento delle sopravvenienze attive, per 17.013 migliaia di euro. Si ricorda che tale conto nel 2011 aveva accolto l'impatto dell'indennizzo ricevuto dalle Assicurazioni Generali per l'evento sismico de l'Aquila nell'aprile 2009;
- incremento dei ricavi per la qualità dei servizi di distribuzione e di misura del gas (delibera 120/08 - ex delibera 168/04). La voce riporta lo stanziamento di periodo dei probabili ricavi per gli incentivi relativi al numero delle analisi gascromatografiche svolte dal distributore (parametro controllabile dal Gruppo) e alla diminuzione di dispersioni sugli impianti del distributore (parametro non governabile direttamente dal distributore);
- decremento delle plusvalenze da realizzo cespiti, per 9.267 migliaia di euro. Tale somma era fortemente impattata nel 2011 dal ricavo per 14.000 migliaia di euro ottenuto attraverso una complessa transazione relativa ai cespiti del Comune di Pescara;

I ricavi per i certificati TEE (titoli di efficienza energetica) si riferiscono al completamento dell'obiettivo 2010 ed al parziale conseguimento dell'obiettivo specifico di risparmio energetico per l'anno 2011 (pari complessivamente a 451.901

TEP – Tonnellate Equivalenti di Petrolio), il cui completamento è avvenuto nel gennaio 2013 e per l'anno 2012 (pari a 499.148 TEP). Si ricorda che l'obiettivo 2011 deve essere conseguito entro il mese di maggio 2013, mentre relativamente all'obiettivo 2012 dovrà, sempre entro maggio 2013, essere annullato almeno il 60% dei TEE richiesti.

A tal proposito, si segnala che Enel Rete Gas alla data di redazione del presente bilancio non rileva problemi per il raggiungimento di tali obiettivi nel rispetto della normativa di riferimento.

### 5.c Ricavi per attività immateriali/ in corso – Euro 132.960 migliaia

**Migliaia di euro**

	31.12.2012	31.12.2011	2012 - 2011
<b>Ricavi per attività immateriali/ in corso</b>			
Ricavi per attività immateriali/ in corso	132.960	114.346	18.614
<b>Totale ricavi per attività immateriali/ in corso</b>	<b>132.960</b>	<b>114.346</b>	<b>18.614</b>

Tali ricavi sono iscritti a bilancio a seguito dell'applicazione, a partire dal 1 gennaio 2010, dell'interpretazione IFRIC 12 "Accordi per servizi in concessione".

I ricavi per attività immateriali e in corso rappresentano la quota di ricavi direttamente attribuibile all'attività per la costruzione e il potenziamento delle infrastrutture di distribuzione gas in concessione. Non essendo possibile identificare nell'impianto tariffario esistente una specifica voce relativa al servizio di costruzione della rete, essi sono stimati essere esattamente di pari importo rispetto ai costi sostenuti per il medesimo scopo, risultando quindi in un impatto nullo a livello di margine lordo.

### Costi

Come già ricordato tutti i costi contabilizzati al fine di aderire al modello di contabilizzazione promosso dall'IFRIC 12 si trovano suddivisi per natura all'interno delle voci di costo preesistenti.

Nella seguente tabella è presente un riassunto delle scritture operate sui costi operativi del Gruppo al fine di garantire il rispetto del principio sopra ricordato.

**Migliaia di euro**

	31.12.2012	31.12.2011	2012 - 2011
<b>Costi correlati ai ricavi per attività immateriali/ in corso</b>			
Materie prime e materiali di consumo	19.814	28.934	(9.120)
Costi per servizi	91.713	68.142	23.571
Altri costi operativi	252	423	(171)
Costo del personale	21.181	16.847	4.335
<b>Totale costi correlati ai ricavi per attività immateriali/ in corso</b>	<b>132.960</b>	<b>114.346</b>	<b>18.614</b>

**6.a Materie prime e materiali di consumo – Euro 31.391 migliaia**

La voce "Costi per materie prime e materiali di consumo" e la loro variazione rispetto al precedente esercizio è così rappresentata:

**Migliaia di euro**

	31.12.2012	31.12.2011	2012 - 2011
<b>Materie prime e materiali di consumo</b>			
Costi di acquisto del gas	683	1.271	(588)
Costi di acquisto dell'acqua	465	1.141	(676)
Carburanti e lubrificanti	4.217	2.441	1.776
Cancelleria e stampati	392	255	137
Materiali diversi	24.317	30.780	(6.463)
			0
(Variazione rimanenze materie prime)	1.316	2.203	(887)
<b>Totale costi delle materie prime e dei materiali di consumo</b>	<b>31.391</b>	<b>38.092</b>	<b>(6.701)</b>
- di cui capitalizzati per attività immateriali	19.814	28.934	(9.120)
- di cui capitalizzati	-	1	(1)

La voce "Costi per materie prime e materiali di consumo", comprende essenzialmente il costo di acquisto dei materiali impiegati nel processo di posa della rete nonché del carburante per autotrazione; rispetto al precedente esercizio tali costi risultano complessivamente decrementati di 6.701 migliaia di euro.

Si ricorda che, a partire dall'anno 2010, tutti i costi relativi alla gestione delle concessioni sono impattati dalle scritture di costo relative agli oneri per costruzione reti secondo l'interpretazione IFRIC12.

Il costo di acquisto del gas, pari a 683 migliaia di euro, evidenzia un decremento, rispetto all'esercizio precedente di 588 migliaia di euro dovuto principalmente alla variazione del perimetro temporale di consolidamento.

Nel dettaglio la voce evidenzia un decremento dei materiali acquisiti nell'esercizio di 6.463 migliaia di euro dovuto ad un minor impatto a livello di Gruppo dell'operazione di acquisizione e posa di nuovi contatori di tipo tradizionale, mentre la "Variazione delle rimanenze di materie prime e sussidiarie" risulta negativa per 887 migliaia di euro.

#### **6.b Servizi – Euro 256.782 migliaia**

I "costi per servizi" sono così composti:

**Migliaia di euro**

	31.12.2012	31.12.2011	2012 - 2011
<b>Costi per servizi</b>			
Manutenzione, riparazione e realizzazione cespiti	97.474	69.004	28.470
Costi per energia elettrica-forza motrice-acqua	6.652	2.366	4.286
Servizio Gas (usi interni aziendali)	6.535	2.538	3.997
Costi telefonici e trasmissione dati	3.077	1.545	1.531
Premi assicurativi	7.187	5.527	1.660
Servizi e altre spese connesse al personale	4.999	3.962	1.037
Commissioni	1.144	942	203
Legali e notarili	842	978	(136)
Oneri per acquisizioni /cessione aziende	43	4.170	(4.127)
Prestazioni servizi di staff e diverse	19.040	18.585	456
Costi pubblicitari	425	509	(84)
Servizi informatici	10.502	7.505	2.996
Servizio lettura contatori	6.850	4.560	2.291
Corrispettivo società di revisione	562	859	(297)
Servizio reperibilità e pronto intervento	3.289	2.217	1.072
Accertamenti impianti del. 40	1.021	668	353
Vettoriamiento gas terzi	1.527	1.864	(336)
Prestazioni professionali, diverse e consulenze	7.780	4.478	3.301
Altri costi per servizi	4.362	3.045	1.318
<b>Costi per godimento di beni di terzi</b>			
Affitti e Locazioni	6.135	4.016	2.119
Noleggi	6.548	3.658	2.890
Altri costi per godimento beni di terzi	2.022	837	1.185
C.o.s.a.p.	1.207	881	326
Licenza d'uso marchio	0	32	(32)
Canoni concessioni comunali gas	57.558	30.802	26.755
<b>Totale costi per servizi</b>	<b>256.782</b>	<b>175.548</b>	<b>81.235</b>
- di cui capitalizzati per attività immateriali	91.713	68.142	23.571

I costi per servizi (inclusi anche i costi per godimento beni di terzi) presentano un incremento, rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente, pari a 81.235 migliaia di euro. Anche in questo caso si ricorda che, a partire dall'anno 2010, tutti i costi relativi alla gestione delle concessioni sono impattati dalle scritture di costo relative agli oneri per costruzione reti secondo l'interpretazione IFRIC12.

Nel dettaglio, l'incremento dei costi per servizi, il cui sviluppo analitico è evidenziato nella tabella allegata, è principalmente riconducibile alle seguenti variazioni:

- maggiori costi per manutenzione, riparazione e realizzazione cespiti per 28.470 migliaia di euro principalmente riconducibile alla differenza temporale di consolidamento;
- maggiori costi per energia elettrica e servizio gas, rispettivamente per 4.286 migliaia di euro e per 3.997 migliaia di euro, principalmente riconducibili alla differenza temporale di consolidamento;
- maggior costi per servizi informatici, accresciuti anche a causa della rivisitazione di taluni contratti con le due società ex-controllanti di Enel Rete Gas e G6 Rete Gas;
- minori oneri per acquisizione aziende per 4.127 migliaia di euro. Si ricorda a tal proposito che i costi connessi alle operazioni di acquisizione di G6 Rete Gas e della catena 2igas erano registrati in questa voce nell'esercizio 2011;
- maggiori costi per il servizio di lettura contatori per 2.291 migliaia di euro;
- in crescita, stante le operazioni di aggregazione aziendale sia dal punto di vista legale che da quello operativo e sistemico, i costi per consulenze e prestazioni professionali. Nell'anno risultano contabilizzati a tal fine 7.780 migliaia di euro, con una variazione in aumento rispetto al precedente anno di 3.301 migliaia di euro;
- maggiori costi per canoni e corrispettivi versati ai Comuni per 26.755 migliaia di euro dovuti principalmente alle differenza temporale di perimetro di consolidamento, all'attività di sviluppo del business e in generale al riconoscimento di canoni più rilevanti ad alcune municipalità.

#### **6.c Costo del personale – Euro 110.262 migliaia**

Il costo sostenuto per il personale risulta così composto:

**Migliaia di euro**

	<b>31.12.2012</b>	<b>31.12.2011</b>	<b>2012 - 2011</b>
Salari e stipendi	80.870	54.939	25.930
Oneri sociali	25.222	18.329	6.894
Trattamento di fine rapporto	5.136	3.539	1.597
Asem/Fisde	62	80	(18)
Premio fedeltà dipendenti	2	(15)	17
Indennità sostitutiva preavviso	0	0	0
Piani di incentivazione	0	46	(46)
Stock options	0	0	0
Altri costi del personale	(1.030)	(1.499)	469
<b>Totali costi del personale</b>	<b>110.262</b>	<b>75.419</b>	<b>34.843</b>
<b>Costi non ricorrenti del personale</b>			
Incentivi all'esodo	0	(91)	91
<b>Totale costi non ricorrenti del personale</b>	<b>0</b>	<b>(91)</b>	<b>91</b>
<b>Totale costo del personale</b>	<b>110.262</b>	<b>75.328</b>	<b>34.934</b>
<b>- di cui capitalizzati per attività immateriali</b>	<b>21.181</b>	<b>16.847</b>	<b>4.335</b>
<b>- di cui capitalizzati</b>	<b>1.703</b>	<b>600</b>	<b>1.103</b>

Il "Costo per il personale", pari a 110.262 migliaia di euro, comprende tutti gli oneri sostenuti in via continuativa che, direttamente od indirettamente, riguardano il personale dipendente e risulta incrementato di 34.934 migliaia di euro.

Nell'anno non si segnalano particolari dinamiche del personale rispetto ad un naturale ricambio per raggiunta anzianità. La crescita del costo è ovviamente da ricondursi al diverso perimetro temporale di consolidamento, che nel 2012 considera 9 mesi in più rispetto al precedente esercizio di costi per il personale delle controllate G6 Rete Gas e 2iGas. Al netto dell'impatto del diverso perimetro temporale, infatti, il costo del personale registra una diminuzione di circa 3 milioni di euro. Nell'anno sono stati effettuati solo alcuni interventi di incentivazione all'esodo sfruttando il fondo che era stato appostato nel precedente esercizio.

Tale politica è stata temporaneamente sospesa in virtù della riorganizzazione in corso in tutto il gruppo.

Nel prospetto che segue è evidenziata la movimentazione nell'anno dei dipendenti per categoria di appartenenza.

	Dirigenti	Quadri	Impiegati	Operai	Totale
<b>Personale al 31 dicembre 2011</b>	<b>30</b>	<b>102</b>	<b>1.134</b>	<b>846</b>	<b>2.112</b>
<b>Apporto da acquisizioni</b>					
Mobilità interna al gruppo:	0	0	0	0	0
Incremento	2	1	21	3	27
Decremento	0	(5)	(49)	(42)	(96)
Passaggi qualifica	0	0	4	(4)	0
<b>Personale al 31 dicembre 2012</b>	<b>32</b>	<b>98</b>	<b>1.110</b>	<b>803</b>	<b>2.043</b>

#### 6.d Ammortamenti e perdite di valore – Euro 150.831 migliaia

Gli ammortamenti delle attività materiali e immateriali, pari complessivamente a 150.831 migliaia di euro, rilevano un incremento complessivo di 42.183 migliaia di euro rispetto all'esercizio precedente sostanzialmente dovuto alla differenza di perimetro temporale di consolidamento.

Tale variazione è da riferirsi sia ai maggiori ammortamenti delle attività immateriali, pari a 39.896 migliaia di euro, sia ai maggiori ammortamenti delle immobilizzazioni materiali, per 463 migliaia di euro. Con l'introduzione dell'IFRIC 12, l'ammortamento delle attività immateriali riguarda principalmente i diritti su concessioni in cui le società del Gruppo hanno un rapporto di gestione delle reti di distribuzione del gas.

Le perdite di valore, pari complessivamente a 2.669 migliaia di euro diminuiscono leggermente rispetto all'esercizio precedente per quanto riguarda le attività immateriali, mentre si sono operate svalutazioni di taluni crediti commerciali durante l'arco dell'anno per un totale di 2.397 migliaia di euro.

Nel dettaglio la voce è così composta:

<b>Migliaia di euro</b>	<b>31.12.2012</b>	<b>31.12.2011</b>	<b>2012 - 2011</b>
Ammortamenti attività materiali	3.030	2.567	463
Ammortamenti attività immateriali	145.132	105.236	39.896
Perdite di valore:		0	0
- Impairment attività materiali	0	0	0
- Impairment attività immateriali	272	581	(309)
- Svalutazione crediti commerciali	2.397	264	2.133
<b>Totale ammortamenti e perdite di valore</b>	<b>150.831</b>	<b>108.648</b>	<b>42.183</b>

#### 6.e Altri costi operativi – Euro 84.566 migliaia

Gli “*altri costi operativi*” presentano un incremento di 60.013 migliaia di euro, rispetto al precedente esercizio, e sono così rappresentati:

**Migliaia di euro**

	31.12.2012	31.12.2011	2012 - 2011
<b>Altri costi operativi</b>			
Sopravvenienze passive	341	1.572	(1.231)
Compensi sindaci e Organismo di Vigilanza	294	434	(140)
Compenso Consiglio di Amministrazione	531	341	189
Contributi associativi	384	334	50
Contributo Autorità di vigilanza	97	92	5
Indennizzi a clienti	436	320	115
Imposta comunale sugli immobili	426	210	216
Diritti CCIAA e di segreteria	501	325	176
Acquisto titoli efficienza energetica	53.092	9.989	43.103
Tosap	1.434	1.002	432
Minusvalenze dismissioni cespiti	4.304	5.986	(1.681)
Minusvalenze da vendita cespiti	590	102	489
Imposte locali e diverse	793	574	219
Accertamento impediti del. 40	32	33	(1)
Altri oneri	1.198	1.398	(200)
Accantonamenti (netti) per rischi ed oneri	20.111	1.840	18.271
<b>Totale altri costi operativi</b>	<b>84.566</b>	<b>24.553</b>	<b>60.013</b>
- di cui capitalizzati per attività immateriali	252	423	(171)

L'incremento degli altri costi operativi dipende principalmente dal differente perimetro temporale di consolidamento e dai maggiori acquisti di TEE e la creazione di un fondo rischi relativo al possibile impatto sulla marginalità dato dall'obbligo di acquisto dei TEE già sancito con delibera dell'AEEG .

Altri fattori hanno altresì influenzato questa voce:

- minori sopravvenienze passive, che si decrementano rispetto al precedente periodo di 1.231 migliaia di euro; l'importo riportato nel 2011

- era sostanzialmente dovuto ai costi in cui la società Enel Rete Gas era incorsa al fine di chiudere il contenzioso con il Comune di Pescara;
- maggiori costi per l'acquisto dei Titoli di Efficienza Energetica per l'obiettivo 2011 per 43.103 migliaia di euro, importo che è possibile suddividere tra l'impatto per la già citata maggior azione di acquisto nell'anno rispetto al passato e quello della differenza temporale di consolidamento;
  - minori minusvalenze da dismissione cespiti; l'importo riportato nel 2011 era frutto anche della registrazione della minusvalenza causata dallo stralcio del parco cespiti della zona rossa de L'Aquila, considerati non più recuperabili;
  - maggiori oneri per accantonamenti rischi per 18.271 migliaia di euro a seguito di stanziamenti operati fundamentalmente per tenere in considerazione il rischio insito nell'obbligo di acquisto dei certificati di efficienza energetica e di contestazioni eventuali su canoni concessori. Il dettaglio dei relativi fondi è evidenziato nel commento delle passività di stato patrimoniale.

#### 6.f Costi per lavori interni capitalizzati – Euro 1.703 migliaia

A seguito dell'introduzione dell'IFRIC 12, la contabilizzazione degli oneri per lavori interni capitalizzati non avviene più come in precedenza per quei costi che sono direttamente collegabili ad operazioni di costruzione della rete in concessione. Per questo motivo la voce raccoglie ora solo quei costi residui capitalizzabili ma non riguardanti concessioni.

Rispetto al 2011, la voce si incrementa di 1.102 migliaia di euro.

##### Migliaia di euro

	31.12.2012	31.12.2011	2012 - 2011
Prestazioni interne	1.703	600	1.103
Materiali	0	1	(1)
<b>Totale costi per lavori interni capitalizzati</b>	<b>1.703</b>	<b>601</b>	<b>1.102</b>

#### 7. Proventi/(Oneri) da partecipazioni – Euro 0 migliaia

La voce in oggetto accoglie le plusvalenze e/o minusvalenze generate dalla cessione delle partecipazioni detenute in altre imprese; nell'anno non si sono registrate operazioni su partecipazioni che abbiano causato una movimentazione di tale voce di bilancio.

## 8. Proventi/(Oneri) finanziari – Euro (90.684) migliaia

Il dettaglio è di seguito specificato:

Migliaia di euro	31.12.2012	31.12.2011	2012 - 2011
<b>Proventi finanziari</b>			
-proventi da partecipazioni altre imprese	145	43	102
- Interessi ed altri proventi da attività finanziarie non correnti	0	0	0
- Interessi attivi su prestiti al personale	1	1	(0)
- Altri interessi e proventi	0	0	0
- Proventi finanziari diversi	0	0	0
- Interessi attivi da attualizzazione crediti	91	93	(2)
- Interessi attivi di mora	307	320	(13)
- Interessi attivi su c/c bancari e postali	226	114	113
- Interessi attivi su crediti v/clientela	250	195	55
- Altri interessi e proventi finanziari	114	37	76
<b>Totale proventi</b>	<b>1.133</b>	<b>802</b>	<b>331</b>
<b>Oneri finanziari</b>			
- Interessi passivi su prestiti a medio lungo termine	68.066	67.369	697
- Altri oneri su fin.ti bancari a medio lungo termine	2.398	2.033	364
- Oneri finanz. su derivati	18.992	9.651	9.341
- Interessi passivi su finanziamenti bancari a breve termine	0	0	0
- Oneri finan. su linee di cred. BT	210	0	210
- Interessi passivi su conti correnti bancari	12	5	7
- Attualizzazione TFR ed altri benefici ai dipendenti	1.540	995	545
- Interessi dilaz. pag. imposta sost. affranc. riserve	0	141	(141)
- Interessi su imposte e contributi	10	302	(292)
- Oneri finanziari chiusura precedente derivato	0	51.630	(51.630)
- Altri oneri finanziari ed interessi passivi	589	(36)	625
<b>Totale oneri</b>	<b>91.817</b>	<b>132.092</b>	<b>(40.275)</b>
<b>TOTALE PROVENTI ED (ONERI) FINANZIARI</b>	<b>(90.684)</b>	<b>(131.290)</b>	<b>40.606</b>

Il saldo dei proventi ed oneri finanziari, negativo per 90.684 migliaia di euro è principalmente dovuto alla contabilizzazione di interessi passivi maturati nell'anno sul finanziamento a medio/lungo termine stipulati nel 2011 con un pool di primarie banche europee.

Il miglioramento di 40.606 migliaia di euro è principalmente imputabile all'impatto negativo registrato nel precedente esercizio di 51.630 migliaia di euro per la valorizzazione dei derivanti in essere a copertura del precedente finanziamento; tali derivati, terminati in contemporanea all'apertura dei nuovi derivati attualmente in essere, avevano al momento della chiusura una fair value negativo che è stato rilevato a conto economico.

All'interno dei costi per interessi passivi, nello scorso anno si era registrato, a valle della chiusura del precedente finanziamento estinto a settembre 2011, il costo ammortizzato residuo del finanziamento stesso, per un impatto aggiuntivo globale di circa 14,5 milioni di euro.

L'incremento del debito medio rispetto allo scorso anno ha invece influito sulla crescita dei costi per interessi passivi comprensivi degli oneri su derivati collegati.

## 9. Imposte – Euro 58.460 migliaia

Nel dettaglio la voce “imposte” è così rappresentata:

<b>Migliaia di euro</b>	<b>31.12.2012</b>	<b>31.12.2011</b>	<b>2012 - 2011</b>
<b>Imposte correnti</b>			
Imposte sul reddito correnti : Ires	64.602	43.334	21.267
Imposte sul reddito correnti : Irap	16.814	11.122	5.692
<b>Totale imposte correnti</b>	<b>81.416</b>	<b>54.457</b>	<b>26.959</b>
<b>Rettifiche per imposte sul reddito relative ad esercizi precedenti</b>			
Rettifiche negative per imposte su reddito relative ad esercizi precedenti	327	(640)	967
Rettifiche positive per imposte su reddito relative ad esercizi precedenti	(7.132)	554	(7.685)
<b>Totale rettifiche imposte sul reddito relative ad esercizi precedenti</b>	<b>(6.805)</b>	<b>(86)</b>	<b>(6.718)</b>
<b>Imposte differite e anticipate</b>			
Imposte differite (utilizzo) / accantonamento	(9.791)	(428)	(9.363)
Imposte anticipate (accantonamento) / utilizzo	(6.360)	(21.555)	15.195
<i>Totale imposte differite ed anticipate correnti</i>	<i>(16.151)</i>	<i>(21.984)</i>	<i>5.832</i>
Rettifiche imposte differite esercizi precedenti per cambio di aliquota	0	11.423	(11.423)
Rettifiche imposte anticipate esercizi precedenti per cambio di aliquota	0	(15.276)	15.276
<i>Totale adeguamento imposte differite ed anticipate</i>	<i>0</i>	<i>(3.853)</i>	<i>3.853</i>
<b>Totale imposte differite ed anticipate</b>	<b>(16.151)</b>	<b>(25.837)</b>	<b>9.686</b>
<b>TOTALE IMPOSTE</b>	<b>58.460</b>	<b>28.533</b>	<b>29.927</b>

Le imposte sul reddito dell'esercizio 2012 risultano negative per 58.460 migliaia di euro.

Nel dettaglio le imposte esprimono:

- l'iscrizione dell'onere per le imposte correnti dell'esercizio, comprensivo di imposte per IRES pari a 64.602 migliaia di euro (comprensiva anche dell'addizionale Robin Hood Tax) e imposte per IRAP pari a 16.814; pur presentando un risultato ante imposte significativamente superiore rispetto al 2011, l'integrale deducibilità degli interessi passivi ha compensato l'incidenza del costo per imposte rispetto all'anno precedente;
- le rettifiche nette di imposte sul reddito relative ad esercizi precedenti, che contavano per (86) migliaia di euro nel precedente esercizio, in questo esercizio sono pari a (6.805) migliaia di euro a causa dell'impatto del Decreto Legge 201/2011 che ha previsto e riconosciuto, a partire dal periodo d'imposta in corso al 31 dicembre 2012, la deducibilità dalla base imponibile IRES dell'IRAP relativa alle spese per il personale, dipendente e assimilato; nel contempo l'art. 2, comma 1-quater ha riconosciuto alle società il beneficio di recuperare anche per gli anni precedenti (fino al 2007) le maggiori imposte sui redditi, calcolate senza la deduzione della quota di Irap. La differenza di

questa voce rispetto al 2011 è dovuta pertanto all'istanza di rimborso che la società ha presentato nel mese di marzo 2013, come previsto dalla legge. Per il commento delle imposte anticipate e differite si rimanda agli appositi paragrafi dello Stato Patrimoniale.

Nel seguente prospetto è esposta la riconciliazione tra onere fiscale effettivo e teorico, determinato applicando al risultato ante imposte l'aliquota fiscale vigente nell'esercizio:

<b>Migliaia di euro</b>	<b>31.12.2012</b>	<b>31.12.2011</b>
Risultato ante imposte	125.720	31.286
<b>Imposte teoriche IRES - Anno 2012: 38%</b>	<b>48.168</b>	<b>16.308</b>
<b>Minori imposte:</b>		
- plusvalenze da partecipazioni esenti	0	0
- svalutazioni anni precedenti	0	(26)
- rilascio contributi tassati anni precedenti	(2.224)	(1.449)
- utilizzo fondi	(2.904)	(3.021)
- rilascio fondi	(477)	(563)
- reversal ammortamenti civilistici non dedotti anni precedenti	(5.464)	(989)
- ammortamenti fiscali dedotti	(531)	(366)
- interessi passivi precedenti esercizi deducibili	(6.878)	0
- plusvalenze rateizzate	(1.476)	(9.350)
- altre	(3.326)	(678)
<b>Maggiori imposte:</b>		
- svalutazioni d'esercizio	68	201
- accantonamento fondi	11.174	3.362
- ammortamento su valori fiscalmente non riconosciuti	3.100	2.306
- ammortamenti civilistici eccedenti i limiti fiscali	17.719	11.555
- reversal ammortamenti fiscali eccedenti dedotti anni precedenti	594	282
- minusvalenze dismissioni, vendite	788	0
- plusvalenze rateizzate	2.806	3.084
- costi deducibili parzialmente	676	128
- contributi di allacciamento	16	3.274
- imposte e tributi	151	61
- altre	2.622	19.215
<b>Totale imposte correnti sul reddito (IRES)</b>	<b>64.602</b>	<b>43.334</b>
<b>IRAP - Anno 2012: 4,56%</b>	<b>16.814</b>	<b>11.122</b>
<b>Totale fiscalità differita</b>	<b>(16.151)</b>	<b>(21.984)</b>
<b>TOTALE IMPOSTE SUL REDDITO</b>	<b>65.265</b>	<b>32.472</b>

### Discontinued operation – Euro 0 migliaia

Il risultato delle discontinued operation è, come nello scorso anno, pari a zero non avendo classificato nel bilancio dell'anno alcuna attività come "Discontinuing".

## X. Informazioni sullo Stato patrimoniale

### Attivo

#### Attività non correnti

#### 11. Immobili, impianti e macchinari – Euro 33.723 migliaia

Si ricorda che, a seguito dell'introduzione dell'IFRIC 12, nelle immobilizzazioni materiali sono rimaste esclusivamente quelle che non risultano legate a concessioni per la distribuzione del gas. Tali immobilizzazioni sono ora presentate come immateriali.

Il dettaglio e la movimentazione delle attività materiali relativi agli esercizi 2012 e 2011 sono rappresentati nella pagina seguente:

Migliaia di euro	Terreni	Fabbricati	Impianti e macchinari	Attrezzature industriali e commerciali	Altri beni	Migliorie su beni di terzi	Immob. in corso e acconti	Totale
Costo storico	14.431	22.338	0	14.624	24.753	5.700	132	<b>81.979</b>
F.do amm.to	0	(13.974)	0	(12.642)	(24.143)	(4.440)	0	<b>(55.200)</b>
<b>Consistenza al 31.12.2010</b>	<b>14.431</b>	<b>8.364</b>	<b>0</b>	<b>1.982</b>	<b>610</b>	<b>1.260</b>	<b>132</b>	<b>26.779</b>
Apporto da acquisizione	154	6.734	0	1.104	2.175	0	5	<b>10.173</b>
Investimenti	0	87	0	300	399	63	0	<b>848</b>
Passaggi in esercizio	0	110	0	0	5	0	(115)	<b>0</b>
Dismissioni	0	(29)	0	(5)	(28)	0	0	<b>(62)</b>
Riclassifiche	(112)	(347)	0	0	0	0	0	<b>(459)</b>
Perdite di valore	0	0	0	0	0	0	0	<b>0</b>
Ammortamenti	0	(1.068)	0	(573)	(541)	(384)	0	<b>(2.567)</b>
<b>Totale variazioni</b>	<b>42</b>	<b>5.486</b>	<b>0</b>	<b>826</b>	<b>2.011</b>	<b>(322)</b>	<b>(110)</b>	<b>7.933</b>
Costo storico	14.473	34.964	0	20.699	40.573	5.763	22	<b>116.494</b>
F.do amm.to	0	(21.114)	0	(17.892)	(37.952)	(4.825)	0	<b>(81.782)</b>
<b>Consistenza al 31.12.2011</b>	<b>14.473</b>	<b>13.850</b>	<b>0</b>	<b>2.807</b>	<b>2.621</b>	<b>938</b>	<b>22</b>	<b>34.712</b>
Investimenti	0	111	0	333	839	108	521	<b>1.913</b>
Passaggi in esercizio	0	(161)	0	0	4	0	0	<b>(158)</b>
Dismissioni	(5)	0	0	(58)	(25)	0	0	<b>(88)</b>
Riclassifiche	0	0	373	0	0	0	0	<b>373</b>
Perdite di valore	0	0	0	0	0	0	0	<b>0</b>
Ammortamenti	0	(1.267)	0	(676)	(953)	(134)	0	<b>(3.030)</b>
<b>Totale variazioni</b>	<b>(5)</b>	<b>(1.316)</b>	<b>373</b>	<b>(401)</b>	<b>(135)</b>	<b>(26)</b>	<b>521</b>	<b>(989)</b>
Costo storico	14.468	34.681	3.440	20.568	40.841	5.871	543	<b>120.412</b>
F.do amm.to	0	(22.147)	(3.067)	(18.162)	(38.354)	(4.959)	0	<b>(86.689)</b>
<b>Consistenza al 31.12.2012</b>	<b>14.468</b>	<b>12.534</b>	<b>373</b>	<b>2.406</b>	<b>2.486</b>	<b>913</b>	<b>543</b>	<b>33.723</b>

La voce in commento al 31.12.2012 si è decrementata rispetto al 31.12.2011 di 989 migliaia di euro; tale incremento è da ricondursi al saldo netto tra investimenti per 1.913 migliaia di euro, dismissioni per 88 migliaia di euro e ammortamenti per 3.030 migliaia di euro.

L'investimento effettuato nelle immobilizzazioni materiali è così ripartito:

Migliaia di euro	31.12.2012	31.12.2011
Incrementi per prestazioni interne	-	-
Incrementi per materiali	-	-
Incrementi per acquisti/prestazioni esterne	1.912	848
<b>Totale</b>	<b>1.912</b>	<b>848</b>

## 12. Attività immateriali – Euro 2.701.073 migliaia

Si ricorda che, a seguito dell'introduzione dell'IFRIC 12, nelle immobilizzazioni immateriali sono comprese anche le immobilizzazioni legate a concessioni per la distribuzione del gas.

Il dettaglio e la movimentazione delle attività immateriali relativi agli esercizi 2012 e 2011 sono rappresentati nella pagina seguente:

Migliaia di euro	Diritti di brevetto e util. opere dell'ing. e diritti simili	Concessioni e diritti simili	Concessioni e diritti simili - Immobilizzazioni in corso ed acconti	Immobilizz. in corso ed acconti	Altre immobilizz. immateriali	Avviamento	Totale
Costo storico	57.805	3.065.005	15.761	3.089	14.596	7.124	3.163.380
Amm.ti finali	(34.782)	(1.380.285)	0	0	(11.222)	0	(1.426.289)
<b>Consistenza al 31.12.2010</b>	<b>23.023</b>	<b>1.684.720</b>	<b>15.761</b>	<b>3.089</b>	<b>3.375</b>	<b>7.124</b>	<b>1.737.091</b>
Apporto da acquisizione	1.575	797.931	27.126	530	5.675	135.832	968.669
Investimenti	5.494	115.458	9.621	1.561	1.143	0	133.277
Passaggi in esercizio	0	27.706	(27.541)	(1.048)	883	0	(0)
Decrementi	(8)	(12.766)	(0)	(10)	(2)	(1)	(12.787)
Riclassifiche	0	2.391	0	0	(2.291)	0	100
Perdite di valore	0	(519)	(11)	(50)	0	0	(581)
Ammortamento	(9.340)	(93.644)	0	0	(2.252)	0	(105.236)
<b>Totale variazioni</b>	<b>(2.279)</b>	<b>836.558</b>	<b>9.195</b>	<b>982</b>	<b>3.156</b>	<b>135.831</b>	<b>983.442</b>
Costo storico	77.150	4.748.082	24.956	4.071	34.673	179.499	5.068.431
Amm.ti finali	(56.407)	(2.226.804)	0	0	(28.142)	(36.544)	(2.347.898)
<b>Consistenza al 31.12.2011</b>	<b>20.744</b>	<b>2.521.278</b>	<b>24.956</b>	<b>4.071</b>	<b>6.530</b>	<b>142.955</b>	<b>2.720.533</b>
Investimenti	7.511	126.776	8.381	3.796	2.334	0	148.797
Passaggi in esercizio	381	23.368	(23.219)	(419)	47	0	158
Decrementi	0	(22.623)	0	0	(17)	0	(22.640)
Riclassifiche	0	(358)	(15)	0	2	0	(371)
Perdite di valore	(16)	(52)	(25)	0	(179)	0	(272)
Ammortamento	(10.515)	(131.290)	0	0	(3.328)	0	(145.132)
<b>Totale variazioni</b>	<b>(2.639)</b>	<b>(4.179)</b>	<b>(14.878)</b>	<b>3.377</b>	<b>(1.141)</b>	<b>0</b>	<b>(19.460)</b>
Costo storico	84.977	4.820.966	10.078	7.447	38.080	179.499	5.141.047
Amm.ti finali	(66.872)	(2.304.803)	0	0	(31.755)	(36.544)	(2.439.973)
<b>Consistenza al 31.12.2012</b>	<b>18.105</b>	<b>2.516.164</b>	<b>10.078</b>	<b>7.447</b>	<b>6.325</b>	<b>142.955</b>	<b>2.701.074</b>

Le attività immateriali si sono decrementate, rispetto al 31.12.2011, di 19.460 migliaia di euro; tale decremento è riconducibile al saldo netto fra nuovi investimenti per

148.797 migliaia di euro, a decrementi per 22.640 migliaia di euro, a perdite di valore per 272 migliaia di euro e ad ammortamenti per 145.132 migliaia di euro.

Il decremento netto della voce “Diritti di brevetto ed utilizzo di opere dell’ingegno”, pari a 2.639 migliaia di euro, si riferisce per 7.511 migliaia di euro a nuove acquisizioni e per 10.515 migliaia di euro ad ammortamenti.

Gli incrementi dell’esercizio, pari a 7.511 migliaia di euro, riguardano principalmente il consolidamento con manutenzioni evolutive dei sistemi informativi delle società che compongono il Gruppo come FOUR (Front Office Unico Rete), FIVE Isu Gas, SAP R/3 Gas con implementazioni varie su tutti i moduli del sistema e altri sistemi minori.

La voce “Concessioni, licenze marchi e diritti simili”, suddivisa tra immobilizzazioni e immobilizzazioni in corso relative, era pari a 2.521.278 migliaia di euro (immobilizzazioni) e 24.956 migliaia di euro (Immobilizzazioni in corso) nel 2011; nel 2012 è diventata pari a 2.516.164 migliaia di euro come immobilizzazioni e 10.078 migliaia di euro come immobilizzazioni in corso; essa è relativa all’iscrizione dei diritti che le società del Gruppo vantano in qualità di concessionario e gestore del servizio di distribuzione gas, nonché dei canoni “una tantum” per l’acquisizione delle concessioni per l’attività di distribuzione del gas naturale.

L’ammortamento degli oneri legati alle concessioni è stato determinato in quote costanti ed in funzione del valore di realizzo stimato a fine della vita della concessione.

La determinazione della scadenza delle concessioni è stata effettuata utilizzando di fatto gli stessi criteri dell’esercizio precedente. Per un’attenta disamina della questione si rimanda al paragrafo 6.3 della Relazione sulla Gestione.

L’ammortamento è calcolato in base al valore di realizzo stimato alla fine della vita della concessione ove applicabile. Per la concessioni scadute alla data di chiusura del bilancio e pertanto in regime di prorogatio il valore residuo è stato rivisto per tenere in considerazione la posposizione dell’effettiva scadenza di tali concessioni.

Si ricorda in particolare che a norma del decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 19 gennaio 2011 “Determinazione degli ambiti territoriali nel settore della distribuzione del gas naturale” entrato in vigore il 1 aprile 2011, secondo l’art. 3, comma 3 del decreto “a decorrere dall’entrata in vigore del presente provvedimento le gare per l’affidamento del servizio di distribuzione gas previsto dall’articolo 14, comma 1, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, per le quali non è stato pubblicato il bando o non è decorso il termine per la presentazione delle offerte di gara sono aggiudicate unicamente relativamente agli ambiti determinati nell’allegato 1 facente parte integrante del presente provvedimento” e che, in conformità all’art.14, comma 7 D.Lgs. n. 164/2000, “ Il gestore uscente, ai sensi

dell'articolo 14, comma 7, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n.164, resta comunque obbligato a proseguire la gestione del servizio fino alla data di decorrenza del nuovo affidamento.”

La voce “Immobilizzazioni in corso e acconti”, pari a 7.447 migliaia di euro, è costituita principalmente dai costi del progetto smart meter e una tantum pagate a comuni per concessioni in assegnazione alla data del 31.12.2012. Gli incrementi per 3.796 migliaia di euro sono relativi a software in via di utilizzo.

La voce "Altre immobilizzazioni immateriali", pari a 6.325 migliaia di euro, comprende costi diversi di natura pluriennale tra cui anche i residui titoli di efficienza energetica con scadenza pluriennale relativi agli obiettivi fissati dall'AEEG per il periodo 2009/2013.

La voce “Avviamento” è pari ad euro 142.955 migliaia ed è relativa al disavanzo derivante dalle fusioni per incorporazione, effettuate durante il 2012 e in precedenti esercizi e dall’allocazione del prezzo di acquisto definitivo delle società acquisite durante il 2011.

Di seguito viene riportata la composizione del saldo per singola società fusa o acquisita che ha generato tale voce:

<b>Migliaia di euro</b>	<b>31.12.2012</b>	<b>31.12.2011</b>
<i>Avviamento Natural Gas</i>	2.885	2.885
<i>Avviamento Argengas</i>	8	8
<i>Avviamento Sicardi</i>	3.616	3.616
<i>Avviamento Italgestioni</i>	44	44
<i>Avviamento Simeo</i>	572	572
<i>Avviamento PPA G6</i>	82.040	82.040
<i>Avviamento F2i reti Italia 2</i>	53.792	53.792
<b>Totale</b>	<b>142.956</b>	<b>142.956</b>

La stima del valore recuperabile degli avviamenti iscritti in bilancio è stata effettuata attraverso l'utilizzo del modello Discounted Cash Flow che, per la determinazione del valore d'uso di un'attività, prevede la stima dei futuri flussi di cassa e l'applicazione di un appropriato tasso di attualizzazione. In particolare i flussi di cassa sono considerati per un periodo esplicito di 10 anni e sono coerenti con il piano del Gruppo Enel Rete Gas predisposto in un'ottica di continuità aziendale, al quale si somma il valore terminale calcolato con l'algoritmo della rendita perpetua. La durata delle concessioni che il Gruppo detiene così come l'orizzonte temporale tipico del settore della distribuzione e la struttura della formula con la quale l'Authority remunera il capitale

investito delle società di distribuzione rendono la scelta di utilizzare il periodo esplicito di 10 anni la più indicata al fine di meglio analizzare i flussi rivenienti dall'attività.

All'interno di tale framework, le due principali assunzioni riguardano:

- un'ottica di continuità nella gestione delle concessioni, partendo dalla considerazione che sia la scadenza ope legis delle concessioni al 31.12.2009, sia la ridefinizione degli ambiti territoriali delle concessioni sono per il Gruppo un'opportunità concreta di vedere il proprio ruolo allargato rispetto al mercato concorrenziale data la capacità economica, le linee finanziarie a disposizione e la posizione primaria in un mercato che si va concentrando;
- la gestione in continuità del parco clienti finali, con assunzione di ulteriore crescita di tipo fisiologico solo sulle reti già esistenti in una percentuale compatibile con quanto delineato sul mercato negli ultimi anni.

Di seguito vengono riportati oltre ai tassi di sconto adottati e l'orizzonte temporale esplicito nel quale i flussi previsti vengono attualizzati, il tasso di crescita del Valore Terminale del Gruppo.

<b>Tax Rate</b>	<b>WACC (1)</b>	<b>Periodo esplicito flussi di cassa</b>	<b>Tasso Crescita TV (g)</b>
42,6% e 38,6% (2)	5,9%	2013 - 2022	2,00%

(1) Il WACC rappresenta la media ponderata del costo delle forme di finanziamento dell'impresa

(2) Aliquota IRAP + IRES comprensiva di Robin Hood Tax: impatto nel 2013 pari a 10,5%, impatto

Il valore d'uso determinato secondo le modalità sopra descritte è risultato superiore al valore del capitale investito netto iscritto in bilancio come risulta dalla sottostante tabella di sensitivity.

(dati in Euro Milioni)

<b>Differenziale Enterprise Value e Capitale investito Netto</b>						
		<b>Wacc</b>				
		5,70%	5,80%	5,90%	6,00%	6,10%
<b>Growth Rate</b>	1,50%	920	833	750	671	595
	1,75%	1.092	996	904	816	733
	2,00%	1.287	1.180	1.077	980	888
	2,25%	1.511	1.389	1.274	1.166	1.063
	2,50%	1.769	1.631	1.501	1.378	1.262

La recuperabilità del valore del capitale investito del Gruppo è stata inoltre confermata da una ulteriore analisi di sensitività svolta simulando possibili variazioni di assunzioni rilevanti insite nel piano economico finanziario utilizzato per eseguire l'impairment test. La simulazione di uno scenario peggiorativo è stata effettuata variando all'interno del piano il vincolo dei ricavi tariffari soggetto alla

regolamentazione tariffaria dell’Autorità per l’Energia Elettrica, vale a dire il parametro maggiormente significativo non direttamente controllabile dal Gruppo. Ferme restando tutte le altre ipotesi incluse nel piano, l’analisi condotta ha dimostrato che per raggiungere il valore di indifferenza (valore d’uso delle attività pari al capitale investito netto) dovrebbero intervenire cambiamenti regolatori tali da determinare una riduzione percentuale del vincolo dei ricavi pari a oltre il 12,5%, misura significativamente superiore rispetto a quella ritenuta possibile dal Gruppo.

## **27. Attività per imposte anticipate - Euro 211.433 migliaia e Passività per imposte differite – Euro 151.367 migliaia**

Le attività per imposte anticipate e le passività per imposte differite sono determinate sulla base delle aliquote fiscali vigenti alla data di redazione del bilancio. Le attività per imposte anticipate ammontano rispettivamente a 211.433 migliaia di euro (177.091 migliaia di euro al 31.12.2011), mentre le passività differite ammontano a 151.367 migliaia di euro (161.350 migliaia di euro al 31.12.2011).

Il valore delle imposte anticipate e delle imposte differite, al 31 dicembre 2011, è stato determinato applicando le aliquote fiscali vigenti: per l’IRES il 38% e per l’IRAP il 4,50% (contro il 4,56% dell’esercizio a raffronto).

Le attività per imposte anticipate presentano un incremento di 34.342 migliaia di euro rispetto all’esercizio precedente. Tale variazione è da riferirsi a incrementi netti dell’esercizio, per 37.897 migliaia di euro, e a decrementi per altri movimenti per 3.454 migliaia di euro ed infine per 101 migliaia di euro ai riallineamenti a riduzione delle imposte anticipate stanziati in bilancio al 31.12.2011, rispetto a quanto determinato in sede di dichiarazione dei redditi. Si ricorda che all’interno di tale voce è presente l’impatto fiscale del Fair Value dei derivati Cash Flow Hedge aperti nel 2011 dal Gruppo, pari a 33.737 migliaia di euro.

Le passività per imposte differite presentano un decremento di 9.982 migliaia di euro rispetto all’esercizio precedente. Tale variazione è da riferirsi principalmente a decrementi netti dell’esercizio, per 8.322 migliaia di euro (sulla voce impatta anche la fiscalità differita relativa all’ammortamento della PPA) e per (433) migliaia di euro ai riallineamenti a riduzione delle imposte differite stanziati in bilancio al 31.12.2011 rispetto a quanto determinato in sede di dichiarazione dei redditi.

Il Gruppo ritiene di poter utilizzare le attività per imposte anticipate nel corso del regolare svolgimento della propria attività, alla luce anche dei flussi previsti nei più recenti piani aziendali.

Nel seguito vengono dettagliati i movimenti delle “imposte differite” e delle “imposte anticipate” per tipologia di differenze temporanee, determinati sulla base delle

aliquote fiscali vigenti, nonché la quota parte della fiscalità differita compensabile e non compensabile.

Migliaia di euro	Al 31.12.2011	Adeguamento UNICO 2012	01.01.2012	Incrementi con imputazione a		Decrementi con imputazione a		Altri movimenti	Saldo al 31.12.2012
				Conto economico	Patrimonio netto	Conto economico	Patrimonio netto		
<b>Attività per imposte sul reddito anticipate:</b>									
accantonamenti per rischi e oneri a deducibilità differita	2.320	0	2.320	4.877	0	760	0	(208)	6.229
accantonamenti per esodo e stock option	1.083	0	1.083	0	0	0	0	(48)	1.034
accantonamenti per vertenze	1.547	(2)	1.544	3.176	0	436	0	(70)	4.214
accantonamenti per obsolescenza magazzino	4.830	0	4.830	(170)	0	207	0	0	4.453
perdite di valore a deducibilità differita (svalutazione crediti)	2.377	5	2.382	526	0	6	0	0	2.902
perdite di valore a deducibilità differita (svalutazione impianti)	1.910	0	1.910	61	0	4	0	0	1.967
ammortamenti attività materiali e immateriali a deducibilità differita	49.231	(174)	49.058	9.093	0	1.229	0	(2.653)	54.268
separazione terreni-fabbricati e component analysis	128	0	128	0	0	0	0	0	128
costi d'impianto	690	0	690	2.515	0	221	0	11	2.995
TFR e altri benefici ai dipendenti	1.085	70	1.155	525	0	520	0	(3)	1.156
Imposte e tasse deducibili per cassa	11	0	11	8	0	1	0	0	17
proventi a tassazione anticipata (contributo allacci)	52.276	0	52.276	16	0	2.399	0	0	49.893
su altre rettifiche consolidamento	35.640	0	35.640	2.314	0	1.758	0	0	36.196
oneri a deducibilità differita	16.884	(0)	16.883	1.630	0	7.245	0	(482)	10.786
strumenti finanziari derivati (in caso di var. netta negativa di specifica riserva di patrimonio netto)	7.080	0	7.080	0	33.737	0	5.622	0	35.195
<b>Totale</b>	<b>177.091</b>	<b>(101)</b>	<b>176.990</b>	<b>24.570</b>	<b>33.737</b>	<b>14.787</b>	<b>5.622</b>	<b>(3.454)</b>	<b>211.433</b>
		(0)							
<b>Passività per imposte sul reddito differite:</b>									
	-	0,57							
differenze relative ad attività materiali ed immateriali - ammortamenti aggiuntivi	26.400	(205)	26.195	(2.475)	0	2.140	0	(162)	21.417
differenze relative ad attività immateriali - avviamento	2.403	0	2.403	546	0	(0)	0	(564)	2.385
separazione terreni-fabbricati e component analysis	5.172	0	5.172	0	0	0	0	0	5.172
allocazione ai cespiti di costi relativi a fusioni societarie	45.115	(26)	45.089	0	0	2.708	0	(529)	41.853
deduzioni extra-contabili relative a svalutazione partecipazioni, crediti e lic	0	0	0	0	0	0	0	0	-
T.F.R.	1.369	0	1.369	0	0	34	0	(10)	1.325
su altre rettifiche consolidamento	67.428	0	67.428	126	0	0	0	37	67.591
proventi a tassazione differita	9.477	(202)	9.276	1.064	0	2.486	0	0	7.853
strumenti finanziari derivati (in caso di var. netta positiva di specifica riserva di patrimonio netto)	0	0	0	0	0	0	0	0	-
altre...	3.985	0	3.985	8	0	222	0	0	3.770
<b>Totale</b>	<b>161.350</b>	<b>(433)</b>	<b>160.917</b>	<b>(731)</b>	<b>0</b>	<b>7.590</b>	<b>0</b>	<b>(1.228)</b>	<b>151.367</b>

### 13. Partecipazioni – Euro 2.784 migliaia

Il prospetto di seguito riportato evidenzia i movimenti intervenuti nell'esercizio per ciascuna partecipazione, con i corrispondenti valori di inizio e fine esercizio, nonché l'elenco delle partecipazioni possedute nelle "altre imprese" non consolidate.

Migliaia di euro	Costo originario	(Svalutazioni) / Rivalutazioni	Valore a bilancio	Quota di possesso %	Apporto da variazione perimetro di consolidamento	Acquisizioni	Cessioni	Decrementi diversi	Rettifiche di valore				
										Costo originario	(Svalutazioni) / Rivalutazioni	Valore a bilancio	Quota di possesso %
al 31.12.2011				Movimenti del 2012				al 31.12.2012					
<b>Altre Imprese</b>													
<b>Valutazione al costo</b>													
Interporto di Rovigo S.p.A.	42	0	42	0,30%		0	0	0	0	42	0	42	0,30%
Fingranda S.p.A.	26	0	26	0,63%		0	0	0	0	26	0	26	0,63%
Agenzia di Pollenzo S.p.A.	68	(35)	33	0,27%		0	0	0	0	68	0	33	0,27%
Industria e Università S.r.l.	11	0	11	0,10%		0	0	0	0	11	0	11	0,10%
FISAP	19	(19)	0	2,48%		0	0	0	0	0	0	-	2,48%
<b>Valutazione Equity Method</b>													
Azienda Sondriese Multiservizi Srl	386	20	406	3,94%		0	0	0	0	406	0	406	3,94%
Melegnano Energia Ambiente SpA	2.193	0	2.193	40,00%		0	0	0	0	2.193	73	2.266	40,00%
<b>TOTALE PARTECIPAZIONI</b>	<b>2.745</b>	<b>(35)</b>	<b>2.711</b>			<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>2.745</b>	<b>73</b>	<b>2.784</b>	

Nei prospetti che seguono sono riportati l'elenco delle partecipazioni in imprese controllate ed altre imprese al 31 dicembre 2012:

C) Altre Imprese	Sede Legale	Capitale Sociale (euro)	Patrimonio Netto (euro)	Ricavi (euro)	Utile/Perdita ultimo esercizio (euro)	Data Bilancio di esercizio	Quota di possesso	Valore di bilancio (euro)
<b>Interporto di Rovigo S.p.A.</b>	Rovigo	8.575.489	7.369.736	1.807.765	(69.624)	31.12.2011	0,30%	41.634
<b>Agenzia di Pollenzo S.p.A.</b>	Bra (CN)	25.610.365	24.747.553	924.462	54.046	31.12.2011	0,27%	33.082
<b>Fingrandia S.p.A.</b>	Cuneo	4.129.393	2.481.044	(10.541)	(392.984)	30.06.2012	0,63%	25.822
<b>Industria e Università S.r.l.</b>	Varese	13.005.000	10.939.993	100	(31.361)	31.12.2011	0,10%	10.989
<b>F.I.S.A.P. S.p.A (in liquidazione)</b>	Cittadella (PD)	1.020.000	(121.809)	0	(9.250)	31.12.2011	2,48%	0
<b>Melegnano Energie Ambiente SpA</b>	Melegnano (MI)	4.800.000	5.666.017	6.535.155	183.733	31.12.2011	40,00%	2.266.407
<b>Azienda Sondriese Multiservizi Srl</b>	Sondrio	5.834.000	10.239.000	21.949.000	1.702.000	31.12.2010	3,94%	405.548

#### 14. Attività finanziarie non correnti – Euro 224 migliaia

La voce è rappresentata dai prestiti concessi al personale dipendente per l'acquisto di alloggi.

#### 15. Altre attività non correnti – Euro 6.859 migliaia

La voce si è decrementata, rispetto al 31 dicembre 2011, di 3.167 migliaia di euro ed accoglie le seguenti partite:

<b>Migliaia di euro</b>	<b>31.12.2012</b>	<b>31.12.2011</b>	<b>2012 - 2011</b>
depositi cauzionali	2.952	2.696	256
crediti per contributi in conto impianti da ricevere	1.234	1.504	(271)
crediti verso CCSE per certificati TEE	360	2.955	(2.596)
crediti per imposte chieste a rimborso	821	861	(39)
risconti attivi su costi per attività promozionali	311	348	(37)
altre attività non correnti	1.328	1.816	(488)
Fondo svalutazione altre attività non correnti	(147)	(155)	9
<b>Totale</b>	<b>6.859</b>	<b>10.025</b>	<b>(3.167)</b>

I crediti verso la Cassa Conguaglio Settore Elettrico, si riferiscono ai crediti relativi ai Titoli di Efficienza Energetica.

I crediti per TEE, relativi all'obiettivo 2011 e 2012 sono iscritti al valore di rimborso fissato dall'Autorità per tali esercizi pari e 93,68 Euro/tep e 86,98 Euro/tep.

I crediti per TEE, con scadenza successiva al 2011 sono valutati al valore di rimborso fissato dall'Autorità per l'Energia con Delibera EEN 12/11 del 24/11/2011 per l'anno 2012 pari a 86,98 euro/tep.

I depositi cauzionali, pari a 2.952 migliaia di euro, sono relativi a crediti a garanzia di lavori da svolgere sugli impianti di distribuzione e da rapporti di utenza.

Il credito per contributi da ricevere, pari a 1.234 migliaia di euro, è riconducibile all'iscrizione della quota a medio-lungo termine dei crediti per contributi in conto impianti da ricevere. Nell'anno si è operata un'azione di recupero di quei crediti che erano in attesa di essere liquidati dalle amministrazioni pubbliche. L'importo è in costante riduzione.

I crediti per imposte chiesti a rimborso, pari a 821 migliaia di euro, sono relativi a istanza di rimborso ex art.6 D.L. 185/2008 (Deduzione dall'IRES della quota di IRAP relativa al costo del lavoro e degli interessi).

I risconti attivi, pari a 311 migliaia di euro, sono relativi a risconti su costi per attività promozionali.

I crediti per le altre attività non correnti pari a 1.328 migliaia di euro sono relativi a crediti verso Comuni generatisi all'interno del rapporto concessorio e sono iscritti al valore di realizzo. E' data separata indicazione del relativo fondo svalutazione crediti.

## Attività correnti

### 16. Rimanenze – Euro 7.700 migliaia

Le rimanenze finali di materie prime si sono decrementate rispetto all'esercizio precedente di 1.316 migliaia di euro.

Nel dettaglio le rimanenze finali di materie prime, sussidiarie e di consumo sono costituite principalmente da materiali destinati alle attività di costruzione e manutenzione degli impianti per la distribuzione del gas e dell'acqua.

La voce esposta è comprensiva del fondo svalutazione magazzino pari a 633 migliaia di euro. Tale fondo è stato costituito per tener conto del materiale in giacenza di difficile utilizzo futuro.

La configurazione di costi adottata è il costo di acquisto medio ponderato.

### 17. Crediti commerciali – Euro 212.623 migliaia

I crediti commerciali sono pari a 212.623 migliaia di euro e, rispetto al 31.12.2011, risultano complessivamente decrementati di 972 migliaia di euro.

Nella voce risultano iscritti crediti verso clienti per 225.136 migliaia di euro.

La composizione della voce è la seguente:

<b>Migliaia di euro</b>	<b>31.12.2012</b>	<b>31.12.2011</b>	<b>2012 - 2011</b>
<b>Clienti terzi:</b>			
Crediti verso clienti	225.136	223.832	1.304
- Fondo svalutazione crediti	(12.512)	(10.237)	(2.276)
<b>Totale</b>	<b>212.623</b>	<b>213.595</b>	<b>(972)</b>

I crediti verso clienti terzi sono di natura commerciale e di funzionamento e sono principalmente costituiti da crediti, essenzialmente relativi all'attività di distribuzione del gas ed alla fatturazione dell'attività di vendita dell'acqua.

I crediti verso i clienti terzi sono iscritti al netto del relativo fondo svalutazione, che a fine esercizio risultava pari a 12.512 migliaia di euro, a fronte del saldo iniziale di

10.237 migliaia di euro. Nella tabella seguente è esposta la movimentazione del fondo.

<b>Migliaia di euro</b>	<b>31.12.2012</b>	<b>31.12.2011</b>	<b>2012 - 2011</b>
<b>Al 1° gennaio</b>	<b>10.237</b>	<b>8.083</b>	<b>2.153</b>
Apporto da acquisizioni		2.936	(2.936)
Accantonamenti	2.397	13	2.384
Rilasci	0	0	0
Utilizzi	(121)	(1.009)	888
Altri movimenti	(0)	213	(213)
<b>Al 31 dicembre</b>	<b>12.512</b>	<b>10.237</b>	<b>2.276</b>

Tutta l'attività del Gruppo è stata svolta all'interno del territorio nazionale.

#### **18. Crediti finanziari a breve termine – Euro 8 migliaia**

I crediti finanziari a breve termine, pari a 8 migliaia di euro, sono costituiti dai crediti finanziari correnti per prestiti ai dipendenti.

#### **19. Altre attività finanziarie correnti – Euro 0 migliaia**

Le altre attività finanziarie correnti contengono, qualora positivo, il Fair Value alla data di reporting degli strumenti di copertura in essere. Al 31.12.2012 tale importo risultava essere negativo e quindi qui non incluso. Nel proforma del 2011 tale voce accoglie invece anche il credito vantato da Enel Rete Gas nei confronti di Gaz de France per l'aggiustamento prezzo ottenuto in seguito all'attivazione dell'apposita clausola contrattuale.

#### **20. Disponibilità liquide e mezzi equivalenti – Euro 134.284 migliaia**

Le disponibilità liquide risultano incrementate di 73.141 migliaia di euro; tale variazione è da attribuirsi all'effetto netto di maggiori disponibilità sui conti correnti bancari, per 73.725 migliaia di euro, a minori depositi postali per 589 migliaia di euro ed a maggiori disponibilità di denaro e valori in cassa per 5 migliaia di euro.

Le disponibilità liquide sono così dettagliate:

<b>Migliaia di euro</b>	<b>31.12.2012</b>	<b>31.12.2011</b>	<b>2012 - 2011</b>
depositi bancari	133.641	59.916	73.725
depositi postali	537	1.125	(589)
denaro e valori in cassa	106	101	5
<b>Totale</b>	<b>134.284</b>	<b>61.143</b>	<b>73.141</b>

I depositi bancari e postali accolgono le giacenze liquide connesse alla gestione operativa.

**21. Crediti per imposte sul reddito – Euro 5.413 migliaia**

I crediti verso l'Erario per imposte sul reddito ammontano complessivamente a 5.413 migliaia di euro e includono crediti per IRES verso la consolidante fiscale F2i Reti Italia S.r.l. per 1.469 migliaia di euro; rispetto al precedente esercizio mostrano un decremento di 638 migliaia di euro.

**22. Altre attività correnti – Euro 135.256 migliaia**

Le altre attività correnti si sono decrémentate rispetto al 31.12.2011 di 5.592 migliaia di euro; il decremento è principalmente il risultato netto di:

- un aumento per 1.406 migliaia di euro dei crediti per imposte e tasse chieste a rimborso;
- maggiori crediti per contributi in conto impianto in seguito al collaudo di alcune nuove metanizzazioni portate a termine nell'anno;
- Un decremento dei crediti vantati sia verso Cassa Conguaglio (per 3.354 migliaia di euro) sia verso comuni per dismissione dei cespiti per scadenza delle concessioni (per 1.352 migliaia di euro);
- un decremento dei risconti per premi assicurativi data una nuova modalità di pagamenti dei suddetti premi più vicina alle attuali necessità delle società del Gruppo;

Nel dettaglio la voce è così rappresentata:

**Migliaia di euro**

	31.12.2012	31.12.2011	2012 - 2011
<b>Altri crediti tributari:</b>			
Erario c/Iva a credito	1.407	1.592	(186)
Crediti per imposte e tasse richieste a rimborso	1.975	568	1.406
Altri crediti tributari	341	306	36
<b>Altri crediti:</b>			
Crediti v/ist. previdenziali ed assicurativi	264	124	139
Crediti per contributi in conto impianti da ricevere	6.125	2.958	3.167
Crediti verso Cassa Conguagli	95.948	99.302	(3.354)
Crediti v/ Comuni per dism. cespiti per scad. Concess.	22.956	24.308	(1.352)
Crediti verso Comuni	291	312	(21)
Crediti verso fornitori	1.686	1.440	246
Crediti diversi	3.587	3.454	134
- Fondo svalutazione altri crediti	(1.115)	(855)	(260)
Ratei attivi	1	26	(24)
Risconto canoni pluriennali diversi	696	1.331	(635)
Risconto canoni locazione immobili	418	339	79
Risconto costi attività promozionali	42	168	(126)
Risconti premi assicurativi	232	5.152	(4.920)
Risconti diversi	402	322	80
<b>Totale</b>	<b>135.256</b>	<b>140.847</b>	<b>(5.592)</b>

## Passivo

### Patrimonio netto

#### 23. Patrimonio netto – Euro 818.038 migliaia

Il patrimonio netto, pari a 818.038 migliaia di euro, ha presentato una variazione in diminuzione 20.124 migliaia di euro in seguito all'effetto netto delle seguenti variazioni:

- decrementi per la distribuzione di dividendi ordinari, per 33.990 migliaia di euro;
- decremento per riserve valutazione strumenti derivati, per 53.263 migliaia di euro;
- Incrementi, per il versamento soci per aumento di capitale, pari a 6 migliaia di euro.
- incrementi, per il risultato d'esercizio, per 67.264 migliaia di euro;
- decremento per altri movimento per 137 migliaia di euro.

### Capitale sociale – Euro 71.950 migliaia

Il Capitale Sociale al 31.12.2012 è pari a 71.950 migliaia di euro, risulta costituito da n. 145.383.653 azioni ordinarie, è interamente sottoscritto e versato ed è aumentato durante l'anno a fronte della sottoscrizione da parte di soci dell'aumento di capitale iniziato nel precedente esercizio; a valle di tale operazione il capitale sociale si è dunque incrementato di 17.811 migliaia di euro.

#### **Riserva azioni proprie – Euro (545) migliaia**

La riserva per l'acquisto di azioni proprie, pari a 545.190 euro, è stata costituita, in accordo con quanto previsto dallo IAS 1, nel 2010 a seguito dell'acquisto delle azioni della società da alcuni soci recedenti.

#### **Altre Riserve – Euro 667.760 migliaia**

##### **Riserve da rivalutazione – Euro 409.145 migliaia**

Le riserve di rivalutazione, pari a 409.145 migliaia di euro, sono costituite dalla riserva ex L. 413/91 per 72 migliaia di euro, dalla riserva ex L. 350/03 per 408.980 migliaia di euro e dalla riserva ex L. 342/00 per 94 migliaia di euro; rispetto all'esercizio precedente le riserve di rivalutazione sono rimaste invariate.

##### **Riserva legale – Euro 20.248 migliaia**

La riserva legale è pari a 20.248 migliaia di euro ed è rimasta invariata rispetto al 31.12.2011.

##### **Riserva contributi in conto capitale – Euro 99.697 migliaia**

La Riserva per contributi in conto capitale è pari a 99.697 migliaia di euro ed è rimasta invariata rispetto al 31.12.2011.

##### **Riserve diverse – Euro 207.394 migliaia**

Le riserve diverse, pari a 207.394 migliaia di euro, risultano variate negativamente rispetto al precedente esercizio di 50.778 migliaia di euro, a valle dell'utilizzo parziale di tali riserve per procedere al pagamento del dividendo 2011, dell'utilizzo della riserva versamento in conto futuro aumento di capitale al fine sottoscrivere l'aumento corrente nei primi mesi del 2012 e per 11.175 la riclassifica negativa di parte del risultato 2011.

##### **Riserva valutazione strumenti derivati – Euro (68.319) migliaia**

La riserva di valutazione strumenti derivati, generatasi nel corso del 2011 a seguito della valutazione dei nuovi derivati in essere a far data da ottobre 2011, presenta un saldo negativo pari a 68.319 migliaia di euro. La valutazione al Fair Value dei derivati contrattualizzati al 25 e 26 ottobre 2011 avviene secondo le regole del Cash Flow Hedging secondo lo IAS 39 al netto del relativo effetto

fiscale. La variazione negativa di 53.263 migliaia di euro è il risultato dell'iscrizione della riserva di valutazione sugli strumenti derivati; l'importo è relativo alla componente efficace del fair value degli strumenti finanziari derivati designati come "Cash Flow Hedge" contabilizzata nel conto economico complessivo per 81.378 migliaia di euro ed espressi al netto dell'effetto fiscale per complessivi 28.115 migliaia di euro.

### Risultati a nuovo – Euro 11.602 migliaia

Gli utili e perdite accumulate risultano pari a 11.602 migliaia di euro e risultano incrementati, rispetto al precedente esercizio, di 1.844 migliaia di euro principalmente per il combinato effetto della riclassifica positiva di parte del risultato dell'esercizio chiuso al 31.12.2011 per 14.173 migliaia di euro e per parte della distribuzione del dividendo avvenuta durante l'anno 2012, per 12.192 migliaia di euro.

### Risultato netto d'esercizio – Euro 67.264 migliaia

Il risultato dell'esercizio 2012, pari a 67.264 migliaia di euro, rispetto al risultato dell'esercizio 2011 (2.988 migliaia di euro), presenta un incremento di 64.266 migliaia di euro. Si ricorda che l'utile è tuttora impattato in maniera sostanziale dal carico fiscale dovuto all'introduzione nell'anno dell'addizionale IRES denominata "Robin Hood Tax".

### Passività non correnti

#### 24. Finanziamenti a lungo termine (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi) – Euro 1.718.382 migliaia

La voce si riferisce al finanziamento a medio lungo termine nei confronti di un pool di 12 primarie banche europee concesso ad Enel Rete Gas in corrispondenza dell'operazione di acquisizione delle azioni della società G6 Rete Gas da parte del Gruppo Enel Rete Gas.

Viene di seguito rappresentato l'indebitamento finanziario a lungo termine in base alla valuta di origine con l'indicazione del tasso di interesse; si precisa che il valore nozionale del finanziamento coincide con il valore contabile.

	Saldo contabile		Fair value		Valore nozionale		Tasso di interesse	Tasso di interesse
	31.12.2012	31.12.2011	31.12.2012	31.12.2011	31.12.2012	31.12.2011	in vigore	effettivo
Indebitamento a tasso variabile	1.751.187	1.773.200	1.751.187	1.773.200	1.751.187	1.773.200	Eur3+2,10%	4,95%
Costi connessi al finanziamento	(32.805)	(47.854)	(32.805)	(47.854)				
<b>TOTALE</b>	<b>1.718.382</b>	<b>1.725.346</b>	<b>1.718.382</b>	<b>1.725.346</b>	<b>1.751.187</b>	<b>1.773.200</b>		

Si precisa che per contratto dal 30.09.2014 lo spread del finanziamento sarà pari al 2,40%, dal 30.09.2015 sarà pari al 2,60%, dal 30.09.2016 al 3,25% e dal 30.09.2017 al 3,75%.

Il periodo di scadenza del finanziamento suddetto è esposto nella seguente tabella:

Migliaia di euro	Nozionale		Scadenza a 1 anno	Scadenza tra 2 e 5 anni	Scadenza oltre 5 anni
	al 31.12.2012	al 31.12.2011			
<b>Passività finanziarie ML Termine</b>					
Finanziamento	1.751.187	1.773.200	0	0	1.751.187
Capex Line	0	0	0	0	0
<b>Totale</b>	<b>1.751.187</b>	<b>1.773.200</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1.751.187</b>

Il finanziamento è sottoposto ad alcuni parametri che a partire dal 30.06.2012 il Gruppo deve rispettare semestralmente onde continuare ad usufruire delle linee assegnate. I covenant sono legati alle seguenti grandezze:

Indebitamento finanziario netto totale, RAB (Regulated Asset Base), Margine Operativo Lordo, Oneri Finanziari Netti.

Al 31.12.2012 tutti i covenant risultavano rispettati.

## 25. TFR e altri benefici ai dipendenti – Euro 34.298 migliaia

Le società del Gruppo riconoscono ai dipendenti varie forme di benefici individuati nelle prestazioni connesse al Trattamento di fine rapporto di lavoro, all'Assistenza Sanitaria, a Indennità Sostitutive del Preavviso (ISP) e ad Indennità Sostitutive Sconto Energia.

La voce accoglie gli accantonamenti destinati a coprire i benefici successivi al rapporto di lavoro per programmi a benefici definiti ed altri benefici a lungo termine spettanti ai dipendenti in forza di legge o di contratto.

Tali obbligazioni, considerate “obbligazioni a benefici definiti”, in linea con le previsioni dello IAS 19, sono state determinate sulla base del “metodo della proiezione unitaria del credito”, con il quale la passività è calcolata in misura proporzionale al servizio già maturato alla data, rispetto a quello che presumibilmente potrebbe essere prestato in totale.

In particolare, i piani previsti si riferiscono ai seguenti benefici:

Migliaia di euro	31.12.2012	31.12.2011	2012 - 2011
Trattamento fine rapporto	32.484	33.218	(734)
Piani incentivazione	0	-	0
Assistenza sanitaria ASEM	1.704	1.647	57
Premio fedeltà	0	-	0
Indennità sostitutive del preavviso (ISP)	87	-	87
Indennità sostitutive sconto energia	23	-	23
<b>TOTALE</b>	<b>34.298</b>	<b>34.865</b>	<b>(567)</b>

Di seguito si commentano le principali voci costituenti l'aggregato.

### **TFR**

Secondo quanto previsto dalla legge italiana, al momento della cessazione del rapporto di lavoro, il lavoratore dipendente ha diritto a ricevere un "trattamento di fine rapporto" che corrisponde, per ciascun anno di servizio, ad una quota pari all'importo della retribuzione lorda dovuta per l'anno stesso, divisa per 13,5.

Si precisa che, a seguito dell'approvazione della legge 27 dicembre 2006 n. 296 (legge finanziaria 2007) e dei successivi decreti e regolamenti attuativi, solo le quote di TFR che rimangono nella disponibilità dell'azienda sono considerate come un piano a benefici definiti, mentre le quote maturate destinate alla previdenza complementare e al Fondo di tesoreria presso l'INPS si configurano come un piano a contribuzione definita.

### **Assistenza sanitaria**

In base al CCN dei dirigenti industriali, i dirigenti hanno diritto di usufruire di una forma di assistenza sanitaria integrativa a quella fornita dal Servizio Sanitario Nazionale, sia in costanza di rapporto di lavoro che nel periodo di pensione. Il rimborso delle prestazioni sanitarie è erogato dall'Asem e dal FASI, apposito fondo di assistenza sanitaria, costituito tra i dipendenti delle aziende del settore elettrico in Italia.

Nel seguito si evidenzia la variazione intervenuta nell'esercizio delle passività attuariali e la riconciliazione delle stesse con le passività rilevate in bilancio rispettivamente, al 31 dicembre 2012 e al 31 dicembre 2011:

Migliaia di euro	31.12.2012	31.12.2011
<b>Benefici dovuti al momento della cessazione del rapporto di lavoro ed altri benefici a lungo termine</b>	0	0
<b>Passività attuariale a inizio esercizio</b>	<b>27.456</b>	<b>33.819</b>
Apporti di fusione		
Trasferimenti da / a società	(617)	0
Costo normale	120	91
(Utili)/Perdite attuariali	4.037	(476)
<b>Utili (Perdite) attuariali cumulate non riconosciuti</b>	<b>(3.218)</b>	<b>826</b>
Oneri finanziari	1.475	932
Erogazioni	(1.742)	(1.970)
Altri movimenti	47	(5)
<b>Passività riconosciuta a bilancio a fine periodo</b>	<b>32.484</b>	<b>33.218</b>
<b>Benefici successivi al rapporto di lavoro per programmi a benefici definiti</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Passività attuariale a inizio esercizio</b>	<b>1.418</b>	<b>1.507</b>
Apporti di fusione	0	0
Trasferimenti da / a società	0	0
Costo normale	35	36
(Utili)/Perdite attuariali	84	(159)
<b>Utili (Perdite) attuariali cumulate non riconosciuti</b>	<b>136</b>	<b>229</b>
Oneri finanziari	66	64
Erogazioni	(35)	(29)
Altri movimenti	0	0
<b>Passività riconosciuta a bilancio a fine periodo</b>	<b>1.704</b>	<b>1.647</b>
<b>Riconciliazione del valore contabile</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Passività attuariale a fine esercizio	37.270	33.810
(Utili) Perdite attuariali cumulate non riconosciuti	(3.082)	1.055
<b>Passività riconosciuta a bilancio a fine esercizio</b>	<b>34.188</b>	<b>34.865</b>

Le principali assunzioni utilizzate nella stima attuariale delle passività per benefici ai dipendenti sono le seguenti:

	31.12.2012	31.12.2011
Tasso di attualizzazione	3,20%	4,70%
Tasso di incremento delle retribuzioni	3,00%	3,00%
Tasso di incremento del costo delle spese sanitarie	3,00%	3,00%

## 26. Fondi rischi e oneri – Euro 11.918 migliaia

I fondi rischi e oneri sono destinati a coprire le potenziali passività che potrebbero derivare al Gruppo da vertenze giudiziali e da altro contenzioso, senza considerare gli effetti di quelle vertenze che si stima abbiano un esito positivo e di quelle per le quali un eventuale onere non sia ragionevolmente quantificabile.

I fondi per rischi ed oneri, rispetto al 31.12.2011, si sono incrementati complessivamente (quota a medio lungo termine e quota a breve termine) di 17.844 migliaia di euro.

Nella tabella seguente è esplicitato il totale dei fondi rischi ed oneri complessivo (sia la quota a breve sia quella a medio/lungo termine), con separata indicazione della quota a breve termine.

Migliaia di euro		Dicui Quota corrente	Dicui Quota non corrente	Accanton amenti	Rilasci	Utilizzi	Altri movimenti		Dicui Quota corrente	Dicui Quota non corrente
	31.12.2011							31.12.2012		
Fondi vertenze e contenziosi	3.293	141	3.152	2.468	(172)	(1.063)	120	4.646	316	4.330
Fondo imposte e tasse	494	0	494	0	0	(16)	216	694	0	694
Fondi rischi per vertenze con il personale	113	13	100	0	0	(3)	(10)	100	0	100
Fondo per oneri futuri	0	0	0	760	(89)	(4)	168	835	0	835
Fondo per controversie con Concessioni	4.027	3.627	400	7.585	(558)	(804)	(115)	10.135	6.437	3.698
Altri fondi per rischi ed oneri	2.114	1.979	135	10.436	(316)	(252)	(379)	11.603	9.341	2.262
<b>Totale</b>	<b>10.042</b>	<b>5.761</b>	<b>4.281</b>	<b>21.249</b>	<b>(1.135)</b>	<b>(2.142)</b>	<b>(0)</b>	<b>28.013</b>	<b>16.095</b>	<b>11.918</b>
Fondi oneri per incentivi all'esodo	3.208	3.208	0	0	0	(127)	0	3.081	3.081	0
<b>Totale</b>	<b>13.249</b>	<b>8.968</b>	<b>4.281</b>	<b>21.249</b>	<b>(1.135)</b>	<b>(2.269)</b>	<b>(0)</b>	<b>31.093</b>	<b>19.175</b>	<b>11.918</b>

I fondi rischi ed oneri, pari complessivamente a 31.093 migliaia di euro (di cui la quota a breve termine è pari a 19.175 migliaia di euro), sono così costituiti:

- “Fondo vertenze e contenziosi” che fronteggia, per 4.646 migliaia di euro, le passività potenziali derivanti principalmente da alcune vertenze giudiziali in corso con taluni clienti per eventi dannosi;
- “Fondo imposte e tasse”, pari a 694 migliaia di euro, relativo principalmente a contenziosi Tosap, Ici e altri tributi locali;
- “Fondo rischi per vertenze con il personale”, pari a 100 migliaia di euro, riferito ai previsti oneri relativi a vertenze con il personale di una società incorporata in precedenti esercizi. Non si è ritenuto di doverlo modificare in questo bilancio;
- “Fondo rischi per controversie relative a Concessioni”, pari a 10.135 migliaia di euro, è stato incrementato di 7.585 migliaia di euro a seguito di talune richieste avanzate da Comuni relative alla rivisitazione dei canoni concessori pattuiti, rilasciato per contenziosi non più attivi per 558 migliaia di euro e utilizzato per 804 migliaia di euro;
- “Altri fondi per rischi ed oneri”, pari a 11.603 migliaia di euro, che fronteggiano principalmente la stima dei costi per gli arbitrati internazionali instaurati, il rischio esistente a causa dell’obbligo di acquisto dei certificati di efficienza energetica per il quantitativo già fissato da AEEG per l’anno 2012 (7.489 migliaia di euro) e il rischio che Enel rete Gas e G6 Rete Gas possano essere sanzionate per complessivi 950 migliaia di euro per alcune infrazioni contestate da AEEG nell’anno.
- “Fondo rischi ed oneri per incentivi alla mobilità”, pari a 3.081 migliaia di euro, fronteggia le probabili passività derivanti dagli accordi sindacali siglati nel 2012 nell’ambito del progetto di riorganizzazione aziendale.

La posizione fiscale delle società appartenenti al Gruppo Enel Rete Gas risulta definita a tutto il 2007.

## 27. Passività per imposte differite – Euro 151.367 migliaia

Tale voce viene commentata insieme alle attività per imposte anticipate nell'apposito paragrafo dell'attivo patrimoniale.

## 28. Passività finanziarie non correnti - Euro 30.171 migliaia

La voce, decrementa di 6.039 migliaia di euro rispetto al precedente esercizio, comprende la parte di debito a lungo termine derivante dalla chiusura dei derivati collegati al finanziamento in essere fino a ottobre 2011. La valorizzazione di tali derivati infatti appare nei conti delle società del Gruppo come debito pluriennale che verrà saldato in 7 anni, in corrispondenza della durata dei nuovi interest rate swaps.

## 29. Altre passività non correnti – Euro 259.736 migliaia

La voce, incrementatasi di 26.551 migliaia di euro rispetto al precedente esercizio, accoglie le seguenti partite:

Migliaia di euro	31.12.2012	31.12.2011	2012 - 2011
debiti diversi	555	500	55
Risconti contributi conto impianti	51.556	47.996	3.560
Risconti contributi di allacciamento, lottizzanti, spostamento impianti, estensione rete	207.266	181.734	25.531
Risconti certificati TEE	359	2.955	(2.596 )
<b>Totale altre passività non correnti</b>	<b>259.736</b>	<b>233.185</b>	<b>26.551</b>

L'incremento dei risconti per contributi di allacciamento, lottizzanti, spostamento impianti ed estensione rete pari a 25.531 migliaia di euro, è sostanzialmente attribuibile ai contributi incassati nell'esercizio, al netto della quota accreditata al conto economico in relazione alla copertura dei costi operativi sostenuti. I risconti per certificati TEE si sono decrementati per il normale scarico a conto economico della quota di competenza dei contratti pluriennali chiusi negli scorsi anni. Nel corso del 2012 non sono stati chiusi ulteriori contratti di acquisto TEE pluriennali.

## Passività correnti

## 30. Finanziamenti a breve termine – Euro 2 migliaia

Di seguito lo schema che illustra tale voce:

Migliaia di euro	31.12.2012	31.12.2011	2012 - 2011
debiti verso banche a breve	2	19	(16 )
<b>Totale</b>	<b>2</b>	<b>19</b>	<b>(16)</b>

## 31. Quota corrente dei finanziamenti bancari a medio lungo termine – Euro 0 migliaia

La quota corrente dei finanziamenti bancari a medio lungo termine è al 31.12.2012 totalmente azzerata dall'impatto equivalente ma di segno opposto della quota corrente del debito implicito nella struttura degli Interest Rate Swap contrattualizzati e del minor debito derivante dalla scrittura di rettifica per il costo ammortizzato afferente al finanziamento coperto da IRS.

### **32. Quota corrente dei fondi a lungo termine e Fondi a breve termine – Euro 19.175 migliaia**

La quota corrente dei fondi a lungo termine è pari a 19.175 migliaia di euro. Il commento ed il dettaglio della voce in oggetto è stato fornito in aggregato tra i fondi rischi ed oneri (punto 26).

### **33. Debiti commerciali – Euro 167.036 migliaia**

La voce accoglie tutte le passività certe nell'importo e nella data di scadenza, aventi natura sia commerciale sia di funzionamento. Tutti i debiti evidenziati sono stati contratti sul territorio nazionale.

Tale voce si è ridotta, rispetto al 31.12.2011, di 5.825 migliaia di euro.

Le variazioni ed il dettaglio dei debiti commerciali verso terzi fornitori e verso fornitori Gruppo vengono forniti qui di seguito, suddivisi per voce di bilancio:

Migliaia di euro	<b>31.12.2012</b>	<b>31.12.2011</b>	<b>2012 - 2011</b>
Fornitori	167.036	172.861	(5.825 )
<b>Totale</b>	<b>167.036</b>	<b>172.861</b>	<b>(5.825)</b>

I debiti verso fornitori terzi risultano decrementati, rispetto al precedente esercizio, di 5.825 migliaia di euro. Il saldo al 31.12.2012 è composto prevalentemente dal debito residuo verso imprese alle quali è stata esternalizzata l'attività di costruzione e manutenzione degli impianti di distribuzione del gas e a debiti per prestazioni di staff e servizi di supporto operativo, nonché acquisti di energia elettrica e servizio gas per uso interno.

### **34. Debiti per imposte sul reddito – Euro 2.151 migliaia**

I debiti per imposte sul reddito rispetto al precedente esercizio risultano decrementati per 12.143 migliaia di euro (nel precedente esercizio il saldo della voce era pari a 14.294 migliaia di euro), la voce include debiti IRES verso la consolidante F2i Reti Italia riferiti al consolidato fiscale per 1.002 migliaia di euro.

### **35. Passività finanziarie correnti – Euro 109.749 migliaia**

Le passività finanziarie correnti sono riferite al Fair Value dei derivati in essere al 31.12.2012 per 103.514 migliaia di euro a seguito della valutazione aggiornata basata

sulle curve dei tassi stimate alla data del 31.12.2012, oltre che a interessi passivi, maturati per 195 migliaia di euro sul finanziamento e ai differenziali di interessi maturati sui derivati. Viene rilevato infine l'impatto sulla posizione debitoria delle passività finanziarie a breve derivanti dalla chiusura del precedente derivato, che le società del Gruppo corrisponderanno al pool di banche durante i prossimi 7 anni durante la vita dei nuovi derivati pari a 6.039 migliaia di euro.

Migliaia di euro			
	31.12.2012	31.12.2011	2012 - 2011
Ratei passivi per interessi su finanziamenti bancari a breve termine	195	18.966	(18.770)
Valutazione al Fair Value dei derivati cash flow hedge	103.514	22.136	81.378
Quota corrente Passività finanziarie	6.039	7.376	(1.337)
<b>Totale</b>	<b>109.749</b>	<b>48.479</b>	<b>61.271</b>

### 36. Altre passività correnti – Euro 129.356 migliaia

In sintesi le altre passività correnti sono così rappresentate:

Migliaia di euro			
	31.12.2012	31.12.2011	2012 - 2011
altri debiti tributari	8.268	6.692	1.576
debiti verso istituti di previdenza e sicurezza sociale	7.628	7.732	(104)
altri debiti	99.215	89.269	9.947
ratei passivi	4.432	5.591	(1.159)
risconti passivi	9.812	17.666	(7.853)
<b>Totale</b>	<b>129.356</b>	<b>126.948</b>	<b>2.407</b>

Gli altri debiti tributari, pari a 8.268 migliaia di euro, sono così costituiti:

Migliaia di euro			
	31.12.2012	31.12.2011	2012 - 2011
verso / Erario per Iva	4.972	3.472	1.500
verso / Erario per ritenute a dipendenti	2.973	2.809	164
verso / Erario per ritenute d'acconto	91	222	(131)
altri debiti v / Erario	233	188	44
<b>Totale</b>	<b>8.268</b>	<b>6.692</b>	<b>1.576</b>

I debiti verso istituti di previdenza e sicurezza sociale, pari a 7.628 migliaia di euro, sono riepilogati nella seguente tabella:

Migliaia di euro	31.12.2012	31.12.2011	2012 - 2011
verso I.N.P.S.	6.639	6.591	48
verso altri istituti	989	1.141	(152)
<b>Totale</b>	<b>7.628</b>	<b>7.732</b>	<b>(104)</b>

Gli altri debiti, pari complessivamente a 99.215 migliaia di euro, sono così rappresentati:

Migliaia di euro	31.12.2012	31.12.2011	2012 - 2011
Debiti v/personale dipendente	9.090	9.092	(2)
Debiti v/Comuni per diritti e canoni	8.331	7.548	783
Debiti per allacciamenti ed altri crediti verso clienti	5.601	3.927	1.674
Debiti per depositi cauzionali ed anticipi utenti	1.634	1.500	134
Debiti v/Cassa Conguaglio	67.445	56.614	10.832
Debiti v/Comuni per tariffe	547	547	0
Debiti diversi	6.567	10.042	(3.474)
<b>Totale</b>	<b>99.215</b>	<b>89.269</b>	<b>9.947</b>

Il debito verso Cassa Conguaglio è costituito da debiti per le poste passanti attraverso il meccanismo di fatturazione alle società “trader” che poi vengono riversate a Cassa Conguaglio generalmente su base bimestrale per 45.450 migliaia di euro, da un debito pari a 16.153 migliaia di euro relativo all’importo di perequazione degli anni 2009, 2010 e 2011 non ancora definitivi alla data e, per la rimanente parte, dal debito riferito agli acconti ricevuti relativi alla perequazione 2012.

I ratei e i risconti passivi, pari a 14.245 migliaia di euro, sono così composti:

Migliaia di euro	31.12.2012	31.12.2011	2012 - 2011
<b>Ratei passivi</b>			
Rateo mensilità aggiuntive verso personale dipendente	4.402	4.908	(506)
Altri ratei passivi	30	683	(653)
<b>Totale Ratei passivi</b>	<b>4.432</b>	<b>5.591</b>	<b>(1.159)</b>
<b>Risconti passivi</b>			
Risconti contributi conto impianti	1.794	3.191	(1.397)
Risconti contributi lottizzanti	2.354	2.003	352
Risconti contributi di allacciamento	4.416	11.694	(7.278)
Risconti contributi spostamento impianti	222	165	57
Altri risconti passivi	1.026	613	413
<b>Totale risconti passivi</b>	<b>9.812</b>	<b>17.666</b>	<b>(7.853)</b>
<b>Totale ratei e risconti passivi</b>	<b>14.245</b>	<b>23.257</b>	<b>(9.012)</b>

Come più volte richiamato, alla data del 31 dicembre 2012 il Gruppo ha in essere contratti di copertura dal rischio di tasso di interesse.

### **37. Passività destinate alla vendita – Euro 0 migliaia**

Le passività destinate alla vendita sono anche per il 2012 pari a 0 migliaia di euro come nell'anno precedente.

## Informativa sulle parti correlate

Le parti correlate sono state individuate sulla base di quanto disposto dai principi contabili internazionali.

Si definiscono parti correlate:

- F2i Reti Italia S.r.l.,
- Enel SpA,
- Enel Distribuzione Sp.A.,
- Enel Energia S.p.A.
- Enel Servizi S.p.A.
- Enel Servizio Elettrico

Nella definizione di parti correlate sono inclusi dirigenti con responsabilità strategiche, ivi inclusi i loro stretti familiari, della società e di F2I Reti Italia S.r.l. nonché dalle società da queste direttamente e/o indirettamente controllate, soggette a controllo congiunto e nelle quali la società esercita un'influenza notevole. I dirigenti con responsabilità strategiche sono coloro che hanno il potere e la responsabilità, diretta o indiretta, della pianificazione, della direzione, del controllo delle attività della società appartenenti al Gruppo e comprendono i relativi Amministratori.

Enel Rete Gas S.p.A., come avvenuto anche nei precedenti esercizi, ha proseguito nei rapporti di collaborazione tecnica e commerciale con l'azionista Enel Distribuzione S.p.A., con le proprie controllate e con le altre società del Gruppo Enel.

I rapporti commerciali di credito più significativi riguardano i crediti verso Enel Energia per 89.381 migliaia di euro principalmente relativi all'attività di vettoriamento svolta per la società di vendita gas del gruppo Enel.

I principali rapporti di debito commerciale sono riferiti ai debiti verso il Gruppo Enel, in particolare verso la società di servizi Enel Servizi per 11.556 migliaia di euro, Enel Energia per 6.705 migliaia di euro, Enel Distribuzione per 4.882 migliaia di euro ed Enel S.p.A. per 716; gli importi riguardanti Enel Servizi ed Enel Spa riguardano i contratti di prestazione di servizi da parte di queste società del Gruppo Enel.

I dividendi distribuiti, pari a 33.973 migliaia di euro, si riferiscono alla distribuzione del risultato dell'esercizio 2011 a F2I Reti Italia S.r.l. e ad Enel Distribuzione S.p.A.

Ai sensi dell'art. 2427 bis del codice civile si precisa che i rapporti di natura finanziaria e commerciale che il Gruppo ha intrattenuto con le parti correlate fanno parte dell'ordinaria gestione e sono stati sempre improntati alle normali condizioni di mercato.

Di seguito si evidenziano i rapporti di natura commerciale, finanziaria e diversi tenuti dal Gruppo con le proprie controllanti, controllate, altre imprese del Gruppo e con altre parti correlate della controllante.

## Rapporti commerciali e diversi

### Esercizio 2012

Migliaia di Euro	Natura Commerciale		Natura Commerciale	
	Crediti	Debiti	Costi	Ricavi
<b>Enel Distribuzione</b>	386	(4.882)	16.160	11.402
<b>Enel Energia</b>	89.663	(6.705)	5.771	271.895
<b>Enel S.p.A.</b>		(716)		
<b>Enel Servizi</b>		(11.556)	19.684	
<b>Enel Servizio Elettrico</b>	151	(3)	4	
<b>Enel Sì</b>			3.439	
<b>Enel Green Power</b>				
<b>F2i Reti Italia S.r.l.</b>				
<b>F2i sgr Spa</b>		(20)	40	
<b>Totale complessivo</b>	<b>90.199</b>	<b>(23.881)</b>	<b>45.099</b>	<b>283.297</b>

### Esercizio 2011

	Natura Commerciale		Natura Commerciale	
	Crediti	Debiti	Costi	Ricavi
<b>Enel Distribuzione</b>	262	(2.312)	14.670	235
<b>Enel Energia</b>	84.202	(5.651)	4.471	263.301
<b>Enel S.p.A.</b>		(920)	182	
<b>Enel Servizi</b>		(7.533)	20.586	
<b>Enel Servizio Elettrico</b>	149	(1)		
<b>F2i Reti Italia S.r.l.</b>				
<b>F2i sgr Spa</b>		(24)		
<b>Totale complessivo</b>	<b>84.612</b>	<b>(16.441)</b>	<b>39.910</b>	<b>263.536</b>

## Rapporti finanziari

### Esercizio 2012

Migliaia di Euro	Natura finanziaria		Natura finanziaria		Dividendi
	Crediti	Debiti	Costi	Ricavi	
Enel Distribuzione					5.034
Enel Energia					
Enel S.p.A.					
Enel Servizi					
Enel Servizio Elettrico					
Enel Si					
Enel Green Power					
F2i Reti Italia S.r.l.	1.469	(1.002)			28.940
F2i sgr Spa					
<b>Totale complessivo</b>	<b>1.469</b>	<b>(1.002)</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>33.973</b>

### Esercizio 2011

	Natura finanziaria		Natura finanziaria		Dividendi
	Crediti	Debiti	Costi	Ricavi	
Enel Distribuzione					20.582
Enel Energia					
Enel S.p.A.					
Enel Servizi					
Enel Servizio Elettrico					
F2i Reti Italia S.r.l.	5.362	(67)			82.846
F2i sgr Spa					
<b>Totale complessivo</b>	<b>5.362</b>	<b>(67)</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>103.428</b>

### **38. Impegni contrattuali e garanzie**

Le garanzie prestate sono complessivamente pari a 121.073 migliaia di euro e si riferiscono a garanzie prestate nell'interesse di terzi. Tali garanzie si riferiscono, per 92.158 migliaia di euro, a garanzie bancarie e, per 28.915 migliaia di euro, a garanzie assicurative.

Le suddette garanzie sono state prestate a garanzia di lavori di manutenzione e di estensione delle reti di distribuzione e per la partecipazione a gare di appalto per la gestione del servizio di distribuzione del gas.

Inoltre, ai sensi del comma 22-ter dell'art. 2427 del Codice Civile, si evidenzia che non esistono accordi non risultanti dal bilancio tali da generare effetti significativi sul bilancio stesso del Gruppo.

### **Passività e attività potenziali**

#### **Passività potenziali**

Non esistono passività potenziali segnalate al 31.12.2012.

#### **Attività potenziali**

Non esistono attività potenziali segnalate al 31.12.2012.

### **Compensi alla società di revisione**

I corrispettivi di competenza dell'esercizio 2012 riconosciuti alla società di revisione sono pari a 562 migliaia di euro e sono relativi all'attività di revisione contabile del presente bilancio, di quello di consolidato e del bilancio ex Del. 11/08.

### Attività di direzione e coordinamento

L'attività di direzione e coordinamento del Gruppo Enel Rete Gas è dal 1 ottobre 2009 espletata da F2i Reti Italia S.r.l.

Si riportano di seguito i dati essenziali del bilancio di F2i Reti Italia S.r.l. al 31.12.2011.

Migliaia di euro	31/12/2011
<b>Stato Patrimoniale</b>	
Immobilizzazioni	717.496
Attivo Circolante	40.813
Ratei e Risconti attivi	0
Patrimonio Netto	589.678
Fondo Rischi e Oneri	398
TFR	0
Debiti	168.232
Ratei e Risconti passivi	0

	31/12/2011
<b>Conto Economico</b>	
Valore della Produzione	0
Costi della Produzione	(776)
Proventi finanziari	35.816
Oneri finanziari	(12.581)
Proventi straordinari	
Oneri straordinari	(16)
Imposte sul reddito	3.158
Utile(Perdita) dell'esercizio	25.601

## XI. Corporate Governance

### Modello organizzativo e gestionale

Il Decreto Legislativo 8 giugno 2001 n. 231 dal titolo “Disciplina della responsabilità amministrativa delle persone giuridiche, delle società e delle associazioni anche prive di personalità giuridica”, e successive modifiche, ha introdotto la responsabilità amministrativa societaria per alcuni specifici reati (concussione, corruzione, frode in danno di pubblici ufficiali sia in Italia che all'estero, reati societari, ambientali, ecc.) commessi da persone fisiche che rivestono funzioni di rappresentanza, direzione, gestione o amministrazione della società o da persone fisiche sottoposte alla loro direzione o vigilanza.

Il 16 marzo 2011 il Consiglio di Amministrazione della capogruppo - in considerazione dell'uscita della Società dall'ambito del Gruppo ENEL e dell'opportunità di riflettere il contributo, le esperienze e i principi ispiratori forniti in materia da parte del nuovo azionista di controllo F2i Reti Italia S.r.l. - ha approvato e varato, in attuazione di quanto previsto dall'art. 6 del Decreto Legislativo 8 giugno 2001, n. 231/2001, un proprio autonomo e distinto “Modello di organizzazione e di gestione” (in sostituzione del Modello di organizzazione e gestione del Gruppo Enel precedentemente adottato con delibera del Consiglio di Amministrazione del 18 dicembre 2002), nonché nominato l'Organismo di Vigilanza della Società con il compito di vigilare sul funzionamento, sull'aggiornamento continuo, sull'efficacia e sull'osservanza del Modello di organizzazione e gestione ex D.Lgs. 231/2001, in composizione collegiale e con autonomi poteri, di iniziativa e di controllo, nelle persone del Responsabile della funzione Audit interno, Ing. Angelo Santo Bargigia, del Presidente del Collegio Sindacale, Dott. Marco Antonio Modesto Dell'Acqua e dell'Avv. Daniela Mainini, quest'ultima con la carica di Presidente dell'Organismo di Vigilanza stesso.

Scopo del modello è la costruzione e il perfezionamento di un sistema strutturato e organico di procedure nonché di attività di controllo, da svolgersi anche in via preventiva (controllo ex ante), volto a prevenire la commissione delle diverse tipologie di reati contemplate dal Decreto, in particolare, mediante l'individuazione delle “Aree di attività a Rischio” e la loro conseguente proceduralizzazione.

Il Modello in questione è costituito da una “Parte Generale” e da singole “Parti Speciali” predisposte per le diverse tipologie di reato contemplate nel Decreto Legislativo n. 231/2001 e successive modifiche.

Il Modello prevede l'individuazione e proceduralizzazione delle attività ricadenti tra quelle “a rischio” di reato ai sensi del Decreto Legislativo n. 231/2001 a cui si accompagna un'azione di monitoraggio che permetta di intervenire tempestivamente per prevenire o contrastare la commissione dei reati stessi.

## Codice etico

In considerazione del mutato contesto societario, la capogruppo ha altresì approvato e varato nel Consiglio di Amministrazione del 16 marzo 2011 il proprio Codice Etico, che, ispirato alla consapevolezza dei risvolti sociali e ambientali che accompagnano le attività svolte dal Gruppo unitamente alla considerazione dell'importanza rivestita tanto da un approccio cooperativo con gli stakeholders, definisce in dettaglio i principi etici e comportamentali ai quali la Società, le sue controllate ed i rispettivi dipendenti e collaboratori sono tenute ad ispirarsi e conformarsi nello svolgimento delle proprie attività. In particolare, principio ispiratore del Codice Etico della Società è quello di riaffermare come interesse primario dell'azione della medesima il mantenimento e lo sviluppo del rapporto di fiducia con i propri stakeholders, favorendo gli investimenti degli azionisti, la fedeltà dei clienti, l'attrazione delle migliori risorse umane, un rapporto stabile e forte con i fornitori, e l'affidabilità verso i creditori, e - da un punto di vista interno - contribuire a creare un ambiente di lavoro sereno e stimolante, permettere il pieno utilizzo del potenziale umano della società e consentire a quest'ultima di valutare, prendere ed attuare le decisioni strategiche ed organizzative con chiarezza, correttezza, onestà e rapidità.

Enel Rete Gas S.p.A.  
L'Amministratore Delegato  
Ing. Gianclaudio Neri

## **XII. Relazione del Collegio Sindacale**

**ENEL RETE GAS S.P.A.**  
**RELAZIONE DEL COLLEGIO SINDACALE AL BILANCIO**  
**CONSOLIDATO CHIUSO AL 31.12.2012**

Signori Azionisti,

il Consiglio di Amministrazione ha consegnato a questo Collegio il bilancio consolidato del Gruppo ENEL RETE GAS S.p.A.

Il bilancio consolidato dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2012 è stato redatto conformemente ai criteri di valutazione e di misurazione stabiliti dagli International Financial Reporting Standard (IFRS) emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) e adottati dalla Commissione Europea secondo la procedura di cui all'art. 6 del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002 e, ove compatibili, dalle norme del Codice Civile.

Ai sensi dell'art. 37 del D. Lgvo. N. 39 del 27/10/2010 il controllo contabile è stato demandato alla Società di revisione KPMG S.p.A. la quale, non ha segnalato al Collegio Sindacale criticità o fatti di rilievo censurabili relativamente al contenuto del bilancio consolidato.

Il bilancio consolidato dell'esercizio 2012 include 7 Società, compresa ENEL RETE GAS S.p.A.. Il perimetro di consolidamento è costituito dalle seguenti Società:

- F2 i Reti Italia 2 S.r.l.;
- F2 i 5 RETI S.r.l.
- G6 Rete Gas S.p.a.
- Italcogim Velino S.r.l.
- Italcogim Trsporto S.r.l.
- CBL Distribuzione Gas S.r.l.
- Reti Gas S.ca.r.l.



G.P. Gas S.r.l.

I relativi criteri di consolidamento sono contenuti nel paragrafo 4 delle note di commento al bilancio consolidato dell'esercizio 2012.

I bilanci delle controllate, consolidate dal Gruppo ENEL RETE GAS, sono stati redatti adottando, per ogni chiusura contabile, gli stessi principi contabili della Capogruppo ed utilizzando, ove applicabili, i bilanci delle società approvati dalle rispettive assemblee o, in mancanza, sulla base dei progetti di bilancio approvati dai rispettivi organi amministrativi.

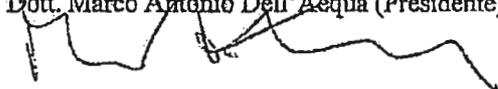
Il Collegio dà atto di aver verificato la rispondenza del bilancio consolidato ai fatti e alle informazioni di cui lo stesso è a conoscenza a seguito della partecipazione degli organi sociali, dell'esercizio dei propri doveri di vigilanza e dei propri poteri di ispezione e di controllo.

Infine il Collegio dà atto di aver accertato la rispondenza e la coerenza della Relazione sulla Gestione con i dati e le risultanze del Bilancio consolidato.

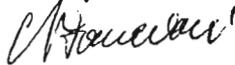
Milano, li 08 aprile 2013

Il Collegio Sindacale

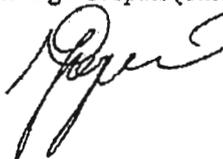
Dott. Marco Antonio Dell'Aquila (Presidente)



Dott. Giancarlo Fornaciari (Sindaco Effettivo)



Dott. Ugo Gaspari (Sindaco Effettivo)



## **XIII. Relazione della Società di revisione**



**KPMG S.p.A.**  
**Revisione e organizzazione contabile**  
Via Vittor Pisani, 25  
20124 MILANO MI

Telefono +39 02 6763.1  
Telefax +39 02 67632445  
e-mail it-fmauditaly@kpmg.it  
PEC kpmgspa@pec.kpmg.it

## **Relazione della società di revisione ai sensi dell'art. 14 del D.Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39**

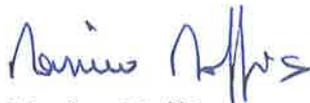
Agli Azionisti della  
Enel Rete Gas S.p.A.

- 1 Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio consolidato, costituito dal conto economico, dal prospetto dell'utile complessivo, dallo stato patrimoniale, dal rendiconto finanziario, dal prospetto delle variazioni del patrimonio netto e dalle relative note esplicative, del Gruppo Enel Rete Gas chiuso al 31 dicembre 2012. La responsabilità della redazione del bilancio in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea compete agli amministratori della Enel Rete Gas S.p.A.. E' nostra la responsabilità del giudizio professionale espresso sul bilancio e basato sulla revisione contabile.
- 2 Il nostro esame è stato condotto secondo i principi di revisione emanati dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili e raccomandati dalla Consob. In conformità ai predetti principi, la revisione è stata pianificata e svolta al fine di acquisire ogni elemento necessario per accertare se il bilancio consolidato sia viziato da errori significativi e se risulti, nel suo complesso, attendibile. Il procedimento di revisione comprende l'esame, sulla base di verifiche a campione, degli elementi probativi a supporto dei saldi e delle informazioni contenuti nel bilancio, nonché la valutazione dell'adeguatezza e della correttezza dei criteri contabili utilizzati e della ragionevolezza delle stime effettuate dagli amministratori. Riteniamo che il lavoro svolto fornisca una ragionevole base per l'espressione del nostro giudizio professionale.  
  
Il bilancio consolidato presenta ai fini comparativi i dati dell'esercizio precedente. Come illustrato nelle note esplicative, in accordo con quanto richiesto dall'IFRS 3 "Aggregazioni Aziendali", gli amministratori hanno riesposto alcuni dati comparativi relativi all'esercizio precedente, rispetto ai dati precedentemente presentati e da noi assoggettati a revisione contabile, sui quali avevamo emesso la relazione di revisione in data 29 maggio 2012. Le modalità di rideterminazione dei dati comparativi e la relativa informativa presentata nelle note esplicative sono state da noi esaminate ai fini dell'espressione del giudizio sul bilancio consolidato chiuso al 31 dicembre 2012.
- 3 A nostro giudizio, il bilancio consolidato del Gruppo Enel Rete Gas al 31 dicembre 2012 è conforme agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea; esso pertanto è redatto con chiarezza e rappresenta in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria, il risultato economico ed i flussi di cassa del Gruppo Enel Rete Gas per l'esercizio chiuso a tale data.

- 4 La Enel Rete Gas S.p.A., come richiesto dalla legge, ha inserito nelle note esplicative i dati essenziali dell'ultimo bilancio della società che esercita su di essa l'attività di direzione e coordinamento. Il giudizio sul bilancio consolidato del Gruppo Enel Rete Gas non si estende a tali dati.
- 5 La responsabilità della redazione della relazione sulla gestione in conformità a quanto previsto dalle norme di legge compete agli amministratori della Enel Rete Gas S.p.A.. E' di nostra competenza l'espressione del giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione con il bilancio, come richiesto dalla legge. A tal fine, abbiamo svolto le procedure indicate dal principio di revisione n. 001 emanato dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili e raccomandato dalla Consob. A nostro giudizio la relazione sulla gestione è coerente con il bilancio consolidato del Gruppo Enel Rete Gas al 31 dicembre 2012.

Milano, 8 aprile 2013

KPMG S.p.A.



Massimo Maffei  
Socio

## XIV. Appendice regolatoria

### *in materia tariffaria*

- avvio del procedimento per la definizione delle disposizioni inerenti la regolazione del nuovo ciclo tariffario 2013-2016 (il cui inizio, come ricordato, è stato poi differito di un anno, al 2014, prorogando al 2013 le disposizioni del periodo regolatorio 2009-2012);
- modifica della regolazione tariffaria per il periodo 2009-2012 relativamente agli aspetti ritenuti illegittimi da TAR e Consiglio di Stato a seguito di ricorsi presentati da taluni operatori, in modo da poter poi procedere alla rideterminazione delle tariffe per gli anni 2009 e 2010 e alla successiva approvazione delle tariffe degli anni 2011, 2012 (e anche 2013 quale anno di proroga del periodo regolatorio 2009-2012);
- modifiche alla regolazione tariffaria del servizio di misura sulle reti di distribuzione del gas naturale da introdurre in relazione agli obblighi previsti dalla delibera ARG/gas 155/08 in materia di installazione di contatori teleletti;
- adeguamento del tasso di riferimento per il calcolo degli interessi di mora da applicare agli esercenti in caso di mancato o parziale versamento delle somme dovute alla Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico;

### *in materia di disciplina dell'accesso alle reti di distribuzione gas e di standard di comunicazione e/o scambio dati tra gli operatori*

- attuazione del primo allineamento delle anagrafiche dei punti di riconsegna tra imprese di vendita e imprese di distribuzione;
- introduzione di una disciplina per la trattazione dei reclami presentati da operatori nei confronti di un gestore di un sistema di trasmissione, trasporto, stoccaggio, GNL o distribuzione, in relazione a quanto previsto dal D.Lgs. 93/11 (c.d. "terzo pacchetto energia");
- avvio di un procedimento per valutare l'istituzione e il funzionamento di una banca dati degli inadempimenti contrattuali dei clienti finali nel settore energetico;
- emanazione della nuova disciplina del c.d. "settlement", ovvero del nuovo processo di bilanciamento del gas naturale, in vigore dal 1° gennaio 2013, a partire dalle comunicazioni funzionali alle allocazioni effettuate dalle imprese di distribuzione verso l'impresa maggiore di trasporto (Snam Rete Gas), prevedendo sessioni mensili di bilanciamento (in occasione delle quali le imprese di distribuzione inviano all'impresa maggiore di trasporto i dati di misura) e una sessione annuale di aggiustamento (nell'ambito della quale viene effettuata la rettifica delle partite economiche tra gli utenti della rete di trasporto, sulle base degli ulteriori dati di misura pervenuti nel frattempo alle imprese di distribuzione);

### *in materia di disciplina di qualità e sicurezza dei servizi gas*

- completamento della determinazione dei livelli di partenza relativi al meccanismo incentivante i recuperi di sicurezza previsto dalla RQDG di cui alla delibera ARG/gas 120/08 per le imprese di distribuzione del gas naturale con più di

50.000 clienti finali (obbligate a partecipare al meccanismo dal 2010), in modo da poter poi procedere all'approvazione dei premi e/o delle penali per l'anno 2010, e poi anche per le imprese con un numero di clienti finali inferiore a 50.000 e superiore o uguale a 10.000 e con un numero di clienti finali inferiore a 10.000 (obbligate a partecipare al meccanismo rispettivamente dal 2011 e 2012);

- verifica della necessità di estendere ulteriormente la deroga alle modalità semplificate per l'attivazione della fornitura per i Comuni della Regione Abruzzo colpiti dal sisma del 06.04.2009;
- avvio del procedimento di revisione delle disposizioni in materia di qualità del servizio per il periodo di regolazione 2013-2016 (il cui inizio, come per il periodo di regolazione tariffaria, è stato poi differito di un anno, al 2014, prorogando al 2013 le disposizioni del periodo regolatorio 2009-2012);

#### ***in materia di misura del gas***

- rimodulazione delle tempistiche del piano di installazione dei contatori elettronici di cui alla delibera ARG/gas 155/08, rivedendo al contempo alcuni aspetti della regolazione tariffaria relativi al servizio di misura, introducendo in particolare costi standard per la valutazione dei nuovi investimenti e meccanismi correlati di profit/loss sharing;

in materia di tutela dei clienti finali:

- introduzione di misure preventive e ripristinatorie nei casi di contratti ed attivazioni non richiesti di forniture di energia elettrica e/o di gas naturale;
- messa a punto del sistema di raccolta dati sugli ammontari di compensazioni erogati dalle imprese (di vendita e di distribuzione);
- istituzione di un servizio di conciliazione per i clienti di energia;
- adozione di disposizioni urgenti in favore delle popolazioni dei Comuni dell'Emilia-Romagna e Regioni limitrofe colpite dal sisma del 20 maggio 2012;
- adozione del nuovo Regolamento dello Sportello per il consumatore di energia istituito presso l'Acquirente Unico, per lo svolgimento delle attività inerenti il trattamento dei reclami;

#### ***in materia di servizi di ultima istanza:***

- adozione, in attesa delle decisioni del TAR Lombardia sui ricorsi contro il servizio di default sulla rete di distribuzione introdotto con la delibera ARG/gas 99/11 (giunte poi con sentenza n. 3228/2012 pubblicata il 28.12.2012 e che ha annullato lo stesso servizio), di misure per:
  - una prima attuazione della disciplina relativa alla morosità gas, introducendo nuove modalità di calcolo delle capacità mensili e settimanali per gli interventi di sospensione della fornitura per morosità che le imprese di distribuzione devono garantire agli utenti delle proprie reti e un meccanismo di copertura, per le stesse imprese di distribuzione, degli oneri connessi all'intervento di interruzione dell'alimentazione (c.d. "taglio colonna");

- il completamento della disciplina relativa al servizio di default, definendo la relativa remunerazione e la possibilità per l'impresa di distribuzione di demandare lo svolgimento di tale servizio ad un fornitore transitorio individuato tramite procedura ad evidenza pubblica;
- adozione di disposizioni per garantire il bilanciamento del sistema di trasporto in relazione ai prelievi presso punti di riconsegna in assenza del relativo utente, introducendo un servizio di "default" relativo alla rete di trasporto;

***in materia di gare per l'affidamento del servizio di distribuzione gas:***

- avvio di un procedimento per l'adozione dei provvedimenti attuativi in materia criteri di gara previsti dal decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 12.11.2011, n. 226 (definizione del format elettronico per i dati sullo stato di consistenza, dell'una-tantum a copertura degli oneri di gara, del contratto di servizio tipo ed individuazione delle modalità operative per la valutazione degli investimenti offerti in tema di efficienza energetica), con l'adozione dei corrispondenti provvedimenti;

***in materia di separazione contabile e amministrativa per gli operatori (unbundling):***

- introduzione di meccanismi di disincentivo ad un non puntuale adempimento degli obblighi di separazione funzionale e/o degli obblighi di separazione contabile;
- prosecuzione del procedimento avviato con deliberazione ARG/com 115/11 per la revisione della disciplina della separazione amministrativa e contabile, al fine di estenderne e coordinarne l'applicazione su tutti i settori di competenza dell'Autorità.

***in materia di efficienza energetica***

- adeguamento della regolazione del meccanismo dei titoli di efficienza energetica in riferimento al sostegno economico alla cogenerazione ad alto rendimento;
- approvazione, nell'ambito delle attività volte a dare attuazione delle disposizioni inerenti i D.M. 20 luglio 2004 e s.m.i., delle proposte di progetto e di programma di misura per progetti di efficienza energetica presentate dagli operatori;

***in materia di trasporto del gas su metanodotto nazionale e stoccaggio (con riflessi anche sull'attività di distribuzione)***

- emanazione di nuove disposizioni per il 2012 in materia meccanismo di contribuzione al contenimento dei consumi di gas naturale ai sensi dei DM 11.09.2007, 29.12.2011;
- approvazione di aggiornamenti del codice di rete;

***in materia di controlli nei confronti degli operatori***

- potenziamento dell'attività di controllo disponendo un numero sempre maggiore di verifiche ispettive nei confronti degli esercenti;
- avvio di istruttorie formali nei confronti di alcuni operatori, irrogando anche sanzioni.

## XV. Appendice “Contesto Normativo”

Per quanto riguarda le norme che disciplinano l'attività svolta dal Gruppo si segnala che sulla G.U. Serie Generale n. 252 del 28.10.2011 è stato pubblicato il decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 18.10.2011 contenente l'elenco puntuale dei comuni che rientrano in ciascuno dei 177 ambiti per l'affidamento tramite gara del servizio di distribuzione del gas naturale, di cui al DM 19 gennaio 2011 “Determinazione degli ambiti territoriali nel settore della distribuzione del gas naturale, da ultimo corretto con comunicato del Ministero dello Sviluppo Economico pubblicato sulla G.U. n. 303 del 30.12.2011.

Sul Supplemento Ordinario della G.U. n. 22 del 27 gennaio 2012 è stato pubblicato il Decreto Ministero dello Sviluppo Economico n. 226 del 12 novembre 2011, recante il Regolamento per i criteri di gara per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas.

Il regolamento entra in vigore il quindicesimo giorno successivo alla pubblicazione, come specificato all'art. 19.

Il DM introduce una dettagliata disciplina della fase precedente la gara (artt.2/4) ed in particolare regola le modalità di aggregazione degli enti concedenti e gli obblighi di comunicazione dei gestori uscenti, il rimborso spettante al gestore uscente (artt. 5/8), lo svolgimento delle operazioni di gara (artt.9/16), il monitoraggio degli effetti del decreto (artt.17/19).

Il DM individua vari provvedimenti attuativi:

- Contratto di servizio tipo (Ministero su proposta AEEG ex art.14, comma 1 D.Lgs. N.164/2000; approvata con delibera 514/2012/R/gas del 06.12.2012 la proposta di schema di contratto tipo da sottoporre al MSE.
- Standard stato di consistenza (AEEG ex art. 4 DM n.226/2011); L'AEEG, con deliberazione n. 532/2012/R/GAS del 13.12.2012, ha predisposto il formato unico elettronico che dovrà essere utilizzato a decorrere dal 01.01.2013 e, fino ad allora, dovranno essere utilizzati i formati cartacei predisposti ed allegati alla medesima deliberazione;
- Prezziario per valutazione investimenti (AEEG ex art.5 DM n.226/2011)
- Calcolo oneri di gara (AEEG ex art.8 DM n.226/2011); l'AEEG, con deliberazione n. 407/2012//R/gas del 11.10.2012 ha individuato i relativi criteri
- Modalità relative agli investimenti in efficienza energetica offerti a gara (AEEG ex art.13 DM n.226/2011);
- Monitoraggio e supporto con programma di calcolo VIR (Ministero ex art.17 DM n.226/2011).

Sul Supplemento Ordinario della G.U. n. 71 del 24.3.2012 è stato convertito in legge senza modifiche l'art.25 D.L. n.1/2012, nella parte che riguarda la disciplina degli

obblighi di comunicazione dei gestori di pubblici servizi (attualmente commi 6 e 7); la legge entra in vigore il giorno successivo alla pubblicazione

L'art. 25 dispone che l'obbligo dei concessionari ed affidatari di servizi pubblici locali, a seguito di specifica richiesta, di fornire agli enti locali che decidono di bandire le gare per l'affidamento del servizio i dati concernenti:

- le caratteristiche tecniche degli impianti e delle infrastrutture,
- il loro valore contabile di inizio esercizio, secondo parametri di mercato, le rivalutazioni e gli ammortamenti e
- ogni altra informazione necessaria per definire i bandi.

Il ritardo nella comunicazione oltre il termine di sessanta giorni dalla richiesta e la comunicazione di false informazioni integrano illecito per il quale il Prefetto, su richiesta dell'ente locale, irroga sanzione amministrativa pecuniaria da 5000 a 500.000 euro, ferma restando l'eventuale applicabilità delle sanzioni previste dalle norme antitrust sull'abuso di posizione dominante.

Sul Bollettino Ufficiale Regione Lombardia n. 16 del 20 aprile 2012 è stata pubblicata la Legge Regionale Lombardia n. 7 sulle "Misure per la crescita, lo sviluppo e l'occupazione" pubblicata sul rile, ai fini di agevolare l'aggiornamento del catasto del sottosuolo, all'art. 42 punto 3 prevede che tutti i soggetti che gestiscono infrastrutture presenti sul sottosuolo, devono presentare entro il 30 giugno agli uffici comunali competenti la documentazione cartografica, su supporto informatico, dell'infrastruttura gestita con l'indicazione dell'ubicazione e delle dimensioni della stessa. L'analogo obbligo grava sul soggetto attuatore in occasione di interventi di realizzazione o posa di nuove infrastrutture civili. E' altresì stabilito che la giunta regionale, con propria deliberazione, definirà la modalità di attuazione della disposizione.

L'inosservanza di tali obblighi, al punto 4 dello stesso articolo 42, comporta una sanzione minima di euro 5 e massima di euro 15 per ogni metro lineare di infrastruttura, nonché l'interdizione al rilascio di nuovi titoli abilitativi per la realizzazione di infrastrutture nel sottosuolo del medesimo territorio. E' previsto al riguardo un successivo regolamento con disposizioni attuative ed esecutive.

Sulla G.U. del 26.6.2012 è stato pubblicato il D.L. n. 83 (Misure urgenti per la crescita del Paese); l'art. 37 D.L., nel modificare gli artt. 14 e 15 del D.Lgs. 164/00, prevede la possibilità di partecipare alle prime gare della distribuzione per i titolari di affidamenti diretti ante Letta anche se gestiscono servizi pubblici locali diversi dalla distribuzione di gas naturale in virtù di affidamento diretto.

Sono inoltre fatte salve le disposizioni dell'articolo 46-bis D.L. n. 159/07 e gli ambiti di distribuzione gas determinati ai sensi del medesimo articolo in base a cui devono essere espletate le gare in conformità con l'articolo 24, comma 4 del D.lgs. n.93/11.

Tale Decreto Legge è stato convertito in Legge n. 134 del 07.08.2012, che non ha apportato variazioni all'art. 37 sopra indicato.

Sulla G.U. del 19.10.2012 n. 245 è stato pubblicato il D.L. n. 179 del 18.10.2012, convertito in Legge n. 221 del 17.12.2012, pubblicata sulla G.U. n. 294 del 18.12.2012, e contenente, all'art. 34 una disciplina per i servizi pubblici locali di rilevanza economica, non applicabile al servizio di distribuzione del gas naturale; il D.L. prevede, inoltre, che restano ferme le disposizioni di cui all'art. 37 del D.L. 83/12 conv. in L. 134/12 sopra richiamato.