

Relazione Finanziaria
Annuale 2013

The main cover image features a large, circular, dark blue frame that resembles a gas pipe or a lens. Through this frame, two workers in safety gear (hard hats and high-visibility vests) are visible, working on a large pipe. In the background, a large, classical-style building with a dome and a cross on top is visible under a clear blue sky. The overall composition is clean and professional, emphasizing the company's industrial and infrastructure focus.

ITALGAS

MISSIONE

Italgas opera nel settore della distribuzione del gas metano, con competenze di eccellenza e un forte posizionamento sul mercato.

La Società è orientata a incrementare la propria leadership offrendo servizi di qualità, consolidando il rapporto di collaborazione con i Comuni e valorizzando il proprio patrimonio di strutture industriali e di capacità professionali.

STORIA

Italgas inizia il suo cammino oltre 170 anni fa: il 12 settembre 1837 nasce la Compagnia di illuminazione a Gaz per la Città di Torino, prima impresa italiana, e tra le prime in Europa, per la produzione e la distribuzione del gas illuminante.

Conta appena settanta dipendenti ma, dopo solo due anni, alimenta già 1.600 lampioni, soppiantando le vecchie lampade a olio.

L'espansione nel resto del Regno d'Italia inizia venticinque anni dopo con la nuova denominazione di Società Italiana per il Gas.

Negli anni successivi, con l'avvento dell'energia elettrica, l'azienda cambia la propria offerta e avvia la distribuzione di gas manifatturato per la cottura dei cibi e il riscaldamento.

Nel 1967 Italgas entra a far parte dell'Eni, già allora una delle più importanti realtà energetiche internazionali.

Con la progressiva affermazione del gas naturale, e con lo sviluppo della rete dei gasdotti di trasporto realizzata a partire dagli anni '70, la Società si concentra sulla costruzione delle reti per la distribuzione cittadina e sulla vendita del gas per usi civili, assumendo un ruolo da protagonista nello sviluppo della metanizzazione del Paese.

Nel 2000, in ottemperanza alle nuove disposizioni di legge riguardanti la separazione dell'attività di distribuzione del gas da quella della vendita, quest'ultima viene scorporata, confluendo nella Divisione Gas and Power di Eni.

Dal 1° luglio 2009 Italgas, insieme a Stogit e Gnl Italia, fa parte di Snam, che rappresenta un operatore integrato di assoluta rilevanza a livello nazionale ed europeo, per tutta la filiera delle attività regolate del settore del gas (trasporto, stoccaggio, distribuzione e rigassificazione).

Relazione Finanziaria Annuale 2013

Relazione sulla gestione

4	Lettera agli Azionisti e agli Stakeholder
6	Organi Sociali
7	Profilo dell'anno
10	Profilo della società
11	Il servizio di distribuzione gas
20	Operazioni societarie
21	Commento alla situazione economica, finanziaria e patrimoniale
35	Fattori di rischio e di incertezza
41	Informazioni sull'attività e i risultati delle imprese controllate
43	Apporto al bilancio consolidato della controllante Snam settore distribuzione gas
44	Altre informazioni
48	Evoluzione prevedibile della gestione
49	Persone e organizzazione
52	Salute, sicurezza, ambiente e qualità
54	Innovazione tecnologica e attività di ricerca
56	Quadro tariffario
60	Quadro normativo
65	Glossario

Bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2013

69	Schemi di bilancio
74	Note al bilancio di esercizio
124	Proposte del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli Azionisti
125	Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea degli Azionisti
127	Relazione della Società di Revisione
129	Deliberazioni dell'Assemblea degli Azionisti

Disclaimer

La Relazione finanziaria annuale contiene dichiarazioni previsionali (“forward-looking statements”), in particolare nella sezione “Evoluzione prevedibile della gestione” relative a piani di investimento e performance gestionali future. I forward-looking statements hanno per loro natura una componente di rischio e di incertezza perché dipendono dal verificarsi di eventi e sviluppi futuri. I risultati effettivi potranno pertanto differire rispetto a quelli annunciati in relazione a diversi fattori, tra cui: il quadro normativo e tariffario, le performance operative effettive, le condizioni macroeconomiche generali, l’impatto delle regolamentazioni in campo energetico e in materia ambientale, il successo nello sviluppo e nell’applicazione di nuove tecnologie e altri cambiamenti nelle condizioni di business.

Lettera agli Azionisti e agli Stakeholder

Marco Reggiani
(Presidente)



Paolo Mosa
(Amministratore Delegato)



Signori Azionisti e Stakeholder,

l'esercizio 2013 ha rappresentato un ulteriore anno di transizione ai fini del riassetto del mercato della distribuzione gas, caratterizzandosi tra l'altro, per la prima volta dopo molti anni, dall'assenza di gare a livello nazionale per l'aggiudicazione del servizio distributivo.

Agli inizi del 2013, è stato sostanzialmente completato il quadro normativo di riferimento con la definizione dello schema del contratto di servizio tipo proposto dall'Autorità e approvato dal Ministero dello Sviluppo Economico che disciplina l'oggetto e la durata del contratto, gli obiettivi generali del servizio e le condizioni alla scadenza dell'affidamento.

Tale schema di contratto si era aggiunto, infatti, alla definizione degli ambiti territoriali, ossia dell'aggregazione di comuni al cui livello sono indette le gare per l'assegnazione del servizio distributivo, e del bando di gara tipo, tutte condizioni essenziali e propedeutiche all'indizione delle gare.

Alla sostanziale definizione del contesto legislativo, non ha fatto seguito l'emanazione da parte degli enti concedenti dei bandi di gara e neppure la nomina delle cosiddette stazioni appaltante, ossia del comune con funzione di capofila per conto degli altri facenti parte dello stesso ambito, nei casi previsti dal Decreto interministeriale n. 226 del 2011.

Al fine di accelerare il processo di avvio delle procedure di gara per l'affidamento del servizio di distribuzione gas, è quindi intervenuto il legislatore nazionale con la Legge n. 98/13, che ha ribadito la perentorietà dei termini di subentro delle regioni e del Ministero dello Sviluppo Economico in caso di inerzia rispettivamente dei comuni e delle regioni e le date per l'individuazione delle stazioni appaltanti (nei casi in cui a livello di ambito non sia presente il capoluogo di provincia) o per l'emissione dei bandi di gara.

Nell'attesa di tali sviluppi e soprattutto dell'emissione dei primi bandi, Italgas si conferma disponibile a cogliere le opportunità che il mercato della distribuzione del gas potrà presentare, individuando le soluzioni ottimali e più convenienti nell'ottica di favorire uno sviluppo efficiente del servizio di distribuzione del gas naturale a beneficio dei clienti serviti.

La Società nel 2013, in un contesto nazionale caratterizzato da una persistente crisi economico-finanziaria, ha confermato la propria strategia di sviluppo, basata sulla realizzazione di un significativo piano di

investimenti (318 milioni di euro), incentrato sulle estensioni delle reti e sul rinnovo delle tratte obsolete, unitamente alla prosecuzione del piano di sostituzione dei misuratori e di realizzazione del progetto di telelettura.

L'utile operativo del 2013 è stato pari a 452 milioni di euro, in diminuzione di 105 milioni di euro rispetto al precedente esercizio che aveva beneficiato di conguagli tariffari relativi agli anni 2009-2011 per un ammontare di 128 milioni di euro.

L'utile netto ha raggiunto i 315 in diminuzione di 41 milioni di euro essenzialmente per la predetta riduzione dell'utile operativo.

In sintesi i risultati che abbiamo ottenuto nel 2013 sono eccellenti a conferma, ancora una volta, della solidità della società e della sua capacità di creare valore.

Il quotidiano impegno, la dedizione e l'attitudine al miglioramento delle persone che operano nella Vostra Società sono alla base dei risultati raggiunti e consentiranno di affrontare con successo le nuove opportunità e le sfide derivanti dall'evoluzione del settore distribuzione gas.

Torino, 20 febbraio 2014

per il Consiglio di Amministrazione

Il Presidente

L'Amministratore Delegato

Organi Sociali

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE ¹

Marco Reggiani	Presidente ²
Paolo Mosa	Amministratore Delegato ³
Guido Corradi	Amministratore ⁴
Maria Patrizia Grieco	Amministratore ⁴
Antonio Paccioretti	Amministratore

COLLEGIO SINDACALE ⁵

Roberto Lonzar	Presidente
Stefania Mancino	Sindaco effettivo
Paolo Piccatti	Sindaco effettivo
Venanzio Cassi	Sindaco supplente
Gabriele Bisceglie	Sindaco supplente

SOCIETÀ DI REVISIONE ⁶

Reconta Ernst & Young S.p.A.

¹ Nominato dall'Assemblea degli Azionisti del 18 aprile 2012, in carica fino all'approvazione del bilancio di esercizio al 31 dicembre 2014.

² Nominato Presidente dal Consiglio di Amministrazione del 18 aprile 2012.

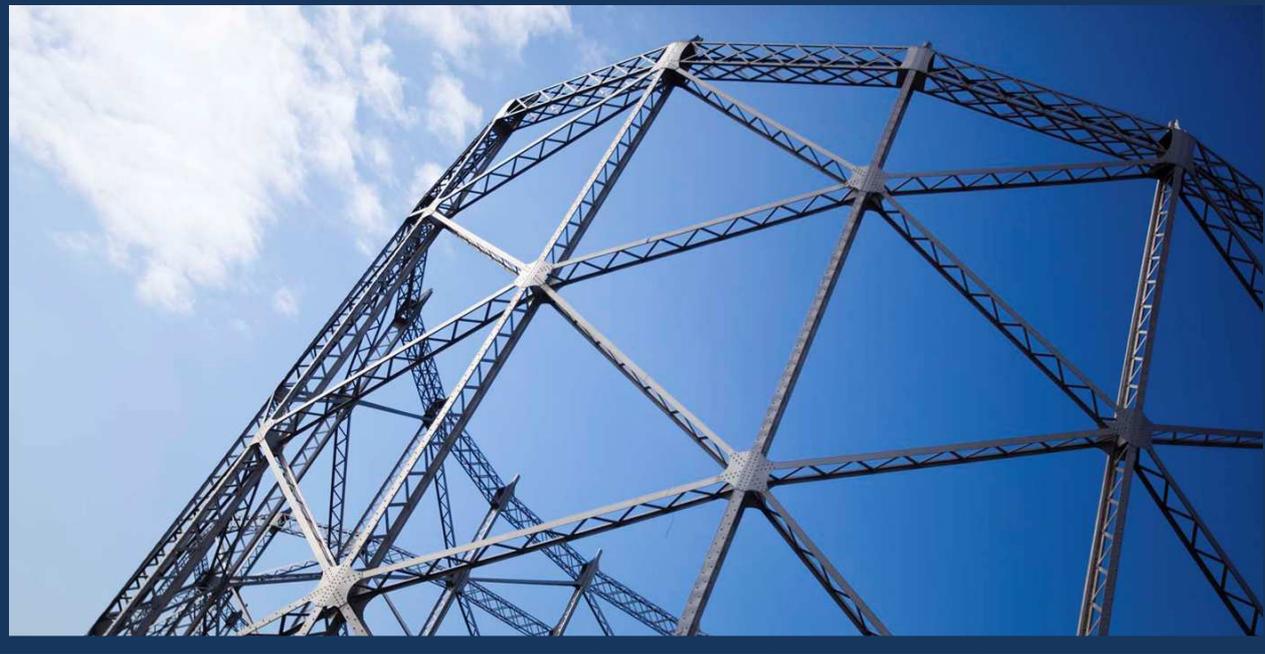
³ Nominato Amministratore Delegato dal Consiglio di Amministrazione del 18 aprile 2012.

⁴ Nominati dall'Assemblea degli Azionisti del 21 giugno 2013 a integrazione della composizione del Consiglio di Amministrazione in coerenza con il provvedimento dell'8 agosto 2012, n. 23824 dell'AGCM.

⁵ Nominato dall'Assemblea degli Azionisti del 22 marzo 2013 a seguito delle dimissioni rassegnate da tutti i componenti: Giovanna Campanini, Presidente; Laura Guazzoni e Fabio Mancini, Sindaci effettivi; Giulio Gamba e Gianluca Officio, Sindaci supplenti. Il Collegio Sindacale nell'attuale composizione è in carica fino all'approvazione del bilancio di esercizio al 31 dicembre 2015.

⁶ Incarico conferito dall'Assemblea degli Azionisti del 21 aprile 2010 per gli esercizi 2010-2018.

Profilo dell'anno



I RISULTATI

L'utile operativo adjusted (EBIT adjusted) conseguito nel 2013, che esclude gli special item, ammonta a 462 milioni di euro, in riduzione di 95 milioni di euro, pari al 17,1% rispetto all'esercizio 2012.

La riduzione dell'utile operativo adjusted è attribuibile principalmente: (i) ai minori ricavi per la distribuzione del gas naturale (-107 milioni di euro); (ii) alla riduzione degli altri ricavi e proventi (-32 milioni di euro), a seguito essenzialmente delle minori plusvalenze su concessioni di distribuzione di gas naturale; (iii) ai maggiori ammortamenti di periodo (-18 milioni di euro) dovuti oltre che all'entrata in esercizio di nuove infrastrutture, anche agli effetti connessi agli oneri sostenuti per l'aggiudicazione della concessione di Roma, dove Italgas non è più proprietaria degli asset, ma titolare di una concessione d'uso sugli stessi (-15 milioni di euro). I suddetti oneri, al netto del valore di rimborso così come determinato dal contratto stipulato con il Comune di Roma, sono ammortizzati sulla base della durata della concessione (12 anni).

Tali fattori sono stati in parte assorbiti dalla riduzione dei costi operativi (+56 milioni di euro) a seguito della dinamica dei fondi rischi e oneri che risente in misura rilevante degli accantonamenti al fondo per oneri ambientali effettuati nel 2012 (79 milioni di euro).

L'utile netto adjusted di 321 milioni di euro, si riduce di 40 milioni di euro, pari al 11,1% rispetto al 2012 per effetto principalmente della predetta riduzione dell'utile operativo adjusted di 95 milioni di euro.

Il fabbisogno finanziario per gli investimenti tecnici netti (308 milioni di euro) e il pagamento dei dividendi (356 milioni di euro) hanno interamente assorbito il flusso di cassa netto dell'attività operativa (432 milioni di euro) determinando un aumento dell'indebitamento finanziario netto pari a 195 milioni di euro.

IL DIVIDENDO

I risultati economico-finanziari realizzati dalla Società nel 2013 consentono la distribuzione di un dividendo, soggetta all'approvazione dell'Assemblea degli Azionisti, di euro 0,6245 per azione, pari a complessivi 157.538.439,59 euro, in pagamento dal quindicesimo giorno successivo alla data dell'Assemblea degli Azionisti.

PRINCIPALI EVENTI

Attivazione delle reti di distribuzione in 6 comuni in Calabria e 1 comune in Lazio

A seguito del completamento dei lavori di metanizzazione nel corso dell'anno sono entrate in esercizio 7 concessioni nei comuni di Firmo (CS), Lungro (CS), Cantalice (RI), Platania (CZ), Agnana Calabria (RC), Antonimina (RC) e Canolo (RC).

Rideterminazione delle tariffe di riferimento e delle opzioni tariffarie per i servizi di distribuzione e misura per gli anni dal 2009 al 2013

L'Autorità per l'energia elettrica il gas ed il servizio idrico (di seguito Autorità), con la Delibera n. 328/2013/R/gas ha rideterminato le tariffe di riferimento per gli anni dal 2009 al 2013, accogliendo alcune istanze di rettifica dei dati a seguito di approfondimenti condotti sugli investimenti relativi alla sostituzione delle condotte in ghisa con giunti di canapa e piombo e sui contributi riferiti a dismissioni. Le tariffe di riferimento relative al 2013 sono state rideterminate anche per tenere conto di costi incrementali, riconosciuti dall'Autorità, sostenuti dagli operatori.

Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019

Con la Delibera n. 573/13 l'Autorità ha definito i criteri tariffari per il servizio di distribuzione e per il servizio di misura per il quarto periodo di regolazione, dal 1 gennaio 2014 al 31 dicembre 2019.

Il tasso di remunerazione (WACC) del capitale investito netto (RAB) è stato fissato pari a 6,9% in termini reali prima delle imposte per il servizio di distribuzione e pari a 7,2% in termini reali prima delle imposte per il servizio di misura. Inoltre viene introdotta una revisione biennale del tasso di remunerazione del capitale investito netto attraverso l'aggiornamento del solo rendimento delle attività prive di rischio.

Rapporti con gli enti concedenti

Con Decreto del 5 febbraio 2013, il Ministro dello Sviluppo Economico ha definitivamente approvato il contratto di servizio tipo per lo svolgimento dell'attività di distribuzione del gas naturale ai sensi dell'articolo 14.1 del D.Lgs n. 164/00. Lo schema del contratto di servizio tipo disciplina, tra l'altro, l'oggetto e la durata del contratto, gli obiettivi generali del servizio e le condizioni alla scadenza dell'affidamento.

L'articolo 4 della Legge n. 98/13 ha modificato i termini previsti dal D.M. n. 226/11 relativi all'avvio delle procedure di gara per l'affidamento del servizio di distribuzione gas che diventano di natura perentoria. Scaduti tali termini, la Regione con competenza sull'ambito avvia la procedura di gara attraverso la nomina di un commissario ad acta, ai sensi dell'articolo 14, comma 7, del D.Lgs n. 164/00. Decorsi quattro mesi dalla scadenza dei citati termini perentori, senza che la Regione competente abbia proceduto alla nomina del commissario ad acta, il Ministero dello Sviluppo Economico, sentita la Regione, interviene per dare avvio alla gara, nominando un commissario ad acta.

Il D.L. 23 dicembre 2013 n. 145, che dovrà essere convertito in Legge entro 60 giorni dalla pubblicazione, ha stabilito che il valore di rimborso riconosciuto ai gestori uscenti del servizio di distribuzione gas, titolari degli affidamenti e delle concessioni in essere nel periodo transitorio, è calcolato nel rispetto di quanto stabilito nelle convenzioni o nei contratti, e, per quanto non desumibile dalla volontà delle parti, non più con i criteri di cui alle lettere a) e b) dell'articolo 24 del R.D. 15 ottobre 1925, n. 2578, ma con le modalità di cui all'articolo 14, comma 8, dello stesso D.Lgs n. 164/00, come successivamente integrato e modificato. In ogni caso, dal valore di rimborso sono detratti i contributi privati relativi ai cespiti di località, valutati secondo la metodologia della regolazione tariffaria vigente.

PRINCIPALI DATI

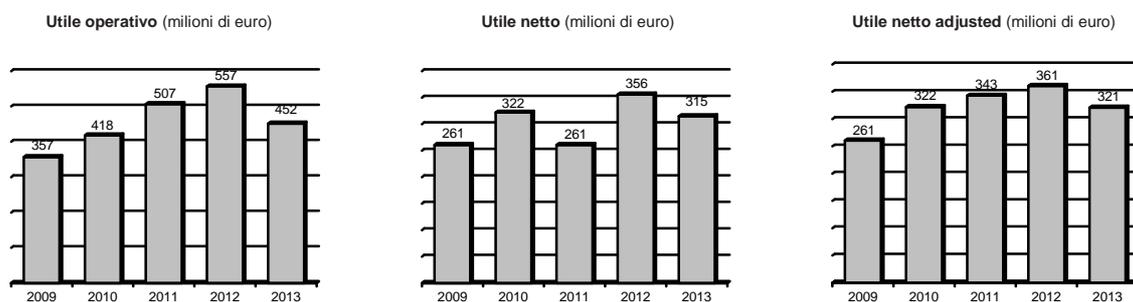
Riepilogo dei principali risultati economici, finanziari e patrimoniali	(milioni di €)	2011	2012	2013
Ricavi totali (*)		1.229	1.362	1.220
Ricavi totali al netto degli effetti dell'IFRIC 12		900	1.070	937
Margine operativo lordo (EBITDA)		663	741	654
Utile operativo (EBIT)		507	557	452
Utile netto		261	356	315
Utile netto adjusted		343	361	321
Investimenti		360	324	318
Flusso di cassa netto da attività operativa		527	440	432
Capitale investito netto (**)		3.409	3.595	3.751
Patrimonio netto (**)		2.139	2.233	2.194
Indebitamento finanziario netto		1.270	1.362	1.557
Utile netto per azione		1,04	1,41	1,25
R.O.I. (***)		15,0%	15,9%	12,3%
R.O.E. (****)		12,3%	16,3%	14,2%

(*) A partire dal 1° gennaio 2010 la voce include gli effetti derivanti dall'applicazione dell'interpretazione del principio contabile internazionale IFRIC 12 "Accordi per servizi in concessione". L'applicazione di tale interpretazione non ha determinato alcun effetto sui risultati della Società, salvo l'iscrizione, in pari misura, dei ricavi e dei costi relativi alla costruzione e al potenziamento delle infrastrutture di distribuzione (329 milioni di euro nel 2011, 292 milioni di euro nel 2012 e 283 milioni di euro nel 2013).

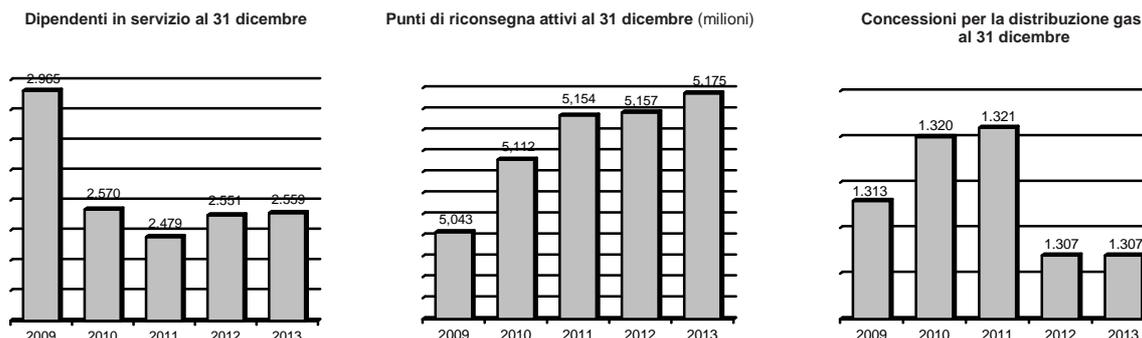
(**) I valori del 2012 sono stati rideterminati a seguito dell'applicazione retrospettica delle nuove disposizioni dello IAS 19.

(***) Il *Return On Investment* (ROI) è stato determinato come rapporto tra l'utile operativo e la media del capitale investito netto iniziale e finale del periodo.

(****) Il *Return On Equity* (ROE) è stato determinato come rapporto tra l'utile netto e la media del patrimonio netto iniziale e finale del periodo.



Riepilogo dei principali risultati operativi	2011	2012	2013
Concessioni	1.321	1.307	1.307
Punti riconsegna attivi	5.153.510	5.156.605	5.175.236
Trasporto gas (milioni di mc)	6.897	6.900	6.912
Dipendenti in servizio	2.479	2.551	2.559



Profilo della società



Italgas, società facente capo a Snam, è leader in Italia nel settore della distribuzione del gas naturale.

Il servizio di distribuzione consiste nel trasporto del gas, attraverso reti di gasdotti locali, dai punti di consegna presso le cabine di riduzione e misura interconnesse con le reti di trasporto (“city-gates”) fino ai punti di riconsegna presso i clienti finali (famiglie, imprese, ecc.).

Inoltre, Italgas svolge l’attività di misura, che consiste nella determinazione, rilevazione, messa a disposizione e archiviazione dei dati di misura del gas naturale prelevato sulle reti di distribuzione.

La Società è soggetta a regolazione da parte dell’Autorità, che definisce sia le modalità di svolgimento del servizio sia le tariffe di distribuzione e misura.

L’attività di distribuzione gas è stata tradizionalmente svolta in regime di concessione tramite affidamento del servizio su base comunale. Nel 2011 sono stati adottati quattro decreti ministeriali di riforma della normativa che regola il settore. In particolare, con un apposito decreto sono stati istituiti 177 ambiti territoriali minimi pluri-comunali (ATM) in base ai quali dovranno essere necessariamente assegnate le nuove concessioni.

Il servizio di distribuzione del gas è effettuato trasportando il gas per conto delle società di vendita autorizzate alla commercializzazione nei confronti dei clienti finali.

Il rapporto tra le società di distribuzione e le società di vendita è regolato da un apposito documento, definito “Codice di Rete”⁷, nel quale sono precisate le prestazioni svolte dal distributore, suddivise fra quelle principali (servizio di distribuzione del gas; gestione tecnica dell’impianto distributivo; ecc.), accessorie (esecuzione di nuovi impianti; modifica o rimozione di impianti esistenti; attivazione, disattivazione, sospensione e riattivazione della fornitura ai clienti finali; verifica del gruppo di misura su richiesta dei clienti finali, ecc.) e opzionali (manutenzione dei gruppi di riduzione e misura di proprietà dei clienti finali, ecc.).

⁷ A tale riguardo si rimanda a quanto descritto nel successivo capitolo “Il servizio di distribuzione gas – Attività commerciale”.

Il servizio di distribuzione gas



IL SISTEMA DISTRIBUTIVO: MODALITÀ DI FUNZIONAMENTO E DATI OPERATIVI

Italgas svolge l'attività di distribuzione di gas naturale avvalendosi di un sistema integrato di infrastrutture, principalmente di proprietà, composto da:

- cabine per il prelievo (punti di consegna) del gas dalla rete nazionale di gasdotti;
- impianti di riduzione della pressione;
- rete di trasporto locale e di distribuzione;
- impianti di derivazione d'utenza;
- punti di riconsegna in cui sono installati i misuratori presso i clienti finali.

Nei punti di consegna del gas è effettuata la misurazione, l'odorizzazione e la riduzione di pressione del gas in transito, destinato a essere trasportato sino ai punti di riconsegna presso i singoli clienti finali (consumatori domestici o industriali) dove il gas è nuovamente misurato.

Al 31/12/2013 Italgas dispone di 580 cabine di prelievo, dotate di un sistema di telecontrollo per garantire interventi tempestivi, sia in caso di anomalie sia di limitazioni o interruzioni del servizio regionale, nonché di un sistema di telelettura continuo della misura del gas in ingresso nella propria rete.

Per l'attività di riduzione della pressione del gas prima della sua consegna ai singoli clienti finali, la Società è dotata di 6.381 gruppi di riduzione finale, 6.119 gruppi di riduzione industriale e gruppi di riduzione d'utenza, posti presso il punto di riconsegna del gas ai clienti finali.

Italgas dispone inoltre di 38 impianti di distribuzione utilizzati per canalizzare GPL (gas di petrolio liquefatto).

Al 31/12/2013 la rete di canalizzazione gestita da Italgas si estende per 47.818 km (47.446 km al 31/12/2012) e si suddivide, in funzione della classe di pressione, in tubazioni:

- di alimentazione principale (maggiore di 12 bar);
- in media pressione (fino a 5 bar);
- in bassa pressione (fino a 0,04 bar).

L'aumento di 372 chilometri rispetto al 31 dicembre 2012 è principalmente attribuibile:

- alla costruzione di nuove reti, in particolare nella regione Calabria;
- alle estensioni delle reti realizzate a fronte di impegni derivanti dai contratti di concessione.

Italgas è impegnata nel mantenere un costante livello di efficienza delle proprie reti, attraverso il rinnovo delle tratte di tubazioni obsolete. In particolare, nel corso del 2013 sono stati sostenuti investimenti per la sostituzione delle tubazioni in ghisa grigia con giunti di canapa e piombo. Complessivamente nelle aree di Venezia e di Roma sono stati rinnovati circa 108,5 km di tubazione stradale.

Inoltre, particolarmente significativo è stato il piano per il rinnovo del parco contatori. Nel corso del 2013 sono stati sostituiti circa 313 mila contatori con oltre 15 anni di età.

Per garantire nel tempo condizioni di sicurezza, efficienza ed eccellenza nella gestione di un sistema distributivo diffuso e complesso come quello di Italgas, la Società opera un attento monitoraggio delle condizioni di svolgimento del servizio ed effettua costanti interventi di manutenzione, nel rispetto delle normative tecniche del settore, delle disposizioni di legge e delle prescrizioni dell'Autorità.

In particolare la Società verifica costantemente le condizioni delle tubazioni in acciaio: nel 2013 sono stati monitorati circa 7.200 punti significativi della rete ed effettuate circa 24 mila misure puntuali.

Un ulteriore controllo preventivo sull'affidabilità del sistema distributivo, importante fonte di informazioni per la scelta degli interventi da realizzare, è costituito dalla ricerca delle dispersioni di gas in atmosfera.

Nel corso del 2013 sono stati ispezionati oltre 23 mila km di rete, registrando standard qualitativi superiori rispetto a quelli stabiliti dall'Autorità, come di seguito evidenziato.

Per rendere percepibile, in caso di dispersioni, la presenza di metano, gas altrimenti inodore e incolore, Italgas utilizza impianti di odorizzazione dotati di innovativi sistemi automatici a iniezione, che consentono di dosare la quantità di odorizzante, in funzione dei volumi di gas distribuiti.

I controlli sul grado di odorizzazione sono effettuati con metodi gascromatografici o rinoanalitici. Nel corso del 2013 sono state effettuate:

- per quanto riguarda il gas naturale 7.081 prove sulla rete e 1.183 sulle cabine (totale 8.264);
- per quanto riguarda il GPL 86 prove sulla rete e 90 sulle cabine (totale 176).

Inoltre, il presidio di Italgas sulla propria rete di distribuzione è svolto attraverso la gestione del Pronto Intervento al servizio delle Pubbliche Amministrazioni, delle Autorità, delle società di vendita e di tutti i cittadini in caso di emergenze, incidenti e guasti sulla linea distributiva.

Per le attività operative, la Società si avvale di una struttura organizzativa articolata su:

- un centro integrato di supervisione a livello nazionale (telecontrollo degli impianti, ricezione e gestione delle richieste di intervento);
- unità operative, dislocate sul territorio servito, espressamente dedicate alla gestione degli interventi.

Il centro integrato è composto da 2 siti di supervisione a Torino e Napoli, presidiati 24 ore su 24, 365 giorni all'anno; attraverso un unico numero verde a livello nazionale (800.900.999), è possibile accedere al centro integrato che garantisce la tempestiva e ininterrotta ricezione delle chiamate. Il personale operante, debitamente qualificato, è in grado di gestire le chiamate in funzione dell'anomalia segnalata, fornendo le prime indicazioni sui comportamenti da adottare.

Nel 2013 sono state ricevute circa 596 mila chiamate al centro di supervisione integrato, di cui 270 mila hanno generato un colloquio diretto con il cliente; tali chiamate hanno dato origine a oltre 111 mila interventi delle unità operative presenti sul territorio.

Italgas ha mantenuto nel 2013 i livelli di eccellenza raggiunti negli ultimi anni in relazione agli standard di qualità stabiliti dall'Autorità con la Delibera ARG/gas n. 120/08.

Tali indici sono sia di tipo commerciale (afferenti prevalentemente la preventivazione e l'esecuzione dei lavori presso i clienti finali, l'attivazione e la disattivazione della fornitura, la puntualità per appuntamenti) sia di tipo tecnico (relativi ai tempi di pronto intervento e al numero di controlli effettuati per l'odorizzazione).

I risultati raggiunti nel 2013 sono sintetizzati nella seguente tabella:

Target AEEG	Ambito (Attività)	Indicatore	Risultati
100%	Qualità commerciale (richieste prestazione)	(% pratiche conformi)	99,4%
100%	Qualità commerciale (rispetto appuntamento)	(% pratiche conformi)	99,2%
>95%	Qualità tecnica (pronto intervento)	(% standard aziendale)	98,3%
2.391	Qualità tecnica (odorizzante)	(n. misure conformi)	6.914

Con la Delibera n. 229/2013/R/gas l'Autorità ha determinato, per ogni ambito provinciale di impresa e sulla base delle verifiche ispettive effettuate sui dati forniti dai distributori, gli incentivi e le penalità complessivi, relativi ai recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione gas per l'anno 2011. L'Autorità ha, quindi, dato mandato alla Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico di effettuare il pagamento degli incentivi complessivi per le componenti odorizzazione e dispersioni, che, per Italgas, sono pari a 4 milioni di euro.

Italgas dispone di un efficiente e capillare sistema di telecontrollo degli impianti (1.015 gruppi di riduzione, 98 punti significativi di rete controllati a distanza e 580 cabine telelette), per garantire interventi tempestivi sia in caso di anomalie sia di limitazioni o interruzioni del servizio.

Tale sistema, costantemente presidiato dal Centro Integrato di supervisione, permette di:

- rilevare istantaneamente i volumi di gas che entrano nelle reti e i parametri degli impianti ausiliari, necessari per eventuali manovre di regolazione;
- documentare ogni eventuale anomalia e le conseguenti azioni correttive adottate;
- elaborare i dati monitorati.

I dati provenienti dal telecontrollo e dalla telelettura sono resi immediatamente disponibili su tutto il territorio nazionale in via telematica, in modo da permettere alle unità operative di disporre di un quadro costantemente aggiornato sullo stato del sistema distributivo.

Nel 2013 sono proseguiti, come previsto dalla Delibera n. 631/2013/R/gas (ex Delibera ARG/gas n. 155/08 e s.m.i.), gli interventi per l'introduzione della telelettura dei misuratori presso i clienti finali. A fine anno i gruppi di misura teleletti hanno raggiunto le 36.116 unità (al netto delle aggiudicazioni/cessioni a seguito di gare per l'affidamento del servizio di distribuzione gas e dei punti di riconsegna per i quali risulta cessato il contratto con la società di vendita).

Oltre alle attività sopra descritte riguardanti l'impianto di distribuzione, le Unità operative di Italgas eseguono presso la clientela finale interventi di natura tecnica, legate alla fornitura del gas, quali: l'attivazione e disattivazione dei punti di consegna, le letture delle misurazioni, le volture della titolarità del punto di riconsegna, i sopralluoghi degli impianti di riconsegna e misura, l'esecuzione di allacciamenti e lo spostamento dei misuratori.

Nello svolgimento di tali attività Italgas si avvale di un sistema informativo che, mediante uno specifico applicativo informatico, permette alle società di vendita di programmare gli interventi presso la clientela finale.

Nel 2013 sono proseguite le attività regolate dalla Delibera n. 40/04 dell'Autorità. In attuazione di tale deliberazione, ai fini dell'attivazione della fornitura, sono state completate oltre 65 mila pratiche di accertamento documentale della sicurezza dell'impianto gas.

A supporto dell'attività operativa, Italgas utilizza un proprio laboratorio centrale che rappresenta un centro di eccellenza tecnologico, in grado di operare secondo gli standard della certificazione aziendale integrata ISO (International Organisation for Standardization) e ACCREDIA (Ente Italiano di Accreditamento).

Le attività del laboratorio, svolte anche per conto di società consociate e soggetti terzi, riguardano:

- misura del gas;
- prove tecnologico/meccaniche;
- analisi chimiche e rinoanalitiche;
- taratura e manutenzione di strumenti e apparecchi di misura (pressione, temperatura, umidità, elettrici, ricerca fughe, ecc.).

Nel corso del 2013 sono state eseguite complessivamente circa 17 mila prove/tarature.

Il Laboratorio Misura Italgas di Asti è accreditato da parte del Dipartimento Taratura di ACCREDIA quale Centro di Taratura dei contatori gas fino a 40 m³/ora. Il riconoscimento si aggiunge a quello ottenuto dal Dipartimento Prove del medesimo Ente, riguardante le analisi chimiche, quelle sensoriali sull'odore del gas e le prove meccaniche. Nel corso del 2013 sono state effettuate 36 tarature accreditate. Sono state, altresì, effettuate 7.221 prove accreditate di tipo chimico, meccanico e rinoanalitico.

L'Attestato di Accreditamento garantisce rigore scientifico, adeguatezza delle procedure, preparazione del personale addetto e imparzialità dei risultati e riconosce al laboratorio la facoltà di emettere Certificati di Taratura e Rapporti di Prova che hanno validità internazionale in ambito EA (European cooperation for Accreditation) e ILAC (International Laboratory Accreditation Cooperation).

Ai sensi del Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 20 luglio 2004, aggiornato e modificato da quello del 28 dicembre 2012⁸, a partire dal 2008 tutti i distributori di energia elettrica e di gas naturale con almeno 50.000 clienti finali connessi alla propria rete di distribuzione sono soggetti obbligati al conseguimento di obiettivi di risparmio energetico. Per adempiere agli obblighi i distributori possono attuare direttamente, tramite società controllate, o attraverso società operanti nei settori dei servizi energetici, progetti a favore dei consumatori finali che migliorino l'efficienza energetica delle tecnologie installate o delle relative pratiche di utilizzo oppure acquistare da terzi i Titoli di Efficienza Energetica (TEE) detti anche "Certificati bianchi", attestanti il conseguimento di risparmi energetici.

L'obiettivo di risparmio energetico in capo a Italgas per l'anno 2012 era pari a 588.152 tep. Il quantitativo raggiunto al 31 maggio 2013, pari a 357.265 TEE, rappresenta il 60,7% dell'obiettivo. La parte restante verrà conseguita entro il 31 maggio 2014. Inoltre, per il completamento del 100% dell'obiettivo 2011, il 31 maggio 2013 sono stati annullati 200.943 TEE. Nell'anno 2013 sono stati quindi annullati 558.208 TEE.

INVESTIMENTI TECNICI

Italgas è impegnata nel mantenere un costante livello di efficienza delle proprie reti attraverso il rinnovo delle parti d'impianto più obsolete e lo sviluppo delle reti esistenti.

(in milioni di euro)	2012	2013	Var.ass.	Var. %
Rete	225	215	(10)	(4,4%)
Sviluppo	120	107	(13)	(10,8%)
Mantenimento	105	108	3	2,9%
Misura	67	71	4	6,0%
Sviluppo	10	8	(2)	(20,0%)
Mantenimento	40	49	9	22,5%
Telelettura	17	14	(3)	(17,6%)
Altri investimenti	32	32		
	324	318	(6)	(1,9%)

Gli investimenti tecnici del 2013 sono stati pari a 318 milioni di euro, in diminuzione di 6 milioni di euro rispetto al 2012.

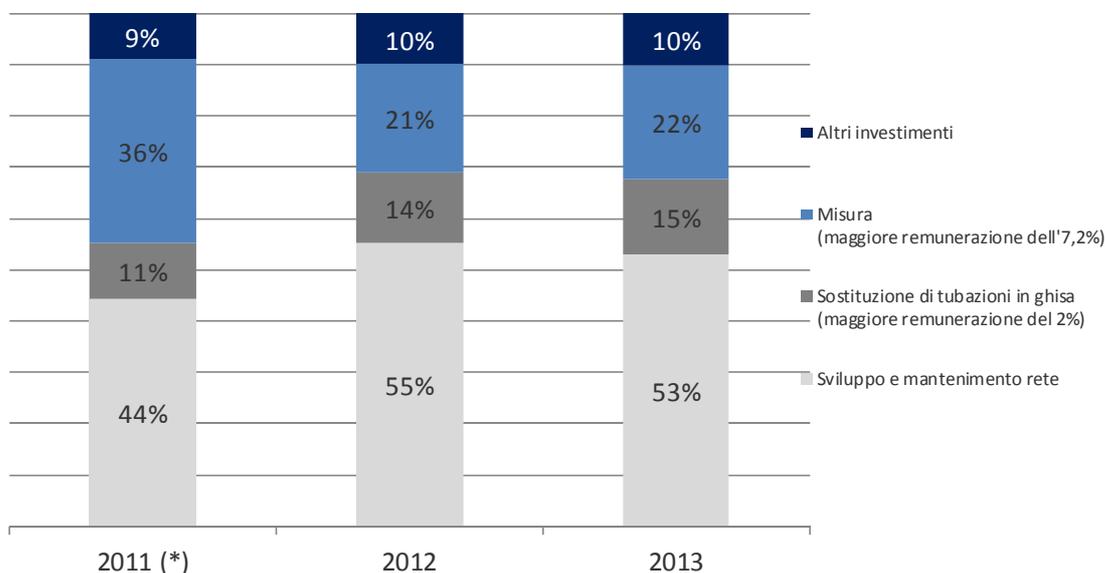
Gli investimenti della rete (215 milioni di euro) diminuiscono di 10 milioni di euro rispetto all'anno precedente e hanno riguardato principalmente iniziative di sviluppo (estensioni e nuove reti) e il rinnovo delle tratte di tubazione obsolete, anche attraverso la sostituzione di tubazioni in ghisa.

Gli investimenti della misura (71 milioni di euro) si incrementano di 4 milioni di euro rispetto al 2012 e hanno riguardato principalmente il piano di sostituzione di contatori e il progetto telelettura.

Gli altri investimenti (32 milioni di euro) sono relativi principalmente a investimenti informatici, immobiliari e relativi agli automezzi.

⁸ Per maggiori informazioni sul dettato del Decreto si veda il capitolo "Quadro normativo".

INCIDENZA INVESTIMENTI PER REMUNERAZIONE (% sul totale degli investimenti)



* per l'anno 2011 la percentuale di maggiore remunerazione rispetto al livello base della Misura è pari all'8%. Per ulteriori dettagli si veda il capitolo "Quadro tariffario".

PRESENZA TERRITORIALE E RAPPORTI CON GLI ENTI CONCEDENTI

Contesto normativo di riferimento

Dopo oltre dieci anni di continue modifiche legislative, al fine di dare attuazione a quanto disposto dall'articolo 46-bis del Decreto Legge n. 159/07, il Ministero dello Sviluppo Economico ha adottato nel 2011 quattro nuovi provvedimenti in materia di distribuzione di gas naturale:

- Decreto per la determinazione degli ambiti territoriali nel settore della distribuzione del gas naturale ("Decreto Ambiti");
- Decreto ministeriale per l'individuazione dei Comuni che fanno parte di ciascuno dei 177 Ambiti Territoriali Minimi pluri-comunali (Decreto Determinazione Comuni per ciascun Ambito);
- Decreto ministeriale 12 novembre 2011 n. 226 per l'individuazione dei criteri attraverso cui verranno indette e aggiudicate le gare d'ambito (Decreto Criteri di gara);
- Decreto ministeriale per la salvaguardia degli effetti occupazionali generati dal cambio del gestore del servizio di distribuzione (Decreto tutela livelli occupazionali).

Con **Decreto del 5 febbraio 2013**, il Ministro dello Sviluppo Economico ha definitivamente approvato il contratto di servizio tipo per lo svolgimento dell'attività di distribuzione del gas naturale ai sensi dell'articolo 14.1 del Decreto Legislativo 23 maggio 2000, n. 164, proposto dall'Autorità con la Delibera n. 514/2012/R/gas del 6 dicembre 2012.

Lo schema del contratto di servizio tipo proposto dall'Autorità e approvato dal Ministero disciplina, tra l'altro, l'oggetto e la durata del contratto, gli obiettivi generali del servizio e le condizioni alla scadenza dell'affidamento.

Nel Supplemento Ordinario n. 63 alla Gazzetta Ufficiale n. 194 del 20 agosto, è stata pubblicata la **Legge 9 agosto 2013, n. 98**, di conversione in legge del **D.L. 21 giugno 2013, n. 69**, recante disposizioni urgenti per il rilancio dell'economia.

L'articolo 4 del provvedimento modifica i termini previsti dal Decreto Ministeriale 12 novembre 2011 n. 226, relativi all'avvio delle procedure di gara per l'affidamento del servizio di distribuzione gas che diventano di

natura perentoria. Scaduti tali termini, la Regione con competenza sull'ambito avvia la procedura di gara attraverso la nomina di un commissario ad acta, ai sensi dell'articolo 14, comma 7, del D.Lgs n. 164/00. Decorso quattro mesi dalla scadenza dei citati termini perentori, senza che la Regione competente abbia proceduto alla nomina del commissario ad acta, il Ministero dello Sviluppo Economico, sentita la Regione, interviene per dare avvio alla gara, nominando un commissario ad acta.

Nella Gazzetta Ufficiale n. 300 del 23 dicembre è stato pubblicato il **D.L. 23 dicembre 2013 n. 145**, recante interventi urgenti di avvio del cosiddetto piano "Destinazione Italia".

Il 19 febbraio 2014 il Senato ha approvato in via definitiva il Decreto Legge nello stesso testo già approvato dalla Camera in prima lettura. Poiché il Decreto Legge è stato convertito con modifiche rispetto al testo originario, in vigore dal 24 dicembre 2013, le disposizioni della legge di conversione, che si sostituiscono o si aggiungono a quelle del decreto, avranno effetto dalla data di entrata in vigore della legge, cioè dal giorno successivo a quello della pubblicazione in Gazzetta Ufficiale.

In particolare, il provvedimento modifica l'articolo 15, comma 5, del D.Lgs n. 164/00, stabilendo che il rimborso riconosciuto ai gestori uscenti del servizio di distribuzione gas, titolari degli affidamenti e delle concessioni in essere nel periodo transitorio, è calcolato nel rispetto di quanto stabilito nelle convenzioni o nei contratti, e, per quanto non desumibile dalla volontà delle parti, anche per gli aspetti non disciplinati dalle medesime convenzioni o contratti, in base alle linee guida su criteri e modalità operative per la valutazione del valore di rimborso, che il Ministero dello Sviluppo Economico può predisporre, ai sensi dell'articolo 4, comma 6, del Decreto Legge n. 69/13, convertito, con modificazioni, dalla Legge n. 98/13. In ogni caso, dal valore di rimborso sono detratti i contributi privati relativi ai cespiti di località, valutati secondo la metodologia della regolazione tariffaria vigente.

Qualora il valore di rimborso risulti maggiore del 10% del valore delle immobilizzazioni nette di località calcolate nella regolazione tariffaria, al netto dei contributi pubblici in conto capitale e dei contributi privati relativi ai cespiti di località, l'ente locale trasmette le relative valutazioni di dettaglio del valore di rimborso all'Autorità, per la verifica prima della pubblicazione del bando di gara. Delle osservazioni dell'Autorità terrà conto la stazione appaltante, ai fini della determinazione del valore di rimborso da inserire nel bando di gara.

Per alcuni ambiti territoriali, vengono, infine, prorogate le date limite di cui all'Allegato 1 del Decreto n. 226/11, entro cui la provincia, in assenza del comune capoluogo di provincia, convoca i comuni dell'ambito per la scelta della stazione appaltante e da cui decorre il tempo per l'eventuale intervento sostitutivo della regione di cui all'articolo 3 del medesimo Decreto n. 226/11. In particolare: (i) per gli ambiti ricadenti nel primo e nel secondo raggruppamento, le date limite che sono scadute o che verrebbero a scadere entro il mese di ottobre 2013, già prorogate di 4 mesi dal comma 3 dell'articolo 4 del Decreto Legge n. 69/13, convertito, con modificazioni, dalla Legge n. 98/13, sono prorogate di ulteriori quattro mesi; (ii) per quelli ricadenti nel terzo raggruppamento, la proroga è di 4 mesi.

Al fine di dare impulso all'indizione delle gare d'ambito, i gestori uscenti del servizio di distribuzione gas anticipano alla stazione appaltante l'importo equivalente al corrispettivo una tantum per la copertura degli oneri di gara, come riconosciuto dall'Autorità con le delibere n. 407/2012/R/gas e n. 230/2013/R/gas. Nel caso di due o più gestori, l'anticipazione è proporzionale ai punti di riconsegna serviti nei comuni dell'ambito territoriale di riferimento, come risultanti dai dati pubblicati sul sito internet del Ministero dello Sviluppo Economico. Tale anticipazione sarà rimborsata, comprensiva di interessi, dal concessionario subentrante all'atto dell'avvenuta aggiudicazione del servizio, con modalità definite dall'Autorità.

Territori comunali in concessione

A fine 2013 Italgas è concessionaria del servizio di distribuzione gas in 1.307 comuni (invariati rispetto al 31/12/2012), di cui 1.219 in esercizio (1.212 al 31/12/2012).



A seguito del completamento dei lavori di metanizzazione nel corso dell'anno sono entrate in esercizio 7 concessioni nei comuni di Firmo (CS), Lungro (CS), Cantalice (RI), Platania (CZ), Agnana Calabria (RC), Antonimina (RC) e Canolo (RC).

Nel corso del 2013 non sono stati pubblicati bandi di gara inerenti l'affidamento del servizio di distribuzione del gas in quanto gli enti locali stanno espletando le attività propedeutiche all'indizione delle gare d'ambito previste dalla nuova normativa.

Nel corso del 2013 sono stati firmati alcuni contratti di servizio di gare riaggiudicate a Italgas nel 2012; in particolare, il 28 febbraio 2013 è stato firmato il contratto di servizio nel comune di Gubbio (PG) e il 18 ottobre 2013 quello nel comune di Città della Pieve (PG).

Relativamente alle gare vinte da Italgas sulle quali erano pendenti ricorsi di altri concorrenti, la Giustizia Amministrativa si è così pronunciata:

- Paderno Dugnano (MI). In data 6 dicembre 2013 il TAR di Milano ha respinto il ricorso delle ricorrenti avverso all'aggiudicazione definitiva a Italgas.

- Lainate (MI). In data 18 luglio 2013, in ottemperanza alla sentenza del Consiglio di Stato, il Comune ha aggiudicando la gara a Enel Rete Gas.
- Velletri (RM). In data 27 dicembre 2013 il Consiglio di Stato ha confermato l'annullamento della gara.

ATTIVITÀ COMMERCIALE

Il rapporto tra Italgas e le Società di vendita è regolato dal documento "**Codice di Rete**" di Italgas approvato dall'Autorità con le Delibere 7 giugno 2007, n. 131/07, e 2 ottobre 2007, n. 248/07. Nel Codice di Rete di Italgas sono precisate le seguenti prestazioni svolte dal distributore:

- servizi principali: trasporto gas dal punto di consegna del trasportatore al punto di riconsegna del cliente finale, gestione tecnica dell'impianto distributivo, ecc.;
- prestazioni accessorie: esecuzione di nuovi impianti di canalizzazione e allacciamento, modifica o rimozione di impianti esistenti, attivazione, disattivazione, sospensione e riattivazione della fornitura ai clienti finali, verifica del gruppo di misura su richiesta dei clienti finali, ecc.;
- prestazioni opzionali: manutenzione dei gruppi di riduzione e misura di proprietà dei clienti finali, attivazione di servizi sostitutivi di alimentazione dei punti di riconsegna, ecc..

Attraverso tale Codice di Rete sono definite:

- le regole di accesso dei venditori al servizio di distribuzione per il trasporto gas ai punti di riconsegna da essi forniti, per l'attivazione di nuove forniture e per la sostituzione del fornitore ("switching");
- le procedure per lo scambio di informazioni tra distributori e venditori;
- le modalità operative del servizio;
- le procedure di attribuzione ai punti di riconsegna dei quantitativi di gas di competenza delle diverse società di vendita;

- la gestione della misura del gas sia presso il punto di consegna, sia presso il punto di riconsegna dell'impianto di distribuzione;
- il sistema di fatturazione e pagamento dei servizi resi dal distributore, nonché le eventuali garanzie finanziarie richieste alle società di vendita.

In materia di regolazione commerciale del servizio di distribuzione gas, il 28 gennaio 2013 il Consiglio di Stato ha accolto provvisoriamente l'istanza presentata dall'Autorità per la sospensione delle 13 sentenze con cui il TAR Lombardia aveva dichiarato illegittima la Delibera ARG/gas n. 99/11 e s.m.i., nella parte in cui prevedeva l'introduzione del Servizio di default sulle reti di distribuzione del gas naturale attribuendone la responsabilità alle imprese di distribuzione.

Con la **Delibera n. 25/2013/R/gas** del 30 gennaio, l'Autorità ha adottato disposizioni urgenti in materia di Servizio di default sulle reti di distribuzione gas.

In particolare, l'Autorità ha rilevato che, in conseguenza dei predetti decreti monocratici del Consiglio di Stato, ha riacquisito efficacia la disciplina in materia di Servizio di Default sulle reti di distribuzione gas, introdotta con le Delibere ARG/gas n. 99/11, n. 352/2012/R/gas e n. 540/2012/R/gas, che deve trovare applicazione con effetto immediato. Pertanto, con la Delibera n. 25/2013/R/gas, l'Autorità ha adottato disposizioni di dettaglio e di coordinamento, con la finalità di garantire la continuità e l'efficacia della rediviva disciplina del Servizio di default di distribuzione a partire dall'1 febbraio 2013, con tutte le attività previste a carico delle imprese di distribuzione.

Con la **Delibera n. 241/2013/R/gas** del 6 giugno, come integrata e modificata dalla **Delibera n. 286/2013/R/gas** del 28 giugno, nelle more della definizione del relativo contenzioso, l'Autorità ha modificato radicalmente la disciplina del Servizio di default di distribuzione, prevedendo, tra l'altro, che la responsabilità relativa alla regolazione economica dei prelievi diretti sia attribuita a un soggetto diverso dall'impresa di distribuzione, mentre le responsabilità relative alla corretta imputazione dei prelievi e alla disalimentazione fisica dei punti di riconsegna rimangono in capo all'impresa di distribuzione.

Con la riforma introdotta dal nuovo provvedimento, il Servizio di default di distribuzione si articola nelle seguenti prestazioni essenziali:

- la tempestiva disalimentazione fisica del punto di riconsegna;
- la corretta imputazione dei prelievi effettuati dal cliente finale, presso il relativo punto di riconsegna, ai fini dell'attività di allocazione dell'impresa maggiore di trasporto;
- la regolazione economica delle partite di gas imputate ai prelievi del cliente finale non bilanciati dalle necessarie immissioni nella rete di distribuzione.

L'impresa di distribuzione resta responsabile delle attività del Servizio di default come sopra riportato. La fornitura del servizio è erogata, invece, dai Fornitori del Servizio di default di distribuzione selezionati a seguito delle procedure a evidenza pubblica.

In esito alla procedura concorsuale bandita dall'Acquirente Unico, Enel Energia S.p.A. è risultata prima in graduatoria per tutte le Aree di prelievo e quindi dal 1 ottobre 2013 svolge l'attività di fornitura del Servizio di default di distribuzione su tutto il territorio nazionale, per l'anno termico 2013-2014.

Con ordinanza n. 02583/2013 del 9-10 luglio, il Consiglio di Stato ha accolto in via definitiva l'istanza cautelare presentata dall'Autorità per la sospensione delle 13 sentenze del 28 dicembre 2012.

Nel mese di settembre, Italgas ha presentato ricorso al TAR Lombardia per l'annullamento, previa sospensione, della Delibera n. 241/2013/R/gas, limitatamente:

- alla disciplina degli obblighi dell'impresa di distribuzione, anche nella parte in cui non prevede la copertura dei costi da essa sostenuti e la remunerazione dell'attività svolta;
- alla clausola che rinvia a successivi provvedimenti amministrativi, di emanazione futura e incerta, l'individuazione di alcune ipotesi di esonero dalle sanzioni previste a carico dell'impresa di distribuzione, nel caso di mancata disalimentazione fisica del punto di riconsegna.

Con la **Delibera n. 533/2013/R/gas** del 21 novembre, l'Autorità ha apportato integrazioni e modifiche al Testo Integrato Morosità Gas e al Testo Integrato Vendita Gas, al fine di completare la disciplina della morosità e dei servizi di ultima istanza con particolare riferimento:

- alle modalità di determinazione delle cosiddette capacità di sospensione dei punti di riconsegna;
- alla fattibilità economica dell'intervento di interruzione dei punti di riconsegna;
- al riconoscimento degli oneri per le iniziative giudiziarie dell'impresa di distribuzione volte al conseguimento dell'interruzione del punto di riconsegna;
- agli obblighi di comunicazione ai clienti finali da parte dei distributori;
- all'applicazione degli indennizzi e delle penali in caso di mancato adempimento da parte dei distributori degli obblighi di comunicazione nei confronti dei soggetti esercenti i servizi di ultima istanza.

Con riferimento ai **dati operativi**, al 31/12/2013 Italgas distribuisce nelle proprie reti il gas di 201 società di commercializzazione, in crescita di 4 unità rispetto all'anno precedente, per effetto della richiesta di accesso di 25 nuove società e della cessazione del rapporto con 21 operatori.

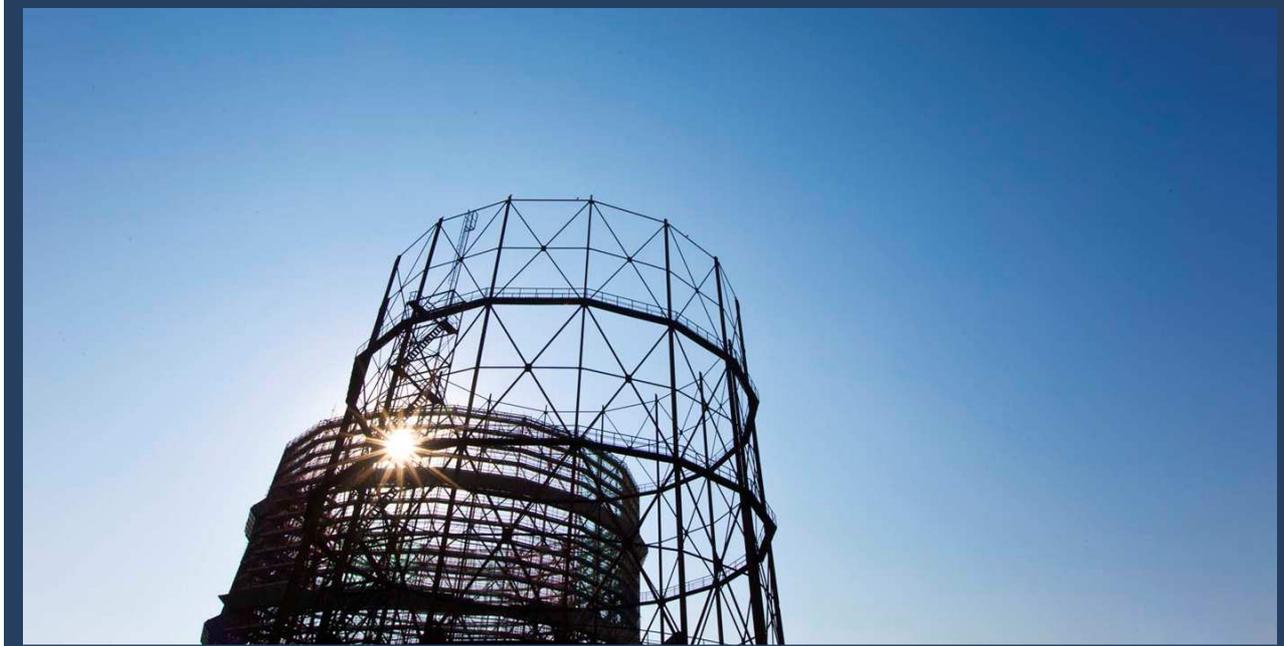
Nel corso del 2013, Italgas ha distribuito 6.912 milioni di metri cubi di gas, a fronte dei 6.900 milioni dell'anno precedente (+0,2%).

Al 31/12/2013 i punti di riconsegna attivi ammontano a 5.175.236 (5.156.605 nel 2012, +0,4%).

Nel corso del 2013 sono state gestite 334.590 richieste di subentro (cosiddetto "switching", +19,8% rispetto alle 279.376 del 2012), a seguito della variazione della società di vendita nella fornitura del gas da parte dei clienti finali.

Infine, in ottemperanza alla Delibera dell'Autorità ARG/gas n. 88/09 e successive modificazioni, Italgas nel corso del 2013 ha gestito 177.383 (174.200 nel 2012) richieste di agevolazione nella spesa per la fornitura di gas naturale sostenuta dai clienti domestici economicamente svantaggiati (cosiddetto Bonus Gas).

Operazioni societarie



Le principali operazioni, completate nel 2013, che hanno riguardato l'acquisizione di rami d'azienda o le partecipazioni azionarie, anche indirette, di Italgas sono di seguito descritte.

Isontina Reti Gas S.p.A. e Accordo quadro con Acegas-Aps S.p.A.

Con riferimento all'operazione consistente nell'acquisto del 50% del capitale di Isontina Reti Gas S.p.A., e successivo conferimento nella stessa di alcuni rami di azienda di Italgas e Acegas-Aps, sospensivamente condizionata all'autorizzazione da parte dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM), si evidenzia che l'AGCM, in data 17 aprile 2013 ha deciso di vietare l'operazione, in quanto determinerebbe la creazione di una posizione dominante in capo a IRG, tale da eliminare o ridurre in modo sostanziale e durevole la concorrenza nei mercati delle gare future per la concessione del servizio di distribuzione di gas naturale negli ambiti territoriali (ATM) di Gorizia, Trieste, Pordenone e Padova 1.

Avverso il citato provvedimento Italgas ha proposto ricorso dinanzi al TAR del Lazio.

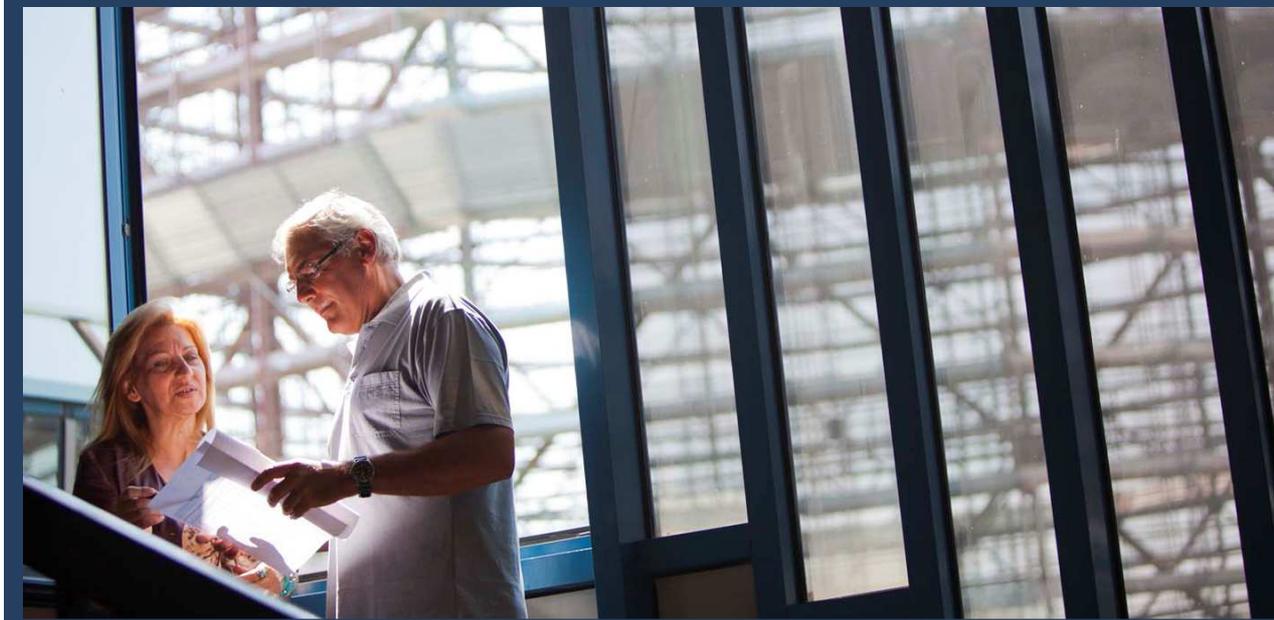
Metano Borgomanero S.p.A.

L'Assemblea degli Azionisti, riunitasi il 12 dicembre 2013, ha approvato il Bilancio finale di liquidazione al 27 novembre 2013 della Società, che chiudeva con una perdita netta di euro 9.321,30, ha deliberato di procedere al riparto dell'attivo di euro 284.054,35 agli Azionisti in proporzione alle azioni detenute e ha affidato al socio Italgas S.p.A. i crediti tributari affinché intrattenga, fino all'incasso, i rapporti con l'Agenzia delle Entrate al fine di riscuotere l'importo anche per conto del socio Comune di Borgomanero.

Seteap S.p.A.

Nel corso del 2013 la controllata Napoletanagas S.p.A. ha acquisito da ARIPS – Azienda Risorse Idriche Penisola Sorrentina il residuo 7,57% del capitale sociale di Seteap (Servizi Territori Aree Penisole) S.p.A.. Per maggiori informazioni sull'operazione si rimanda al successivo capitolo "Informazioni sull'attività e i risultati delle imprese controllate".

Commento alla situazione economica, finanziaria e patrimoniale



L'andamento economico 2013 della Società è sintetizzato nella tabella che segue:

CONTO ECONOMICO

(milioni di €)	2011	2012	2013	Var. ass.	Var. %
Ricavi della gestione caratteristica	1.166	1.281	1.171	(110)	(8,6)
Altri ricavi e proventi	63	81	49	(32)	(39,5)
Ricavi totali	1.229	1.362	1.220	(142)	(10,4)
Costi operativi	(566)	(621)	(566)	55	8,9
Margine operativo lordo	663	741	654	(87)	(11,7)
Ammortamenti e svalutazioni	(156)	(184)	(202)	(18)	(9,8)
Utile operativo	507	557	452	(105)	(18,9)
Proventi (oneri) finanziari netti	(36)	(58)	(66)	(8)	(13,8)
Proventi netti su partecipazioni	92	77	101	24	31,2
Utile prima delle imposte	563	576	487	(89)	(15,5)
Imposte sul reddito	(302)	(220)	(172)	48	(21,8)
Utile netto	261	356	315	(41)	(11,5)

Con il regolamento n. 254 del 25 marzo 2009 la Commissione Europea ha omologato l'interpretazione IFRIC 12 "Accordi per servizi in concessione" che definisce i criteri di rilevazione e valutazione da adottare per gli accordi tra settore pubblico e privato relativi allo sviluppo, finanziamento, gestione e manutenzione di infrastrutture in regime di concessione. L'applicazione di tale interpretazione ha determinato l'iscrizione, in pari misura, dei ricavi e dei costi relativi alla costruzione e al potenziamento delle infrastrutture di distribuzione pari a 283 milioni di euro nel 2013 (292 milioni di euro nel 2012 e 329 milioni di euro nel 2011).

Non rilevando alcun effetto sui risultati, salvo l'iscrizione in pari misura dei ricavi e dei costi relativi alla costruzione e potenziamento delle infrastrutture di distribuzione, ai fini di una più agevole analisi degli scostamenti gestionali, si espone di seguito anche il Conto economico al netto degli effetti dell'applicazione dal 1° gennaio 2010 dell'IFRIC 12:

(milioni di €)	2011	2012	2013	Var. ass.	Var. %
Ricavi della gestione caratteristica	837	989	888	(101)	(10,2)
Altri ricavi e proventi	63	81	49	(32)	(39,5)
Ricavi totali	900	1.070	937	(133)	(12,4)
Costi operativi	(237)	(329)	(283)	46	14,0
Margine operativo lordo	663	741	654	(87)	(11,7)
Ammortamenti e svalutazioni	(156)	(184)	(202)	(18)	(9,8)
Utile operativo	507	557	452	(105)	(18,9)
Proventi (oneri) finanziari netti	(36)	(58)	(66)	(8)	(13,8)
Proventi netti su partecipazioni	92	77	101	24	31,2
Utile prima delle imposte	563	576	487	(89)	(15,5)
Imposte sul reddito	(302)	(220)	(172)	48	(21,8)
Utile netto	261	356	315	(41)	(11,5)

L'**utile operativo** conseguito nel 2013 ammonta a 452 milioni di euro, in diminuzione di 105 milioni di euro, pari al -18,9%, rispetto al 2012. Tale decremento è dovuto principalmente al saldo dei seguenti effetti:

- minori ricavi della gestione caratteristica (101 milioni di euro), dovuti ai minori ricavi netti del servizio di distribuzione;
- riduzione degli altri ricavi e proventi per 32 milioni di euro, conseguenti in particolare ai minori proventi da plusvalenze su reti cedute o riaggiudicate a seguito di gare;
- minori costi operativi (-46 milioni di euro), principalmente a seguito dei minori accantonamenti al fondo per oneri ambientali (-64 milioni di euro), del decremento delle minusvalenze patrimoniali dell'anno (-17 milioni di euro) effetti parzialmente compensati dall'aumento dei canoni per compartecipazioni comunali per il servizio di distribuzione gas (+12 milioni di euro) e del costo del lavoro (+15 milioni di euro);
- incremento degli ammortamenti e svalutazioni (18 milioni di euro).

L'**utile netto** (315 milioni di euro) diminuisce di 41 milioni di euro (-11,5% rispetto al 2012), per l'effetto combinato dei seguenti fenomeni:

- minori imposte dell'esercizio, pari a 48 milioni di euro, conseguenti alla riduzione del risultato prima delle imposte;
- maggiori oneri finanziari netti, pari a 8 milioni di euro, dovuti principalmente agli oneri derivanti dai finanziamenti stipulati con la controllante Snam;
- la predetta riduzione dell'utile operativo di 105 milioni di euro;
- maggiori proventi netti su partecipazioni, pari a 24 milioni di euro, a fronte dell'incremento dei dividendi incassati.

Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quello adjusted

Il management valuta la performance della società sulla base dell'utile operativo e dell'utile netto nella configurazione adjusted, ottenuti escludendo dall'utile operativo e dall'utile netto gli special item.

Le componenti reddituali sono classificate negli special item, se significative, quando: (i) derivano da eventi o da operazioni il cui accadimento risulta non ricorrente ovvero da quelle operazioni o fatti che non si ripetono frequentemente nel consueto svolgimento delle attività; (ii) derivano da eventi o da operazioni non rappresentativi della normale attività del business.

L'effetto fiscale correlato alle componenti escluse dal calcolo dell'utile netto adjusted è determinato sulla base della natura di ciascun componente di reddito oggetto di esclusione. L'utile operativo e l'utile netto adjusted non sono previsti né dagli IFRS, né dagli U.S. GAAP. Il management ritiene che tali misure di performance consentano l'analisi dell'andamento dei business, assicurando una migliore comparabilità dei risultati.

Le componenti reddituali di carattere operativo, classificate negli special item dell'esercizio 2013, hanno riguardato gli oneri di incentivazione all'esodo connessi al piano di collocamento in mobilità ai sensi della Legge n. 223/91, avviato nel novembre 2013 (10 milioni di euro; 6 milioni di euro al netto del relativo effetto fiscale). Il piano, della durata di un anno, interessa un massimo di 126 risorse appartenenti a Italgas.

Di seguito è riportata la riconduzione dall'utile operativo e dell'utile netto a quelli adjusted.

(milioni di €)	2011	2012	2013	Var. ass.	Var. %
Utile operativo	507	557	452	(105)	(18,9)
- di cui special item			10	10	
Utile operativo adjusted	507	557	462	(95)	(17,1)
Proventi (oneri) finanziari netti	(36)	(58)	(66)	(8)	13,8
- di cui special item		9		(9)	
Proventi (oneri) netti su partecipazioni	92	77	101	24	31,2
Imposte sul reddito	(302)	(220)	(172)	48	(21,8)
- di cui special item	82	(4)	(4)	0	
Utile netto reported	261	356	315	(41)	(11,5)
Esclusione special item:					
- oneri per esodi agevolati (*)			6	6	
- oneri finanziari da estinzione anticipata di contratti derivati (*)		5		(5)	
- adeg. una tantum fiscalità differ. al 31.12.10 (Robin Hood Tax)	82				
Utile netto adjusted	343	361	321	(40)	(11,1)

(*) al netto del relativo effetto fiscale.

RICAVI

I ricavi della gestione caratteristica, pari a 888 milioni di euro, diminuiscono rispetto al 2012 di 101 milioni di euro (-10,2%) e sono così composti:

(milioni di €)	2011	2012	2013	Var. ass.	Var. %
Ricavi netti del servizio di distribuzione	807	958	851	(107)	(11,2)
Ricavi per prestazioni di servizi di distribuzione	17	22	28	6	27,3
Assistenza tecnica, ingegneristica, informatica e altre prestazioni	10	7	6	(1)	(14,3)
Vendita materiali	1				
Gestione riscaldamento conto terzi	2	2	3	1	50,0
	837	989	888	(101)	(10,2)

La riduzione, pari a 101 milioni di euro, è dovuta all'effetto dei minori ricavi netti del servizio di distribuzione del gas naturale (-107 milioni di euro) effetto parzialmente compensato dall'incremento dei ricavi per prestazioni di servizi di distribuzione (+6 milioni di euro).

I ricavi netti del servizio di distribuzione del gas naturale, determinati in base alle delibere 553/2012/R/gas e 328/2013/R/gas⁹, ammontano a 851 milioni di euro (958 milioni di euro nel 2012, -11,2%). La riduzione risente in misura rilevante degli effetti derivanti dall'iscrizione nel 2012 di conguagli riferiti agli anni 2009 - 2011 (128 milioni di euro) ai sensi delle deliberazioni 315/2012/R/gas e 450/2012/R/gas dell'Autorità¹⁰, che hanno modificato alcuni criteri di determinazione delle tariffe del terzo periodo di regolazione. Tali effetti sono stati in parte compensati dai maggiori ricavi derivanti dal contributo degli investimenti (+24 milioni di euro) e da meccanismi di aggiornamento tariffario (+7 milioni di euro).

I punti di riconsegna attivi passano da 5.156.605 nel 2012 a 5.157.236 nel 2013 (+0,4%).

I ricavi per prestazioni di servizi di distribuzione, pari a 28 milioni di euro, in aumento rispetto all'anno precedente di 6 milioni di euro (+27,3%), riguardano i ricavi derivanti dalle prestazioni accessorie (modifica o

⁹ Per maggiori informazioni relative alle delibere 553/2012/R/gas e 328/2013/R/gas dell'Autorità, si rimanda a quanto esposto nel capitolo "Quadro tariffario".

¹⁰ Per maggiori dettagli si veda il successivo paragrafo "Quadro tariffario".

rimozione di impianti esistenti; attivazione, disattivazione, sospensione e riattivazione della fornitura ai clienti finali; verifica del gruppo di misura su richiesta dei clienti finali; ecc.), previste dal cosiddetto Codice di Rete che regola il rapporto tra le società di distribuzione e di vendita.

Gli **altri ricavi e proventi** (49 milioni di euro), si riducono rispetto allo scorso esercizio di 32 milioni di euro (-39,5%) e comprendono le seguenti voci:

(milioni di €)	2011	2012	2013	Var. ass.	Var. %
Plusvalenze da alienazione cespiti e rami d'azienda	17	36	11	(25)	(69,4)
Rimborsi da terzi e risarcimenti danni	16	19	19		
Quota contributi allacciamenti e canalizzazioni	11	14	9	(5)	(35,7)
Proventi degli investimenti immobiliari	7	6	6		
Accertamento sicurezza impianti	3	3	3		
Proventi netti da Titoli di Efficienza Energetica (*)	1				
Altri proventi diversi	8	3	1	(2)	(66,7)
	63	81	49	(32)	(39,5)

(*) I proventi da Titoli di Efficienza Energetica sono esposti al netto dei costi per l'acquisto degli stessi titoli, pari a 24 milioni di euro nel 2011.

Il decremento di 32 milioni di euro è dovuto principalmente alle minori plusvalenze (-25 milioni di euro) connesse alla cessione degli impianti dei comuni avvenuta nel 2012.

L'analisi dei ricavi tra attività regolate e non regolate è la seguente:

(milioni di €)	2011	2012	2013	Var. ass.	Var. %
Ricavi attività regolate	849	1.028	903	(125)	(12,2)
Ricavi attività non regolate	51	42	34	(8)	(19,0)
	900	1.070	937	(133)	(12,4)

I ricavi delle attività regolate (903 milioni di euro) comprendono principalmente:

- i ricavi di distribuzione relativi alle prestazioni principali svolte dal distributore (servizio di distribuzione del gas, gestione tecnica dell'impianto distributivo, ecc.), pari a 851 milioni di euro;
- i ricavi di distribuzione relativi alle prestazioni accessorie e opzionali (prevalentemente "Attivazione, Disattivazione, Sospensione e Riattivazione della fornitura gas" e "Spostamento e rimozione dei contatori"), pari a 28 milioni di euro;
- i ricavi per incentivi dell'Autorità connessi al raggiungimento di standard qualitativi di tipo commerciale (tempi di installazione, esecuzione lavori, ecc.) e tecnici (tempi di pronto intervento, controlli odorizzazioni, ecc.), pari a 6 milioni di euro;
- i ricavi per accertamento sicurezza impianti ex Delibera n. 40/04, pari a 3 milioni di euro;
- le plusvalenze da alienazione dei cespiti pari a 11 milioni di euro.

I ricavi delle attività non regolate (34 milioni di euro), comprendono in prevalenza le prestazioni di assistenza tecnica, informatica e ingegneristica svolte a favore di società consociate, la vendita dei materiali, i proventi da investimenti immobiliari e da allacciamenti, canalizzazioni, rimborsi e risarcimenti assicurativi.

COSTI OPERATIVI

I costi operativi (283 milioni di euro) diminuiscono di 46 milioni di euro e sono così ripartiti:

(milioni di €)	2011	2012	2013	Var. ass.	Var. %
Costi variabili	8	13	15	2	15,4
Costi fissi	213	239	254	15	6,3
Accantonamenti per rischi, oneri e svalutazione crediti al netto degli utilizzi per esuberanza	16	77	14	(63)	(81,8)
	237	329	283	(46)	(14,0)

In particolare i **costi variabili**, pari a 15 milioni di euro nel 2013 (+2 milioni di euro rispetto al 2012), comprendono le seguenti voci:

(milioni di €)	2011	2012	2013	Var. ass.	Var. %
Consumo gas preriscaldamento	5	5	5		
Oneri netti da Titoli di Efficienza Energetica (*)		4	8	4	
Materiali destinati alla vendita	1	1		(1)	
Altri costi	2	3	2	(1)	(33,3)
	8	13	15	2	15,4

(*) Gli oneri da Titoli di Efficienza Energetica sono esposti al netto dei relativi proventi e dell'utilizzo fondo rischi, pari rispettivamente a 71 e 7 milioni di euro nel 2013.

I **costi fissi**, pari a 254 milioni di euro nel 2013 (+15 milioni di euro), comprendono le seguenti voci:

(milioni di €)	2011	2012	2013	Var. ass.	Var. %
Costo del personale	75	81	96	15	18,5
Costi esterni	138	158	158		
	213	239	254	15	6,3

In particolare, il costo del personale, pari a 96 milioni di euro, comprende le seguenti voci:

(milioni di €)	2011	2012	2013	Var. ass.	Var. %
Costo lavoro lordo	147	152	156	4	2,6
Servizi relativi al personale	10	9	10	1	11,1
Capitalizzazioni	(82)	(82)	(81)	1	(1,2)
Incentivo all'esodo agevolato e alla mobilità		2	11	9	
	75	81	96	15	18,5

L'incremento di 15 milioni di euro, è attribuibile principalmente all'effetto combinato dei seguenti fattori:

- maggiori costi relativi all'incentivazione all'esodo connessi al piano di collocamento in mobilità (+10 milioni di euro al lordo degli utilizzi dell'anno pari a 1 milione di euro);
- maggiori costi relativi alla variazione del costo lavoro lordo (+4 milioni di euro);
- maggiori costi per servizi al personale (+1 milione di euro).

La forza media passa dalle 2.560 unità del 2012 alle 2.553 unità del 2013 (-0,3%). I dipendenti in servizio al 31/12/2013 sono 2.559 rispetto ai 2.551 del 31/12/2012 (+0,3%).

I costi esterni, pari a 158 milioni di euro, comprendono le seguenti voci:

(milioni di €)	2011	2012	2013	Var. ass.	Var. %
Materiali, manutenzioni e prestazioni tecniche	24	25	31	6	24,0
Canoni e compartecipazioni per concessioni, licenze e brevetti	35	37	49	12	32,4
Servizi centralizzati service	24	38	39	1	2,6
Consulenze e prestazioni professionali	14	6	6		
Servizi vari (postali, telefonici, vigilanza, energia elettrica, ecc.)	10	8	8		
Servizi informatici	19	20	21	1	5,0
Lettura contatori	11	7	6	(1)	(14,3)
Gestione automezzi	9	8	8		
Locazioni e noleggi	1	3	5	2	66,7
Assicurazioni	3	4	4		
Costi della gestione ordinaria	150	156	177	21	13,5
Minusvalenze patrimoniali	9	24	7	(17)	(70,8)
Imposte indirette, tasse e tributi	5	6	6		
Altri oneri diversi	7	7	7		
Altri costi esterni	21	37	20	(17)	(45,9)
Capitalizzazione prestazioni interne	(33)	(35)	(39)	(4)	11,4
	138	158	158		

I costi esterni pari a 158 milioni di euro sono in linea con quelli dello scorso esercizio. Nel dettaglio si evidenzia l'incremento dei costi della gestione ordinaria pari a 21 milioni di euro, principalmente per i maggiori costi sostenuti dalla Società per canoni e compartecipazioni per concessioni (+12 milioni di euro) e per materiali, manutenzioni e prestazioni tecniche (+6 milioni di euro) effetti compensati dalle minori minusvalenze patrimoniali (-17 milioni di euro).

Gli **accantonamenti per rischi, oneri e svalutazione crediti** (14 milioni di euro), esposti al netto di utilizzi per esuberanza per 10 milioni di euro, si riducono di 63 milioni di euro a fronte principalmente dei minori accantonamenti correlati agli oneri ambientali (-64 milioni di euro).

AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI

Nell'esercizio 2013 la Società ha effettuato ammortamenti e svalutazioni per 202 milioni di euro, così ripartiti:

(milioni di €)	2011	2012	2013	Var. ass.	Var. %
Ammortamenti delle immobilizzazioni materiali	14	17	13	(4)	(23,5)
Ammortamenti delle immobilizzazioni immateriali	12	13	16	3	23,1
Ammortamenti delle immobilizzazioni immateriali (IFRIC 12)	137	150	173	23	15,3
Totale ammortamenti	163	180	202	22	12,2
Svalutazioni e utilizzi	(7)	4		(4)	
	156	184	202	18	9,8

L'incremento della voce ammortamenti e svalutazioni (+18 milioni di euro), deriva principalmente dalle maggiori quote relative alle concessioni e licenze (+42 milioni di euro) effetto parzialmente compensato dalle minori quote relative ai misuratori e alla rete gas (-15 milioni di euro), ai terreni e fabbricati (-4 milioni di euro) e dalle svalutazioni effettuate nel 2012 (-4 milioni di euro) connesse alla rete del teleriscaldamento relativo al comune di Cologno Monzese (MB).

ONERI FINANZIARI NETTI

Gli oneri finanziari netti (66 milioni di euro) aumentano di 8 milioni di euro rispetto al 2012 principalmente per i maggiori oneri finanziari correlati all'indebitamento (10 milioni di euro).

PROVENTI NETTI SU PARTECIPAZIONI

I proventi netti su partecipazioni, pari a 101 milioni di euro, aumentano rispetto all'esercizio precedente di 24 milioni di euro a fronte dell'incremento dei dividendi corrisposti dalle società partecipate.

(milioni di €)	2011	2012	2013	Var. ass.	Var. %
Dividendi:					
Napoletana Gas S.p.A.	42	44	36	(8)	(18,2)
A.E.S. S.p.A.	26	19	34	15	78,9
Toscana Energia S.p.A.	11	10	29	19	
Metano Casalpusterlengo S.p.A. (in liquidazione)		2		(2)	
Metano Borgomanero S.p.A. (liquidata) (*)	3	1		(1)	
Metano Arcore		1		(1)	
Acqua Campania S.p.A.	2				
Acam Gas S.p.A.	1		2	2	
Altre società	1				
	86	77	101	24	31,2
Plusvalenze da alienazione/conferimento:					
Acqua Campania S.p.A.	6				
	92	77	101	24	31,2

(*) in attesa della cancellazione dal registro delle imprese

IMPOSTE SUL REDDITO

Le **imposte sul reddito** (172 milioni di euro) diminuiscono, rispetto all'esercizio precedente, di 48 milioni di euro, per effetto in particolare della riduzione del risultato dell'esercizio.

Il tax rate passa dal 38,2% dello scorso esercizio al 35,3% al 31 dicembre 2013.

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO

Lo schema di Stato patrimoniale riclassificato¹¹ aggrega i valori attivi e passivi dello schema obbligatorio pubblicato nel Bilancio, secondo la logica della funzionalità alla gestione dell'impresa, consentendo di individuare le fonti delle risorse finanziarie (mezzi propri e di terzi) e gli impieghi delle stesse nel capitale immobilizzato e in quello di esercizio.

Con riferimento alla struttura patrimoniale-finanziaria, il capitale investito netto al 31 dicembre 2013 è di 3.751 milioni di euro, contro i 3.595 milioni di euro a fine esercizio 2012.

¹¹ Per la riconduzione dello schema di Stato Patrimoniale riclassificato a quello obbligatorio si veda il paragrafo successivo "Riconduzione degli schemi i bilancio riclassificati a quelli obbligatori".

(milioni di €)	31.12.2012	31.12.2013	Var. ass.
Capitale immobilizzato	4.258	4.331	73
Immobili, impianti e macchinari	190	186	(4)
Attività immateriali	3.708	3.818	110
Partecipazioni	413	413	
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	1	1	
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(54)	(87)	(33)
Capitale di esercizio netto (*)	(610)	(531)	79
Fondi per benefici ai dipendenti (*)	(68)	(65)	3
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	15	16	1
CAPITALE INVESTITO NETTO	3.595	3.751	156
Patrimonio netto (*)	2.233	2.194	(39)
Indebitamento finanziario netto	1.362	1.557	195
COPERTURE	3.595	3.751	156

(*) I saldi al 31 dicembre 2012 sono stati rideterminati a seguito dell'applicazione retrospettica delle nuove disposizioni dello IAS 19. Gli effetti del restatement hanno determinato: (i) un incremento dei Fondi per benefici ai dipendenti (11 milioni di euro); (ii) un miglioramento del Capitale di esercizio netto (4 milioni di euro) a seguito della riduzione delle passività per imposte differite; (iii) una riduzione del Patrimonio netto (7 milioni di euro) per l'effetto netto. Per maggiori dettagli si rinvia al capitolo "Modifiche dei criteri contabili" nelle Note al bilancio.

IMMOBILIZZAZIONI MATERIALI E IMMATERIALI

Per tener conto degli effetti dell'applicazione dal 1° gennaio 2010 dell'IFRIC 12, le immobilizzazioni materiali e immateriali sono esposte come segue:

(milioni di €)	31.12.2012	31.12.2013	Var. ass.
Immobilizzazioni materiali	190	186	(4)
Immobilizzazioni soggette a IFRIC 12	3.645	3.745	100
Immobilizzazioni immateriali	63	73	10
	3.898	4.004	106

Le immobilizzazioni materiali sono composte principalmente da fabbricati, attrezzature industriali e commerciali e immobilizzazioni in corso. Il decremento di 4 milioni di euro deriva essenzialmente dagli ammortamenti del periodo.

Le immobilizzazioni soggette all'applicazione dell'IFRIC 12, aumentano di 100 milioni di euro rispetto al precedente esercizio principalmente per gli investimenti del periodo (273 milioni di euro, esposti al netto dei contributi dell'esercizio pari a 10 milioni di euro), per le acquisizioni del periodo (14 milioni di euro) effetti parzialmente compensati dalle quote di ammortamento dell'esercizio (173 milioni di euro), e dai decrementi netti dell'esercizio (13 milioni di euro).

Le immobilizzazioni immateriali pari a 73 milioni di euro, si riferiscono principalmente a diritti di brevetto industriale e di utilizzazione delle opere dell'ingegno (software) per 50 milioni di euro, a immobilizzazioni in corso per 11 milioni di euro e all'avviamento (acquisito in particolare a seguito dell'incorporazione di Siciliana Gas S.p.A.) per 9 milioni di euro. L'incremento pari a 10 milioni di euro deriva dagli investimenti dell'esercizio pari a 26 milioni di euro parzialmente compensato dalle quote di ammortamento pari a 16 milioni di euro.

PARTECIPAZIONI

Le partecipazioni (413 milioni di euro), in linea con l'esercizio precedente, riguardano le quote azionarie nelle società Toscana Energia S.p.A. (48,0834%) per 154 milioni di euro, A.E.S. S.p.A. (49%) per 109 milioni di euro, Napoletana Gas S.p.A. (99,69%) per 101 milioni di euro, ACAM Gas S.p.A. (49%) per 48 milioni di euro e Umbria Distribuzione Gas S.p.A. (45%) per 1 milione di euro.

DEBITI NETTI RELATIVI ALL'ATTIVITÀ DI INVESTIMENTO

I debiti netti relativi all'attività di investimento, pari a 87 milioni di euro, riguardano essenzialmente debiti verso fornitori per le attività di mantenimento, potenziamento ed estensione della rete di distribuzione.

CAPITALE DI ESERCIZIO NETTO

Il capitale di esercizio netto (-531 milioni di euro) comprende le seguenti voci:

(milioni di €)	31.12.2012	31.12.2013	Var. ass.
Rimanenze	14	10	(4)
Crediti commerciali	299	322	23
Debiti commerciali	(157)	(95)	62
Crediti tributari	87	27	(60)
Debiti tributari	(86)	(23)	63
Passività per imposte differite	(335)	(287)	48
Altre attività di esercizio	58	92	34
Altre passività di esercizio (*)	(82)	(123)	(41)
Fondi per rischi e oneri	(165)	(189)	(24)
Ratei e risconti di ricavi di attività regolate	(243)	(265)	(22)
	(610)	(531)	79

(*) include le passività finanziarie a breve termine (4 milioni di euro) corrispondenti alla quota residua delle passività derivanti dall'estinzione anticipata dei contratti derivati di copertura.

La variazione del capitale d'esercizio netto di 79 milioni di euro è dovuta principalmente ai seguenti effetti combinati:

- all'incremento dei crediti commerciali netti (23 milioni di euro), connesso, in particolare, all'aumento dei crediti verso clienti (+31 milioni di euro) effetto parzialmente compensato dalla riduzione dei crediti verso la Cassa Conguaglio del Settore Elettrico (CCSE) relativo alla perequazione¹² (-9 milioni di euro);
- alla riduzione dei debiti commerciali (62 milioni di euro) riguardante principalmente i minori debiti verso fornitori (70 milioni di euro);
- al decremento dei crediti tributari (60 milioni di euro) a fronte principalmente dei minori crediti per IVA (-73 milioni di euro) effetto parzialmente compensato dall'incremento dei crediti relativi a imposte correnti (+9 milioni di euro);
- alla riduzione dei debiti tributari e delle passività per imposte differite nette (rispettivamente per -63 e -48 milioni di euro) prevalentemente per effetto della riduzione del risultato dell'esercizio. In particolare la riduzione dei debiti tributari è dovuta ai minori debiti verso Snam riguardante il consolidato fiscale (-47 milioni di euro) e alle minori imposte correnti (-30 milioni di euro) effetti parzialmente compensati dall'incremento dei debiti per IVA (+14 milioni di euro);
- all'incremento delle altre attività d'esercizio (34 milioni di euro) a seguito principalmente dei maggiori crediti verso la CCSE (+30 milioni di euro) connessi al rimborso dei Titoli di Efficienza Energetica (+22 milioni di euro) e ad alcune componenti aggiuntive del vettoriamento (UG2 e Bonus Gas +8 milioni di euro);
- all'incremento delle altre passività d'esercizio (+41 milioni di euro) prevalentemente per maggiori debiti verso la CCSE relativi ad alcune componenti aggiuntive del vettoriamento (RE, RS, UG1 e GS) per 37 milioni di euro;
- all'incremento dei fondi per rischi e oneri (24 milioni di euro), a seguito degli accantonamenti effettuati nell'esercizio (+39 milioni di euro, di cui 10 milioni di euro relativi a rischi legali, 10 milioni di euro per esodi agevolati, 9 milioni di euro relativi a TEE e 6 milioni di euro per oneri ambientali), al netto dei relativi utilizzi del periodo (-23 milioni di euro, di cui 10 milioni di euro relativi a cause/rischi legali, 7 milioni di euro relativi

¹² Meccanismo in base al quale vengono registrate a debito/credito verso la CCSE le differenze fra quanto fatturato alle società di vendita e il vincolo dei ricavi definito dall'Autorità.

a TEE, 4 milioni di euro relativi a oneri ambientali) e dell'effetto attualizzazione sul fondo rischi ambientali (+8 milioni di euro);

- all'incremento dei ratei e risconti di ricavi di attività regolate (+22 milioni di euro), principalmente per effetto dei maggiori risconti passivi relativi alle quote dei contributi per allacciamenti e canalizzazioni realizzati del periodo, di competenza di esercizi successivi.

FONDI BENEFICI AI DIPENDENTI

I fondi per benefici ai dipendenti, pari a 65 milioni di euro, riguardano:

- il fondo trattamento di fine rapporto (53 milioni di euro), disciplinato dall'art. 2120 del Codice Civile, che rappresenta la stima dell'obbligazione, determinata sulla base di tecniche attuariali, relativa all'ammontare da corrispondere ai dipendenti all'atto della cessazione del rapporto di lavoro;
- gli altri fondi per benefici ai dipendenti (7 milioni di euro), relativi alla stima degli oneri connessi agli incentivi monetari differiti assegnati ai dirigenti della Società e agli oneri per premi di anzianità (in particolare, premi in natura che verranno corrisposti ai dipendenti al raggiungimento del 25° anno di anzianità aziendale);
- il Fondo Integrativo Sanitario Dirigenti Aziende (5 milioni di euro), che accoglie la stima degli oneri relativi ai contributi da corrispondere al fondo integrativo sanitario, a beneficio dei dirigenti.

PATRIMONIO NETTO

Il patrimonio netto al 31/12/2013 ammonta a 2.194 milioni di euro e diminuisce di 39 milioni di euro rispetto al 31/12/2012. Tale decremento è determinato principalmente dalla distribuzione dei dividendi nel corso del 2013 pari a 356 milioni di euro parzialmente compensato dall'utile di esercizio di 315 milioni di euro.

INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

L'indebitamento finanziario netto è determinato dal saldo tra indebitamento, disponibilità liquide e impieghi finanziari non strumentali all'attività operativa quali titoli e depositi bancari. Al 31/12/2013 ammonta a 1.557 milioni di euro, registrando un incremento di 195 milioni di euro rispetto al 31/12/2012. I debiti finanziari sono verso Snam S.p.A. e comprendono debiti a breve e a lungo termine (rispettivamente per 232 e 1.296 milioni di euro) e quote a breve di debiti finanziari a lungo (29 milioni di euro).

(milioni di €)	31.12.2012	31.12.2013	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari (*)	1.362	1.557	195
Disponibilità liquide			
	1.362	1.557	195

(*) esclude le passività finanziarie a breve termine (4 milioni di euro) corrispondenti alla quota residua delle passività derivanti dall'estinzione anticipata dei contratti derivati di copertura.

L'incremento dell'indebitamento finanziario netto è attribuibile ai maggiori debiti finanziari netti a lungo termine.

Le passività finanziarie a lungo termine rappresentano l'85% dell'indebitamento finanziario netto.

Al 31/12/2013 la composizione per tipologia di tasso del debito è la seguente:

(milioni di €)	31.12.2012	31.12.2013	Var. ass.
A tasso variabile	505	532	27
A tasso fisso	857	1.025	168
	1.362	1.557	195

Nell'ambito del processo di rifinanziamento del debito messo in atto da Snam, la Società ha realizzato delle operazioni di finanziamento che hanno comportato l'estinzione dell'esposizione verso Eni a fronte dell'accensione dei debiti finanziari verso la capogruppo Snam.

Le passività finanziarie sono per la totalità verso Snam e sono interamente denominate in euro.

PROSPETTO DELL'UTILE COMPLESSIVO

È fornito il "prospetto dell'utile complessivo", nel quale sono indicati i proventi/oneri che, sebbene aventi natura economica, per espressa disposizione dei principi contabili internazionali, sono rilevati come variazioni di patrimonio netto.

(in €)	2012	2013
Utile netto dell'esercizio	356	315
Altre componenti dell'utile complessivo		
<i>Componenti riclassificabili a conto economico:</i>		
Variazione fair value derivati di copertura <i>cash flow hedge</i>		
Effetto fiscale		
Oneri da valutazione al fair value di strumenti derivati di copertura <i>cash flow hedge</i>	5	
<i>Componenti non riclassificabili a conto economico: (*)</i>		
Remeasurements di piani a benefici definiti per i dipendenti	(11)	3
Effetto fiscale	4	(1)
Totale altre componenti dell'utile complessivo al netto dell'effetto fiscale	(2)	2
Totale utile complessivo dell'esercizio	354	317

(*) I valori al 31 dicembre 2012 sono stati rideterminati a seguito dell'applicazione retrospettiva delle nuove disposizioni dello IAS 19. Gli effetti sono illustrati nel capitolo "Modifica dei criteri contabili".

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO E VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

Lo schema del rendiconto finanziario riclassificato sotto riportato è la sintesi dello schema legale del rendiconto finanziario obbligatorio. Il rendiconto finanziario riclassificato consente il collegamento tra la variazione delle disponibilità liquide tra inizio e fine periodo e la variazione dell'indebitamento finanziario netto tra inizio e fine periodo. La misura che consente il raccordo tra i due rendiconti è il "free cash flow" (avanzo o deficit di cassa che residua dopo il finanziamento degli investimenti).

Il free cash flow chiude alternativamente: (i) sulla variazione di cassa di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi di cassa relativi ai debiti/attivi finanziari (accensioni/rimborsi di crediti/debiti finanziari) e al capitale proprio (pagamento di dividendi/apporti di capitale); (ii) sulla variazione dell'indebitamento finanziario netto di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi di indebitamento relativi al capitale proprio (pagamento di dividendi/apporti di capitale).

Rendiconto finanziario riclassificato (*)

(milioni di €)	2012	2013
Utile netto	356	315
a rettifica:		
- ammortamenti e altri componenti non monetari	182	203
- dividendi, interessi e imposte sul reddito	193	136
- plusvalenze (minusvalenze) nette su cessioni di attività	(12)	(4)
Variazione del capitale di esercizio relativo alla gestione	(2)	60
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	(277)	(278)
Flusso di cassa netto da attività operativa	440	432
Investimenti tecnici	(318)	(308)
Investimenti in partecipazioni, titoli e rami d'azienda	(940)	(14)
Dismissioni e cessioni parziali in imprese consolidate e rami d'azienda	954	17
Altre variazioni relative all'attività di investimento	24	34
Free cash flow	160	161
Variazione dei debiti finanziari	92	195
Flusso di cassa del capitale proprio	(261)	(356)
FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO	(9)	

(*) Per la riconduzione dello schema di Rendiconto finanziario riclassificato a quello obbligatorio v. il successivo paragrafo "Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati a quelli obbligatori".

Variazione indebitamento finanziario netto

(milioni di €)	2012	2013
Free cash flow	160	161
Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	9	
Flusso di cassa del capitale proprio	(261)	(356)
VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	(92)	(195)

Il flusso di cassa netto da attività operativa (432 milioni di euro), unitamente agli incassi per dismissioni al netto degli investimenti in rami d'azienda (3 milioni di euro), ha consentito di finanziare totalmente la spesa per investimenti materiali e immateriali pari a 308 milioni di euro.

La Società ha sostenuto un esborso di cassa a fronte dei dividendi distribuiti pari a 356 milioni di euro, facendo ricorso al free cash flow per 161 milioni di euro e a maggior indebitamento finanziario per 195 milioni di euro.

La variazione del capitale di esercizio relativo alla gestione (60 milioni di euro) è dovuta principalmente ai crediti commerciali e diversi (-15 milioni di euro), ai debiti commerciali e diversi (-61 milioni di euro), alle altre attività e passività (117 milioni di euro), ai fondi per rischi e oneri (15 milioni di euro) e alla variazione delle rimanenze (4 milioni di euro).

I dividendi incassati, gli interessi, gli oneri straordinari netti pagati e le imposte sul reddito pagate nell'esercizio si riferiscono principalmente a interessi pagati per debiti finanziari (66 milioni di euro) e imposte sul reddito (312 milioni di euro), effetti parzialmente compensati dai dividendi incassati da Napoletana Gas S.p.A. (36 milioni di euro), A.E.S. S.p.A. (34 milioni di euro), Toscana Energia S.p.A. (29 milioni di euro) e Acam Gas S.p.A. (1 milione di euro).

Il flusso di cassa del capitale proprio riguarda il già citato pagamento dei dividendi pari a 356 milioni di euro.

RICONDUZIONE DEGLI SCHEMI DI BILANCIO RICLASSIFICATI A QUELLI OBBLIGATORI

Stato patrimoniale riclassificato

(milioni di €)

Voci dello stato patrimoniale riclassificato <small>(dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale)</small>	Riferimento alle note al bilancio	31 dicembre 2012		31 dicembre 2013	
		Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato
Capitale immobilizzato					
Immobili, impianti e macchinari	(vedi nota 11)		190		186
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo					
Attività immateriali	(vedi nota 12)		3.708		3.818
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto e Altre partecipazioni	(vedi nota 13)		413		413
Crediti finanziari e Titoli strumentali all'attività operativa	(vedi nota 6)		1		1
Debiti netti relativi all'attività di investimento, composti da:			(54)		(87)
- crediti relativi all'attività di investimento/disinvestimento	(vedi nota 6)	8		6	
- debiti per attività di investimento	(vedi nota 18)	(62)		(93)	
Totale Capitale immobilizzato			4.258		4.331
Capitale di esercizio netto					
Rimanenze	(vedi nota 7)		14		10
Crediti commerciali			299		322
- crediti commerciali	(vedi nota 6)	307		322	
- debiti verso CCSE a rettifica dei relativi crediti	(vedi nota 18)	(8)			
Crediti tributari, composti da:			87		27
- crediti verso Eni per consolidato fiscale	(vedi nota 6)	10		14	
- attività per imposte correnti	(vedi nota 8)	2		11	
- crediti di imposta	(vedi nota 9)	75		2	
Altre attività di esercizio, composte da:			58		92
- titoli strumentali all'attività operativa					
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa					
- altri crediti	(vedi nota 6)	50		95	
- riclassifica debiti verso fornitori per TEE a rettifica dei crediti vs GME	(vedi nota 18)			(9)	
- altre attività correnti	(vedi nota 10)			1	
- altri crediti e altre attività	(vedi nota 14)	5		2	
- acconti e anticipi altri debiti	(vedi nota 6)	3		3	
Debiti commerciali			(157)		(95)
- debiti commerciali	(vedi nota 18)	(165)		(104)	
- debiti verso CCSE a rettifica dei relativi crediti	(vedi nota 18)	8			
- debiti verso fornitori per TEE a rettifica dei crediti vs GME	(vedi nota 18)			9	
Debiti tributari e fondo imposte netto, composti da:			(86)		(23)
- passività per imposte sul reddito correnti	(vedi nota 19)	(31)		(1)	
- passività per altre imposte correnti	(vedi nota 20)	(7)		(21)	
- debiti verso Eni per consolidato fiscale e IVA	(vedi nota 18)	(48)		(1)	
Passività per imposte differite	(vedi nota 24)		(335)		(287)
Fondi per rischi e oneri	(vedi nota 22)		(165)		(189)
Altre passività di esercizio, composte da:			(82)		(123)
- altri debiti	(vedi nota 18)	(78)		(123)	
- riclassifica: passività per strumenti derivati nelle altre passività	(vedi nota 16)	(4)			
Ratei e risconti di ricavi di attività regolate, composte da:			(243)		(265)
- altre passività (non correnti)	(vedi nota 25)	(243)		(265)	
Totale Capitale di esercizio netto			(610)		(531)
Fondi per benefici ai dipendenti	(vedi nota 23)		(68)		(65)
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili			15		16
- attività non correnti possedute per la vendita	(vedi nota 15)	23		23	
- passività non correnti possedute per la vendita	(vedi nota 26)	(8)		(7)	
CAPITALE INVESTITO NETTO			3.595		3.751
Patrimonio netto	(vedi nota 27)		2.233		2.194
Indebitamento finanziario netto					
Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:			1.362		1.557
- passività finanziarie a lungo termine	(vedi nota 21)	845		1.296	
- quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	(vedi nota 17)	12		29	
- passività finanziarie a breve termine	(vedi nota 16)	509		232	
- riclassifica: passività per strumenti derivati nelle altre passività	(vedi nota 16)	(4)			
a dedurre:					
Disponibilità liquide ed equivalenti					
Totale Indebitamento finanziario netto			1.362		1.557
COPERTURE			3.595		3.751

(*) I saldi al 31 dicembre 2012 sono stati rideterminati a seguito dell'applicazione retrospettiva delle nuove disposizioni dello IAS 19. Per maggiori dettagli si rinvia al capitolo "Modifica dei criteri contabili".

Rendiconto finanziario riclassificato

(milioni di €)

Voci del rendiconto finanziario riclassificato e confluenze delle voci dello schema legale	2012		2013	
	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato
Utile netto		356		315
Rettifiche per ricondurre l'utile al flusso di cassa da attività operativa:				
Ammortamenti e altri componenti non monetari		182		203
- ammortamenti	180		202	
- svalutazioni nette di attività materiali e immateriali	4			
- variazione fondi per benefici ai dipendenti	(2)		1	
Plusvalenze (minusvalenze) nette su cessioni di attività		(12)		(4)
Dividendi, interessi, imposte		193		136
- dividendi	(77)		(101)	
- interessi attivi	(2)			
- interessi passivi	52		65	
- imposte su reddito	220		172	
Variazione del capitale di esercizio:		(2)		60
- rimanenze	8		4	
- crediti commerciali	(10)		(15)	
- debiti commerciali	(47)		(61)	
- fondi per rischi e oneri	65		15	
- riclassifica: passività per strumenti derivati	4		(4)	
- altre attività e passività	(22)		121	
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati:		(277)		(278)
- dividendi incassati	77		100	
- interessi incassati	2			
- interessi pagati	(52)		(66)	
- imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(304)		(312)	
Flusso di cassa netto da attività operativa		440		432
Investimenti tecnici:		(318)		(308)
- attività immateriali	(307)		(299)	
- immobili, impianti e macchinari	(11)		(9)	
Investimenti in partecipazioni, titoli e rami d'azienda:		(940)		(14)
- investimenti in rami d'azienda	(940)		(14)	
Dismissioni e cessioni parziali in imprese consolidate e rami d'azienda:		954		17
- immobili, impianti e macchinari	1			
- attività immateriali	953		17	
Altre variazioni relative all'attività di investimento/disinvestimento:		24		34
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione ammortamenti	5		31	
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	19		3	
Free cash flow		160		161
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti:		92		195
- assunzione debiti finanziari non correnti	857		480	
- rimborsi di debiti finanziari non correnti	(888)		(12)	
- incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	127		(277)	
- riclassifica: passività per strumenti derivati	(4)		4	
Flusso di cassa del capitale proprio:		(261)		(356)
- dividendi distribuiti agli azionisti	(261)		(356)	
Flusso di cassa netto dell'esercizio		(9)		

Fattori di rischio e di incertezza



PREMESSA

Nel 2013 la controllante Snam ha istituito, alle dirette dipendenze dell'Amministratore Delegato, l'unità Enterprise Risk Management (ERM) al fine di presidiare il processo di gestione integrata dei rischi aziendali per tutte le società del Gruppo. I principali obiettivi di ERM riguardano la definizione di un modello di valutazione dei rischi che consenta di individuare gli stessi secondo logiche omogenee e trasversali, di identificare i rischi prioritari, nonché di garantire il consolidamento delle azioni di mitigazione e l'elaborazione di un sistema di reporting.

ERM opera nell'ambito del più vasto Sistema di Controllo Interno e di Gestione dei Rischi di Snam.

Il processo di Enterprise Risk Management in Italgas

Italgas da sempre conosce e gestisce i propri rischi, ma attraverso ERM si è scelto di dotarsi di un metodo di individuazione, valutazione, gestione e controllo dei rischi strutturato e omogeneo valido per tutte le proprie funzioni. Il modello ERM prevede una valutazione dei rischi integrata, trasversale e dinamica che valorizza i sistemi di gestione già esistenti nei singoli processi aziendali.

La funzione dedicata al processo di Enterprise Risk Management di Snam gestisce e presidia le seguenti principali attività:

- identificazione e misurazione dei rischi;
- valutazione enterprise e prioritizzazione dei rischi;
- definizione della strategia di gestione dei rischi;
- monitoraggio e reporting;
- manutenzione ed evoluzione del modello.

L'obiettivo della fase di identificazione dei rischi è di individuare gli eventi rischiosi afferenti ai processi aziendali di Italgas ed esterni agli stessi che potrebbero influire sul conseguimento degli obiettivi aziendali.

La misurazione dei rischi è svolta in modo integrato e trasversale attraverso scale di classificazione delle probabilità e degli impatti definite che riguardano sia aspetti quantitativi (es. impatti economici e finanziari) sia aspetti più qualitativi e intangibili (es. impatti reputazionale, salute, sicurezza e ambiente).

A ciascun evento viene assegnata una misurazione enterprise. Tale misurazione sintetizza per ciascun rischio le diverse valutazioni effettuate dai Risk Owner e dalle unità centralizzate con competenze specialistiche.

La prioritizzazione dei rischi è definita dalla combinazione delle misure di impatto e probabilità.

Per tutti i rischi vengono individuate le azioni di gestione ed eventuali interventi specifici con le relative tempistiche di attuazione e associata una tipologia di gestione dei rischi tra quelle codificate.

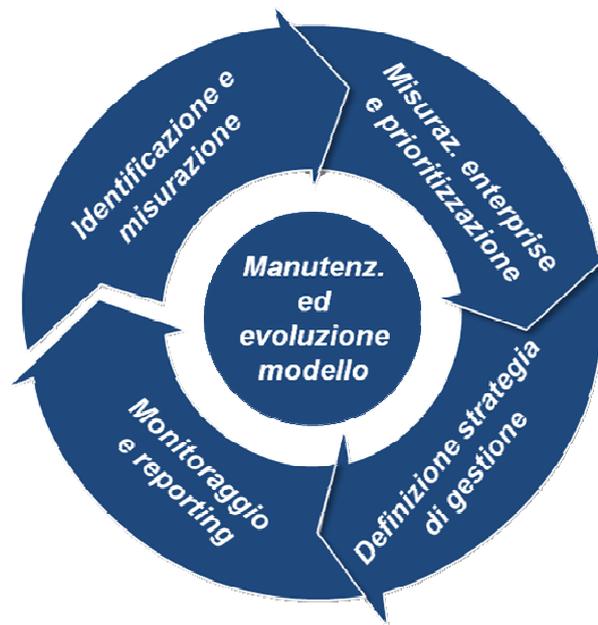
La mappatura dei rischi è dinamica e va di conseguenza riverificata periodicamente. La periodicità è funzione della valutazione enterprise ed è comunque almeno annuale anche per i rischi a bassa prioritizzazione.

L'attività periodica di reporting garantisce, ai diversi livelli aziendali, la disponibilità e la rappresentazione delle informazioni relative alle attività di gestione e di monitoraggio dei rischi di competenza.

La manutenzione del modello di ERM avviene ininterrottamente e indipendentemente rispetto alle fasi del processo con l'obiettivo di disporre con continuità di un modello efficace e coerente con il progresso tecnologico e metodologico in materia di risk management.

I principali rischi identificati e gestiti da Italgas S.p.A. sono i seguenti:

- il rischio di mercato derivante dall'esposizione alle variazioni dei tassi di interesse;
- il rischio credito derivante dall'esposizione della Società a potenziali perdite conseguenti al mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalle controparti;
- il rischio liquidità derivante dalla mancanza di risorse finanziarie per far fronte agli impegni a breve termine;
- il rischio default e clausole restrittive sul debito;
- il rischio operation derivante dalla possibilità che si verifichino incidenti, malfunzionamenti, guasti con danni alle persone e all'ambiente, con effetti sui risultati economico-patrimoniali;
- il rischio legato alla scadenza delle concessioni derivante dalla possibile evoluzione del mercato italiano del gas.



RISCHIO MERCATO

Rischio di variazione dei tassi di interesse

Le oscillazioni dei tassi di interesse influiscono sul valore di mercato delle attività e delle passività finanziarie dell'impresa e sul livello degli oneri finanziari netti. L'obiettivo della Società è la minimizzazione del rischio di tasso d'interesse nel perseguimento degli obiettivi di struttura finanziaria definiti nei piani societari.

Italgas intrattiene rapporti finanziari unicamente con la controllante Snam S.p.A. che svolge attività finanziaria per conto delle società del Gruppo, in forza di una convenzione in base alla quale provvede alla copertura dei fabbisogni finanziari e all'impiego della liquidità della Società.

Al 31 dicembre 2013 il gruppo Snam utilizza risorse finanziarie esterne nelle forme di contratti di finanziamento bilaterali e sindacati con Banche e altri Istituti Finanziatori, di debiti finanziari a medio - lungo termine e linee di credito bancarie a tassi di interesse indicizzati sui tassi di riferimento del mercato, in

particolare l'Europe Interbank Offered Rate (EURIBOR), e di prestiti obbligazionari a tasso fisso collocati presso investitori istituzionali operanti in Europa.

RISCHIO CREDITO

Il rischio credito rappresenta l'esposizione della società a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalle controparti.

Italgas presta i propri servizi di distribuzione a 201 società di vendita, la più importante delle quali è Eni S.p.A.. Il mancato o ritardato pagamento dei corrispettivi dovuti per il trasporto del gas da uno o più di tali operatori potrebbe incidere negativamente sui risultati economici e sull'equilibrio finanziario di Italgas.

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 regola 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.

RISCHIO LIQUIDITÀ

Il rischio liquidità rappresenta il rischio che, a causa dell'incapacità di reperire nuovi fondi (funding liquidity risk) o di liquidare attività sul mercato (asset liquidity risk), l'impresa non riesca a far fronte ai propri impegni di pagamento determinando un impatto sul risultato economico nel caso in cui l'impresa sia costretta a sostenere costi aggiuntivi per fronteggiare i propri impegni o, come estrema conseguenza, una situazione di insolvibilità che pone a rischio l'attività aziendale. L'obiettivo di Italgas è quello di porre in essere una struttura finanziaria (in termini di rapporto tra indebitamento e Regulatory Asset Base - RAB, tra indebitamento a breve e a medio lungo termine e di indebitamento a tasso fisso e a tasso variabile) che, in coerenza con gli obiettivi di business, garantisca un livello di liquidità adeguato, minimizzando il relativo costo opportunità e mantenga un equilibrio in termini di durata e di composizione del debito.

Ad oggi Italgas si finanzia interamente tramite prestiti da parte della società controllante Snam S.p.A. che svolge attività finanziaria per conto delle società del Gruppo, in forza di una convenzione in base alla quale provvede alla copertura dei fabbisogni finanziari e all'impiego della liquidità della Società.

RISCHIO DEFAULT E CLAUSOLE RESTRITTIVE SUL DEBITO

Il rischio di default è il rischio relativo al verificarsi di un evento di inadempimento contrattuale, che può determinare l'accelerazione del rimborso del finanziamento, generando così un potenziale rischio di liquidità.

Al 31 dicembre 2013 la Società ha in essere solo contratti di finanziamento con la controllante Snam.

Tali contratti contengono, inter alia, clausole di change of control che prevedono l'obbligo di Italgas di rimborsare anticipatamente l'intero importo del finanziamento in caso di perdita del controllo di Italgas da parte di Snam.

Inoltre, per alcuni di questi sono previsti obblighi di rimborso anticipato al verificarsi di eventi stabiliti nei contratti di provvista stipulati da Snam che causano l'obbligo di rimborso anticipato dei propri finanziamenti.

Alla data del 31 dicembre 2013 tutte le clausole restrittive contrattualmente previste risultano rispettate.

RISCHIO OPERATION

Le attività svolte dalla Società sono soggette al rispetto delle norme e dei regolamenti a livello comunitario, nazionale, regionale, locale.

Gli oneri e i costi associati alle necessarie azioni da mettere in atto per adempiere agli obblighi previsti costituiscono una voce di costo significativa negli attuali esercizi e in quelli futuri.

Il rispetto delle norme e regolamenti, oltre che a minimizzare i rischi delle proprie attività, è indispensabile per l'ottenimento delle autorizzazioni e/o di permessi in materia di salute, sicurezza e ambiente. La violazione delle norme vigenti comporta sanzioni di natura penale e/o civile, e per gli specifici casi di

violazione della normativa sulla sicurezza e sulla tutela ambientale sono previste sanzioni a carico delle aziende sulla base di un modello europeo di responsabilità recepito anche in Italia (D.Lgs. n. 231/01).

Non può essere escluso con certezza che la Società possa incorrere in costi o responsabilità anche rilevanti.

La normativa vigente ha enfatizzato il valore dei modelli organizzativi, finalizzati a prevenire la possibilità di commissione degli illeciti in caso di violazioni delle disposizioni legislative sulla salute e la sicurezza sui posti di lavoro e sull'ambiente, specificando la responsabilità amministrativa delle Società.

Attraverso gli strumenti normativi interni e gli strumenti organizzativi, in Italgas sono stabilite le responsabilità e le procedure da adottare nelle fasi di progettazione, realizzazione, esercizio e dismissione per tutte le attività delle società, in modo da assicurare il rispetto delle leggi e delle normative interne in materia di salute sicurezza e ambiente.

La Società si è dotata di sistemi di gestione per l'ambiente e per la salute e sicurezza dei lavoratori, basati sui principi di una propria Politica di Salute, Sicurezza, Ambiente e Qualità, consolidata ormai da diversi anni in azienda.

La documentazione e l'applicazione dei Sistemi di Gestione di Italgas sono certificati conformemente a normative internazionali.

L'adozione di procedure e sistemi di gestione che tengono conto delle specificità dell'attività di Italgas, congiuntamente al costante miglioramento e ammodernamento degli impianti, garantiscono l'individuazione, la valutazione e la mitigazione dei rischi, seguendo un ciclo di miglioramento continuo.

La Società pone la massima attenzione ai propri processi operativi in maniera globale: dalla progettazione e realizzazione degli impianti e al successivo utilizzo e manutenzione. Per la gestione delle attività e il controllo operativo, vengono utilizzate specifiche tecniche in continuo aggiornamento e sviluppate in conformità alle best practices internazionali.

Lo sviluppo e il mantenimento della normativa tecnica e dei sistemi di gestione per l'ambiente e per la salute e sicurezza dei lavoratori, sono basati su un ciclo annuale di pianificazione, attuazione, controllo, riesame dei risultati e definizione di nuovi obiettivi.

Il sistema di controllo dei sistemi di gestione è garantito dal monitoraggio degli indicatori di salute, sicurezza e ambiente, dalla reportistica periodica e attraverso verifiche ispettive nei siti operativi e di sede che prevedono:

- Technical Audit, volti ad accertare la corretta applicazione dei Sistemi di Gestione, in coerenza con il Codice Etico e il Modello Organizzativo 231;
- verifiche di certificazione/mantenimento/rinnovo delle certificazioni dei sistemi di gestione (con frequenza almeno annuale effettuate da un ente certificatore esterno);
- verifiche sulle attività in appalto in materia di salute, sicurezza e ambiente.

I rilievi riscontrati vengono esaminati unitamente ai risultati ottenuti dal controllo dei processi operativi, fornendo le informazioni di base per la pianificazione delle attività future e la definizione dei nuovi obiettivi, nel rispetto dei principi assunti da Snam.

Sono adottati gli strumenti normativi e organizzativi di prevenzione (reperibilità, contratti di beni e servizi, formazione e addestramento, ecc.) e di gestione di eventuali emergenze operative che possono avere impatto su asset, persone e ambiente, individuando le dovute azioni finalizzate a limitare i danni.

In aggiunta al sistema di gestione, monitoraggio e risposta ai rischi e agli eventi HSE, la Società ha attivato coperture assicurative allo scopo di limitare i possibili effetti patrimoniali negativi derivanti dai danni provocati a terzi e alle proprietà industriali che possano verificarsi durante la fase operativa e/o durante l'esecuzione di lavori di investimento.

L'ammontare coperto varia in base alla tipologia dell'evento ed è determinato attraverso la best practice di valutazione dei rischi attualmente in uso nel mercato.

Rischi ambientali

L'attività di Italgas è soggetta alla normativa italiana e dell'Unione Europea in materia di tutela dell'ambiente.

Italgas svolge la propria attività nel rispetto delle leggi e dei regolamenti in materia di ambiente e sicurezza. Ciò considerato, non può tuttavia essere escluso con certezza che la Società possa incorrere in costi o responsabilità anche di dimensioni rilevanti. Sono, infatti, difficilmente prevedibili le ripercussioni economico-finanziarie di eventuali danni ambientali, anche in considerazione dei possibili effetti di nuove disposizioni legislative e regolamentari per la tutela dell'ambiente, dell'impatto di eventuali innovazioni tecnologiche per il risanamento ambientale, della possibilità dell'insorgere di controversie e della difficoltà di determinare le eventuali conseguenze, anche in relazione alla responsabilità di altri soggetti.

La Società è impegnata in attività di bonifica di siti contaminati per effetto dell'attività di produzione di gas manifatturato svolta in passato, rimozione e smaltimento rifiuti (per demolizione di strutture impiantistiche obsolete) ed eliminazione di materiali contenenti amianto. A copertura delle passività stimate in relazione agli adempimenti previsti dalla vigente normativa, è stato costituito un fondo, pari a 127 milioni di euro.

Il D.Lgs n. 164/00, relativo alla liberalizzazione del mercato del gas, all'art. 16.4 prevede che le aziende distributrici di gas naturale per impieghi civili perseguano obiettivi di risparmio energetico negli utilizzi finali e nello sviluppo delle fonti rinnovabili; a fronte dei risultati conseguiti, ai distributori sono assegnati i cosiddetti Titoli di Efficienza Energetica (istituiti con i DD.MM. 20 luglio 2004, aggiornato e modificato da quello del 28 dicembre 2013), il cui annullamento origina un rimborso da parte della Cassa Conguaglio del Settore Elettrico sulla base di fondi costituiti attraverso la componente RE (Risparmio Energetico) delle tariffe di distribuzione.

A fronte dei quantitativi nazionali annui di risparmio energetico che devono essere perseguiti attraverso il meccanismo dei certificati bianchi definiti per il periodo 2013-2016, l'Autorità con la Delibera n.13 del 2014 ha determinato gli obiettivi specifici di risparmio energetico per tale periodo in capo ai distributori di energia elettrica e di gas naturale.

Rischi derivanti da eventuali malfunzionamenti della rete di gasdotti

La gestione del sistema di distribuzione della Società, per la sua complessità, ampiezza e articolazione, implica potenziali rischi di malfunzionamento e di imprevista interruzione di servizio, non dipendenti dalla volontà della Società, in quanto imputabili a incidenti, guasti, malfunzionamenti di apparecchiature o sistemi di controllo, minor resa di impianti ovvero a eventi straordinari, quali esplosioni, incendi, terremoti, frane o altri simili eventi di forza maggiore. 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 Italgas abbia stipulato specifici contratti di assicurazione a copertura di alcuni tra tali rischi, le relative coperture assicurative potrebbero infatti risultare insufficienti a far fronte a tutte le perdite subite, agli obblighi di risarcimento e agli incrementi di spesa.

Rischi derivanti dalla stagionalità del business

L'attività svolta dalla Società non presenta fenomeni di stagionalità in grado di influenzare significativamente i risultati economico-finanziari semestrali e annuali.

RISCHI LEGATI ALLA SCADENZA DELLE CONCESSIONI**Rischi relativi alle gare per l'assegnazione delle nuove concessioni di distribuzione del gas**

Alla data del 31 dicembre 2013, Italgas è titolare di un portafoglio di 1.307 concessioni di distribuzione di gas naturale in tutto il territorio nazionale. In base a quanto stabilito dalla vigente normativa applicabile alle concessioni di cui è titolare Italgas, le gare per i nuovi affidamenti del servizio di distribuzione del gas saranno bandite non più per singolo comune, ma esclusivamente per ambiti territoriali minimi (ATM). Con il progressivo svolgimento delle gare, Italgas potrebbe non aggiudicarsi la titolarità di una o più delle nuove concessioni, oppure potrebbe aggiudicarsele a condizioni meno favorevoli di quelle attuali, con possibili impatti negativi sull'attività operativa e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria, fermo

restando, nel caso di mancata aggiudicazione, relativamente ai comuni precedentemente gestiti dall'impresa, l'incasso del valore di rimborso previsto a favore del gestore uscente.

Rischi relativi alla quantificazione del rimborso a carico del nuovo gestore

Con riferimento alle concessioni di distribuzione gas relativamente alle quali Italgas è anche proprietaria delle reti e degli impianti, il D.L. 23 dicembre 2013, n. 145, in vigore dal 24 dicembre 2013 e attualmente in fase di conversione in legge, stabilisce che il valore di rimborso riconosciuto ai gestori uscenti del servizio, titolari degli affidamenti e delle concessioni in essere nel periodo transitorio, è calcolato nel rispetto di quanto stabilito nelle convenzioni o nei contratti e, per quanto non desumibile dalla volontà delle parti, non più con i criteri di cui alle lettere a) e b) dell'articolo 24 del R.D. 15 ottobre 1925, n. 2578, ma con le modalità di cui all'articolo 14, comma 8, del D.Lgs n. 164/00, come successivamente integrato e modificato. In ogni caso, dal valore di rimborso sono detratti i contributi privati relativi ai cespiti di località, valutati secondo la metodologia della regolazione tariffaria vigente.

Il Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 12 novembre 2011 stabilisce che il gestore subentrante acquisisce la proprietà dell'impianto con il pagamento del valore di rimborso al gestore uscente, a eccezione delle eventuali porzioni di impianto di proprietà comunale.

A regime, cioè nei periodi successivi al primo, il rimborso al gestore uscente sarà comunque pari al valore delle immobilizzazioni nette di località, al netto dei contributi pubblici in conto capitale e dei contributi privati relativi ai cespiti di località, calcolato con riferimento ai criteri usati dall'Autorità per determinare le tariffe di distribuzione (RAB).

Alla luce della disciplina giuridica sopra esposta, sussiste l'eventualità che la valutazione del valore di rimborso sia inferiore a quanto pattuito in convenzione con l'Ente Locale.

Informazioni sull'attività e i risultati delle imprese controllate



COMPAGNIA NAPOLETANA DI ILLUMINAZIONE E SCALDAMENTO CON GAS S.P.A. (NAPOLETANA GAS)

(Quote di partecipazione: 99,69% Italgas S.p.A. – 0,31% Soci terzi)

Napoletana Gas è titolare delle concessioni in 128 comuni nella Regione Campania per il servizio di distribuzione gas e in 5 comuni per il servizio idropotabile.

La rete di distribuzione gestita dalla Società al 31/12/2013 si estende per 5.175 km, con un incremento di 35 km rispetto al precedente esercizio.

I punti di riconsegna attivi sono pari a 752.785 unità (l'incremento rispetto ai 750.133 del 2012 è di 2.652 unità), mentre il gas vettoriato è stato pari a 440 milioni di metri cubi contro i 562 milioni di metri cubi dell'anno precedente.

I dipendenti a ruolo sono passati dalle 568 unità di fine 2012 alle 559 unità di fine 2013, con un decremento di 9 unità; la forza media si è ridotta di 17 unità, passando dalle 468 unità del 2012 alle 451 del 2013.

Nel 2013 sono stati realizzati investimenti netti per 35 milioni di euro (35 milioni di euro nel 2012), che hanno riguardato prevalentemente lo sviluppo e l'ammodernamento delle reti e degli impianti gestiti.

L'utile operativo (EBIT) è stato pari a 52 milioni di euro, in diminuzione di 16 milioni di euro rispetto al precedente esercizio.

I ricavi totali, al netto dell'applicazione del principio contabile IFRIC 12, diminuiscono di 19 milioni di euro. La riduzione risente in misura rilevante degli effetti derivanti dall'iscrizione nel 2012 di conguagli riferiti agli anni 2009 - 2011 ai sensi delle deliberazioni 315/2012/R/gas e 450/2012/R/gas dell'Autorità, che hanno modificato alcuni criteri di determinazione delle tariffe del terzo periodo di regolazione.

I costi operativi, al netto dell'effetto dell'IFRIC 12, diminuiscono di 8 milioni di euro principalmente a seguito dei minori accantonamenti ai fondi per rischi e oneri (11 milioni di euro).

L'utile netto dell'esercizio di 27 milioni di euro diminuisce di 9 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente principalmente per la variazione del risultato operativo.

I principali valori relativi a Napoletana Gas sono di seguito esposti:

(milioni di €)	2012	2013	Var. ass.	Var. %
Ricavi totali	168	152	(16)	(9,5)
Ricavi totali al netto degli effetti dell'IFRIC 12	135	116	(19)	(14,1)
Costi operativi	82	77	(5)	(6,1)
Costi operativi al netto degli effetti dell'IFRIC 12	49	41	(8)	(16,3)
Utile operativo	68	52	(16)	(23,5)
Utile operativo adjusted	68	53	(15)	(22,1)
Utile d'esercizio	36	27	(9)	(25,0)
Utile netto adjusted	36	28	(8)	(22,2)
Investimenti (al lordo dei contributi)	35	40	5	14,3
Patrimonio netto	257	248	(9)	(3,5)
Indebitamento (disponibilità) finanziario netto	82	107	25	30,5
Settore gas				
Comuni in concessione	128	128		
Punti di riconsegna attivi	750.133	752.785	2.652	0,4
Vettoriamento gas (in milioni di mc)	562	440	(122)	(21,7)
Società di vendita servite	63	69	6	9,5
Settore acqua				
Comuni in concessione	5	5		
Clienti	28.446	28.637	191	0,7
Vendite (in milioni di mc)	7,6	7,4	(0,2)	(2,6)

L'Assemblea del 21 marzo 2013 ha approvato il Bilancio al 31 dicembre 2012 che chiude con l'utile di 35.631.080,62 euro e ha deliberato di distribuire agli Azionisti un dividendo di 35.629.440,00 euro, pari a 2,3136 euro per azione, e di destinare il residuo importo pari a 1.640,62 euro a utili portati a nuovo. Italgas S.p.A. ha incassato il dividendo in data 11 aprile 2013.

La partecipazione nella società è rimasta immutata rispetto al 31 dicembre 2012 in n. 1.120.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 99,69% del capitale sociale.

Napoletana Gas detiene il 100% di **Seteap (Servizi Territori Aree Penisole) S.p.A.**, concessionaria del servizio gas nei Comuni di Massa Lubrense, Meta, Piano di Sorrento, Sant'Agnello e Sorrento (NA), comuni inclusi nel Programma generale di agevolazione finanziaria della metanizzazione del Mezzogiorno.

In data 30 ottobre 2013 è stato stipulato l'atto di acquisto da parte di Napoletanagas S.p.A. del 7,57% del capitale sociale di Seteap (Servizi Territori Aree Penisole) S.p.A. detenuto da ARIPS – Azienda Risorse Idriche Penisola Sorrentina. L'acquisto ha avuto per oggetto n. 222.900 azioni ordinarie di Seteap S.p.A. del valore nominale di euro 1 cadauna detenute da ARIPS, al prezzo complessivo di euro 514.312,00.

A seguito di tale acquisto Napoletanagas S.p.A. possiede il 100% del capitale sociale di Seteap S.p.A..

Apporto al bilancio consolidato della controllante Snam settore distribuzione gas



Italgas e le sue partecipate sono oggetto di consolidamento nel Bilancio della controllante Snam nel quale costituiscono il settore “distribuzione gas”. Di seguito sono riportati i principali valori di tale settore:

(milioni di €)	2012	2013	Var. ass.	Var. %
Ricavi della gestione caratteristica (*)	1.434	1.315	(119)	(8,3)
- di cui distribuzione di gas naturale	1.398	1.271	(127)	(9,1)
Ricavi della gestione caratteristica al netto degli effetti dell'IFRIC 12	1.109	996	(113)	(10,2)
- di cui distribuzione di gas naturale	1.073	952	(121)	(11,3)
Costi operativi (*)	698	638	(60)	(8,6)
Costi operativi al netto degli effetti dell'IFRIC 12	373	319	(54)	(14,5)
Utile operativo	626	505	(121)	(19,3)
Utile netto di Settore	368	301	(67)	(18,2)
Investimenti tecnici	359	358	(1)	(0,3)
Capitale investito netto al 31 dicembre	3.855	4.019	164	4,3
Distribuzione gas (milioni di metri cubi)	7.462	7.352	(110)	(1,5)
Rete di distribuzione (chilometri)	52.586	52.993	407	0,8
Contatori attivi (numero)	5.906.738	5.928.021	21.283	0,4
Dipendenti in servizio al 31 dicembre (numero)	3.016	3.008	(8)	(0,3)

(*) Prima delle elisioni di consolidamento.

Altre informazioni



RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

Le operazioni compiute dalla Società con le parti correlate riguardano essenzialmente la prestazione di servizi e la compravendita di beni con la controllante Snam S.p.A. e con società da quest'ultima controllate, collegate o a controllo congiunto nonché con altre società posseduta o controllate dallo Stato, oltre che la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con la controllante Snam.

Tutte le operazioni fanno parte dell'ordinaria gestione, sono regolate a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti, e sono state compiute nell'interesse dell'impresa.

Ai sensi delle disposizioni della normativa applicabile, la Società ha adottato procedure interne per assicurare la trasparenza e la correttezza sostanziale e procedurale delle operazioni con parti correlate, realizzate dalla Società stessa o dalle sue società controllate.

Gli ammontari dei rapporti di natura commerciale e diversa e di natura finanziaria posti in essere con le parti correlate e la descrizione della tipologia delle operazioni più rilevanti sono evidenziati nelle Note al bilancio di esercizio.

RAPPORTI CON IL SOGGETTO DOMINANTE E CON LE IMPRESE SOGGETTE ALLA SUA ATTIVITÀ DI DIREZIONE E COORDINAMENTO

Italgas S.p.A. è soggetta all'attività di direzione e coordinamento di Snam S.p.A.. I rapporti con Snam S.p.A. e con le imprese soggette alla sua attività di direzione e coordinamento costituiscono rapporti con parti correlate e sono commentati alla nota n. 37 "Rapporti con parti correlate" delle Note al bilancio di esercizio.

AZIONI PROPRIE E DI SOCIETÀ CONTROLLANTI

La Società non possiede al 31 dicembre 2013 azioni proprie né della controllante Snam S.p.A., né ha mai effettuato acquisti o vendite di tali azioni, direttamente o indirettamente per mezzo di società controllate, collegate, fiduciarie o per interposta persona.

SEDI SECONDARIE

In relazione al disposto dell'art. 2428 del Codice civile, si attesta che Italgas S.p.A. non ha sedi secondarie.

ATTIVITÀ DI RICERCA E SVILUPPO

Per quanto riguarda le attività di ricerca e sviluppo, si rimanda a quanto illustrato nel paragrafo "Innovazione tecnologica e attività di ricerca" riportato nella Relazione sulla gestione.

CODICE ETICO

Il Consiglio di Amministrazione ha approvato in data 9 settembre 2013 la nuova versione del Codice Etico¹³ che definisce un sistema valoriale condiviso ed esprime la cultura dell'etica di impresa di Snam e delle sue controllate, e ispira il pensiero strategico e la conduzione delle attività aziendali.

Il Codice Etico (i) afferma i principi che ispirano e fondano l'attività condotta da Italgas, quali l'osservanza della legge, la concorrenza leale, l'onestà, l'integrità, la correttezza e buona fede nel rispetto degli interessi legittimi dei clienti, dipendenti, azionisti e dei partner commerciali e finanziari, nonché della collettività in cui la Società è presente con le proprie attività; (ii) contiene i principi generali di sostenibilità e responsabilità d'impresa; e (iii) ha a oggetto, inter alia, il luogo di lavoro, i rapporti con gli stakeholder e i fornitori, la tutela dei dati personali.

Il Codice Etico rappresenta, tra l'altro, un principio generale non derogabile del Modello di organizzazione, gestione e controllo adottato dalla Società ai sensi della disciplina italiana "responsabilità degli enti per gli illeciti amministrativi dipendenti da reato" contenuta nel Decreto Legislativo 8 giugno 2001 n. 231. Il Consiglio di Amministrazione ha attribuito all'Organismo di Vigilanza, istituito ai sensi del D.Lgs. n. 231 del 2001, il ruolo di Garante del Codice Etico, al quale possono essere presentate: (i) richieste di chiarimenti e di interpretazioni sui principi e contenuti del Codice; (ii) suggerimenti in merito all'applicazione del Codice Etico; (iii) segnalazioni di violazioni del Codice Etico di diretta o indiretta rilevazione.

MODELLO 231 E ORGANISMO DI VIGILANZA

Modello 231

Il Consiglio di Amministrazione ha adottato un proprio modello di organizzazione, gestione e controllo ai sensi del Decreto Legislativo 8 giugno 2001, n. 231 ("Modello 231") per la prevenzione dei reati di cui alla normativa sulla responsabilità amministrativa delle società per i reati commessi nell'interesse o a vantaggio dell'azienda (D.Lgs. 231/2001) e ha nominato un Organismo di Vigilanza dotato di autonomi poteri di iniziativa e controllo, in conformità alla disciplina di legge.

Il Consiglio di Amministrazione di Italgas ha approvato in data 9 settembre 2013 il nuovo testo del Modello 231, aggiornato in relazione ai nuovi reati di "corruzione tra privati", "indebita induzione a dare o promettere utilità" e "impiego di cittadini di Paesi terzi di cui il soggiorno è irregolare", nonché all'evoluzione del proprio assetto societario e organizzativo.

Il Modello 231 è costituito da un insieme organico di principi, regole, disposizioni in merito, tra l'altro, alla gestione e al controllo di ciascun processo aziendale, la cui finalità è quella di tutelare la Società da eventuali condotte che possano comportare la responsabilità amministrativa, ai sensi del D.Lgs. 231/2001, in relazione a taluni reati commessi o tentati nell'interesse o a vantaggio della Società da soggetti in posizione c.d. "apicale" all'interno della struttura stessa o da soggetti sottoposti alla vigilanza e controllo di questi.

¹³ La nuova versione del Codice Etico, seppur in continuità con quanto previsto nella precedente versione, presenta alcuni rilevanti elementi di innovazione tra cui: (i) la rivisitazione e l'integrazione dei principi etici e delle norme comportamentali in materia di corruzione, e (ii) l'enfasi posta sulla cultura del gruppo Snam e sulle specificità del settore regolato in cui opera la Società, in particolare ai rapporti con le Autorità di regolazione e alla normativa europea in materia di gas naturale (prima disciplinate in un apposito addendum al Codice Etico).

Organismo di Vigilanza

L'Organismo di Vigilanza è composto da tre membri esterni alla Società, uno appartiene alla Direzione Affari Legali, Societari e Compliance di Snam, uno appartenente alla funzione Internal Audit di Snam e un terzo dotato di comprovata competenza ed esperienza nelle tematiche giuridiche e societarie e/o di economia e organizzazione aziendale, cui sono attribuite le funzioni di Presidente. L'Organismo di Vigilanza vigila sull'effettività del Modello 231 e sul monitoraggio dell'attività di attuazione e aggiornamento dello stesso. Esso esamina l'adeguatezza del Modello 231 nella prevenzione dei comportamenti illeciti e cura i flussi informativi di competenza con le varie funzioni aziendali. L'Organismo di Vigilanza svolge altresì il ruolo di Garante del Codice Etico.

Nello svolgimento dei compiti assegnati, l'Organismo di Vigilanza ha accesso senza limitazioni alle informazioni aziendali per le attività di indagine, analisi e controllo. È fatto obbligo di informazione, in capo a qualunque funzione aziendale, dipendente e/o componente degli organi sociali, a fronte di richieste da parte dell'Organismo di Vigilanza, o al verificarsi di eventi o circostanze rilevanti, ai fini dello svolgimento delle attività di competenza dell'Organismo di Vigilanza.

Nel caso di emersione di eventuali aspetti critici, l'Organismo di Vigilanza comunica l'esito delle attività svolte nell'esercizio dei compiti assegnati.

Sono previsti i seguenti flussi informativi da parte dell'Organismo di Vigilanza:

- (i) continuativo, nei confronti dell'Amministratore Delegato, il quale informa il Consiglio di Amministrazione nell'ambito dell'informativa sull'esercizio delle deleghe conferite;
- (ii) semestrale, nei confronti del Collegio Sindacale; a tale proposito, è predisposto un rapporto semestrale relativo all'attività svolta con segnalazione dell'esito delle verifiche e delle innovazioni legislative in materia di responsabilità amministrativa degli enti; in tale occasione, sono organizzati incontri dedicati con il Collegio Sindacale; il rapporto semestrale è trasmesso al Presidente e all'Amministratore Delegato e, inoltre, ne è data informativa al Consiglio di Amministrazione;
- (iii) immediato, ove risultino accertati fatti di particolare materialità o significatività, nei confronti del Collegio Sindacale, previa informativa al Presidente e all'Amministratore Delegato.

Sono istituiti "canali informativi dedicati" per facilitare il flusso di comunicazioni e informazioni.

PROCEDURA ANTI-CORRUZIONE

Nel 2013, a seguito della promulgazione della Legge 6 novembre 2012 n.190 "Legge anticorruzione" Disposizioni per la prevenzione e repressione della corruzione e dell'illegalità nella Pubblica Amministrazione, che ha introdotto, tra gli altri, il reato di corruzione tra privati (art. 2635 c.c.) e, successivamente all'approvazione da parte del Consiglio di Amministrazione - è stata emanata la nuova Procedura Anticorruzione che sostituisce le norme aziendali adottate in precedenza.

La Procedura Anticorruzione, in coerenza con quanto previsto dal Codice Etico, proibisce la corruzione in ogni sua forma con riferimento a qualsiasi soggetto pubblico o privato nazionale e internazionale ed è parte integrante di un più ampio sistema di controllo di etica di impresa finalizzato a garantire la compliance della Società alle leggi anticorruzione e ai migliori standard internazionali nella lotta alla corruzione, anche a tutela della reputazione della Società.

La Procedura Anticorruzione è altresì adottata in osservanza del decimo principio del Global Compact, iniziativa internazionale avviata nel 2000 dalle Nazioni Unite per sostenere dieci principi universali relativi ai diritti umani, al lavoro, all'ambiente e alla lotta alla corruzione.

IL SISTEMA DI CONTROLLO INTERNO SULL'INFORMATIVA FINANZIARIA

Il sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria è il processo finalizzato a garantire l'attendibilità¹⁴, l'accuratezza, l'affidabilità e la tempestività dell'informativa finanziaria e la capacità del processo di redazione del bilancio di produrre l'informativa finanziaria in accordo con i principi contabili.

Il Gruppo Snam si è dotato di un corpo normativo che definisce le norme, le metodologie, i ruoli e le responsabilità per la progettazione, l'istituzione e il mantenimento nel tempo del sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria, nonché per la valutazione nel tempo della sua efficacia.

Il modello di controllo è applicato a Snam e alle società da essa controllate in considerazione della loro significatività ai fini della predisposizione dell'informativa finanziaria. Italgas adotta il modello di controllo definito, quale riferimento per la progettazione e l'istituzione del proprio sistema di controllo sull'informativa finanziaria, in modo da renderlo adeguato rispetto alle dimensioni e alla complessità delle attività svolte.

Il modello di controllo interno sull'informativa finanziaria adottato da Snam è stato definito coerentemente alle previsioni dell'art. 154-bis del T.U.F. ed è basato sul "COSO Framework" ("Internal Control – Integrated Framework" pubblicato dal Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission), che costituisce il modello di riferimento a livello internazionale per l'istituzione, l'aggiornamento, l'analisi e la valutazione del sistema di controllo interno.

Nel corso del 2013 è stato avviato un progetto di revisione e aggiornamento di tale modello, al fine di mantenerne l'affidabilità e l'adeguatezza, a seguito del venir meno del ruolo al riguardo garantito fino al 2012 da Eni, della crescente complessità della struttura e dell'organizzazione del Gruppo Snam e dell'esigenza di recepire le novità introdotte dall'aggiornamento del menzionato "COSO Framework", pubblicato nel maggio 2013.

La progettazione, l'istituzione e il mantenimento del sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria sono garantiti mediante: le attività di scoping, l'individuazione e la valutazione dei rischi e dei controlli (a livello aziendale e di processo, attraverso le attività di risk assessment e di monitoraggio) e i relativi flussi informativi (reporting).

I controlli sono oggetto di regolare valutazione (monitoraggio), per verificarne nel tempo l'adeguatezza del disegno e l'effettiva operatività. A tal fine, sono previste attività di monitoraggio di linea, affidate al management responsabile dei processi/attività rilevanti, e attività di monitoraggio indipendente, affidate all'Internal Audit.

Gli esiti delle attività di monitoraggio sono oggetto di reporting periodico sullo stato del sistema di controllo, che coinvolge tutti i livelli della struttura organizzativa, quali i responsabili operativi di business, i responsabili di funzione, la massima posizione amministrativa e l'Amministratore Delegato di Italgas.

Sulla base delle valutazioni di tutti i controlli istituiti, la massima posizione amministrativa di Italgas redige una relazione semestrale sull'adeguatezza e l'effettiva applicazione del sistema di controllo sull'informativa finanziaria della propria società, che viene condivisa con l'Amministratore Delegato e comunicata al Consiglio di Amministrazione, previa informativa al Collegio Sindacale.

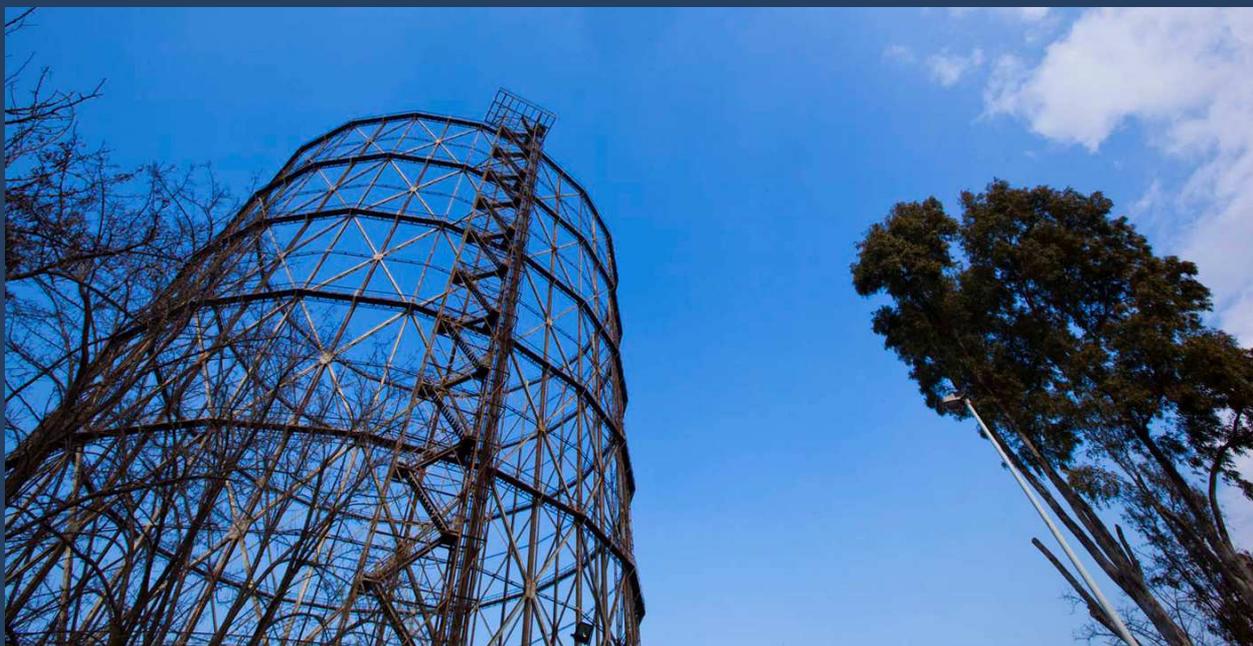
Le valutazioni di tutti i controlli costituiscono altresì oggetto di un rapporto della massima posizione amministrativa di Italgas condiviso con l'Amministratore Delegato, rivolto al Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari della controllante Snam.

I FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA DELL'ESERCIZIO

Oltre agli eventi già segnalati negli appositi paragrafi della Relazione sulla gestione, non vi sono fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio.

¹⁴ Attendibilità (dell'informativa): l'informativa che ha le caratteristiche di correttezza e conformità ai principi contabili generalmente accettati e ha i requisiti chiesti dalle leggi e dai regolamenti applicati.

Evoluzione prevedibile della gestione



Nel corso del 2014 la Società prevede di realizzare investimenti tecnici in immobilizzazioni materiali e immateriali, al lordo dei contributi, per circa 320 milioni di euro, finalizzati al mantenimento e allo sviluppo delle reti, alla sostituzione dei contatori e allo sviluppo della telelettura, nonché al mantenimento e sviluppo di sistemi Ict e altre attività di supporto.

Italgas prevede di continuare a gestire l'attuale portafoglio concessioni, continuando a sostenere lo sviluppo della domanda di nuovi allacciamenti alle reti di distribuzione, prevista nell'ordine dello 0,5% degli utenti finali serviti a fine 2013, pari a 5,2 milioni.

Persone e organizzazione



Al 31/12/2013 il personale a ruolo e in servizio per categoria contrattuale è risultato così ripartito:

Qualifica professionale	Ruolo			Servizio		
	2011	2012	2013	2011	2012	2013
Dirigenti	28	27	25	20	22	22
Quadri	164	162	172	102	114	127
Impiegati	1.432	1.410	1.404	1.203	1.285	1.295
Operai	1.155	1.130	1.111	1.154	1.130	1.115
	2.779	2.729	2.712	2.479	2.551	2.559

Nel corso del 2013 il personale in servizio di Italgas ha registrato un aumento complessivo di 8 unità, passando da 2.551 del 31/12/2012 a 2.559 del 31/12/2013.

L'aumento è il risultato di 21 entrate e di 34 uscite al netto dei trasferimenti tra le società di Snam che generano un saldo positivo di 21 risorse.

Gli ingressi riguardano 13 entrate dal mercato, 2 entrate a seguito di trasferimenti da società di Snam e 6 rientri in servizio. Le uscite consistono principalmente in 21 risoluzioni del rapporto di lavoro, il licenziamento di 5 risorse, le dimissioni di 1 risorsa e il trasferimento di 1 risorsa ad altra società.

Il personale assunto a tempo indeterminato è pari al 98,2% del totale, mentre la restante parte ha un contratto di apprendistato. Il 39% delle persone è occupato nel Nord Italia, il 39% nel Centro Italia e il restante 22% nel Sud Italia.

Con riferimento **all'organizzazione aziendale**, nel corso del 2013 sono continuate le attività di progettazione e attuazione della riorganizzazione delle attività del business. In particolare sono stati avviati specifici progetti di efficientamento dei processi operativi inerenti la gestione delle gare per l'affidamento del servizio di distribuzione gas e hanno avuto piena implementazione le modifiche introdotte per la gestione delle attività di telelettura dei contatori gas, sia a livello informatico che tecnico-organizzativo.

Inoltre, in vista dell'upgrade tecnologico dei sistemi informativi di Gruppo, è stato avviato un progetto di valutazione degli impatti organizzativi e tecnici derivanti dall'adozione di soluzioni informatiche integrate con l'obiettivo di perseguire logiche di efficacia ed efficienza a livello di Gruppo.

Nel corso dell'anno sono stati poi avviati progetti di valutazione degli impatti organizzativi relativi a operazioni societarie e di joint venture per lo sviluppo delle attività di distribuzione del gas naturale nei territori del Nord-Ovest e del Centro Italia.

In tema di **sistemi di incentivazione e remunerazione**, la Società, accanto alla politica di merito, legata a ruoli e responsabilità, ha consolidato in questi anni un sistema di incentivazione variabile per le figure manageriali, collegato alla valutazione della performance (risultati) mediante l'attribuzione di specifiche schede di obiettivi individuali derivanti da quelli aziendali. Nel 2013 la valutazione della performance ha coinvolto il 100% dei dirigenti. La politica di incentivazione annuale è strettamente legata al conseguimento dei risultati e al livello di contributo fornito.

Con riferimento alle **relazioni sindacali**, nel corso del 2013 è proseguito il rapporto tra Italgas e le Organizzazioni Sindacali a livello nazionale e locale caratterizzato da numerosi confronti sui temi inerenti il processo di integrazione a livello di Gruppo.

Le dinamiche negoziali hanno privilegiato l'utilizzo di un modello partecipativo a ogni livello, che ha trovato la sua formale definizione nella sottoscrizione di un nuovo Protocollo sulle Relazioni Industriali sottoscritto tra le Parti il 17 ottobre 2013. Si tratta di un documento fortemente innovativo che regola il sistema di negoziazione tra le Parti in tutte le sue articolazioni in un'ottica di semplificazione e di miglior adeguamento al contesto di riferimento, nazionale e internazionale, basato sul comune intento di perseguire gli obiettivi aziendali mediante strumenti che consentano di prevenire il conflitto privilegiando lo sviluppo e la promozione di una cultura partecipativa dei dipendenti. Oltre alla rimodulazione dei livelli di contrattazione nazionali e locali, nel rispetto dei CCNL applicati, sono stati istituiti un Comitato Paritetico per le Relazioni Industriali che introduce meccanismi di informazione su tematiche attinenti allo scenario di riferimento economico ed energetico e in generale relative allo sviluppo delle politiche aziendali e altri strumenti di confronto tra i quali un comitato HSE. Sempre in sede di protocollo sono state definite le tempistiche per l'istituzione del Comitato Aziendale Europeo ai sensi del D.Lgs n. 113/12 (attuativo della Direttiva 2009/38/CE), in conseguenza delle più recenti acquisizioni operate in ambito europeo.

Al contempo, sempre nel mese di ottobre 2013, nell'ottica del processo di integrazione, riorganizzazione e consolidamento del Gruppo Snam finalizzato a cogliere le sinergie strutturali possibili e il miglioramento del mix quali/quantitativo delle proprie risorse, è stato sottoscritto un Protocollo sull'Occupazione che prevede, tra l'altro, la messa in mobilità, ex artt. 4 e 24 L. n. 223/91, di un massimo di 126 dipendenti, a fronte dei quali, nel corso del triennio, il gruppo Snam procederà all'inserimento di 150 risorse nelle diverse realtà operative facenti parte del Gruppo.

La **formazione** in Italgas è finalizzata ad assicurare l'accrescimento delle competenze richieste dalla mission e dalle strategie di business, favorendo l'arricchimento delle opportunità di impiego delle persone, i processi di integrazione organizzativa e di gestione del cambiamento.

Complessivamente nel 2013 sono state erogate oltre 74 mila ore di formazione (pari a circa 29 ore per dipendente) con 8.690 partecipazioni.

Particolare attenzione viene posta al presidio e al trasferimento del know-how tecnico-specialistico caratteristico della popolazione dei tecnici e degli operai, per la quale la competenza nelle attività manutentive è riconosciuta come elemento distintivo.

Iniziative formative specifiche vengono progettate per le varie famiglie professionali e per le nuove risorse di recente inserite in azienda.

La formazione si realizza in aula e attraverso l'affiancamento on the job, privilegiando la docenza interna di esperti e, laddove opportuno, ricorrendo a collaborazioni con istituti ed enti formativi esterni di eccellenza.

Per il trasferimento diffuso di specifiche conoscenze viene utilizzata la modalità e-learning.

Tra le attività più significative e/o di particolare interesse avviate e realizzate nel 2013 si evidenziano:

- la formazione sul nuovo modello organizzativo delle attività operative e sulle nuove competenze tecniche professionali legate alla polivalenza;
- la formazione rivolta a operai e tecnici per l'utilizzo dei nuovi strumenti informatici "Tablet" a supporto dell'attività operativa in riferimento all'evoluzione dei sistemi di Work Force Management;
- programmi di lingua inglese (Progetto energianglish) rivolti a tutta la popolazione aziendale;

– la sensibilizzazione dell'intera popolazione di dirigenti, quadri e impiegati sui temi "Etica d'impresa e Modello 231", attraverso la divulgazione dei principi e dei contenuti del D.Lgs n. 231/01 e del Modello 231 aggiornati con i dettami della Legge n. 190/12 (cosiddetta "Legge anticorruzione").

È proseguito, inoltre, l'impegno formativo derivante dal rispetto delle normative vigenti e quello su tematiche sensibili quali la salute, la sicurezza, l'ambiente e la qualità. Tutti i corsi di formazione in ambito salute e sicurezza sono stati organizzati ed erogati in conformità a quanto previsto dall'Accordo Stato-Regioni del 21 dicembre 2011.

In tema di **iniziative per i dipendenti**, la Società offre ai propri dipendenti e ai loro familiari un insieme articolato di strumenti e servizi finalizzato a migliorare l'equilibrio tra vita privata e vita professionale e più in generale la qualità del sistema lavorativo.

Come ogni anno, anche nel 2013 ai dipendenti che hanno prestato 25 anni di servizio in azienda sono stati attribuiti un premio ed una medaglia d'oro, per attestare l'apporto individuale alla crescita della Società. Nel corso del 2013 sono state premiate 130 persone.

Salute, sicurezza, ambiente e qualità



Il modello di governance della salute, della sicurezza, dell'ambiente e della qualità attuato in Italgas ha subito negli ultimi anni una continua evoluzione volta a rendere le risposte della Società adeguate ai dinamici contesti normativi e di mercato in cui opera.

L'impegno di Italgas su tali temi si è tradotto nell'adozione di una "Politica aziendale Integrata per la Qualità, l'Ambiente, la Salute e la Sicurezza sul Lavoro (HSEQ)", nella quale le risorse umane e naturali sono intese come valori fondamentali da valorizzare e tutelare. In coerenza con il Modello di Gestione HSEQ del Gruppo Snam, Italgas applica un sistema di procedure con l'obiettivo di garantire la sicurezza e la salute delle persone (dipendenti, clienti finali, appaltatori, ecc.), di prevenire gli infortuni, di assicurare la salvaguardia dell'ambiente e dell'incolumità pubblica, nonché di operare in termini di qualità globale.

Per l'efficace attuazione della politica HSEQ, Italgas ha adottato un modello organizzativo basato su una specifica unità di staff, denominata "Salute, Sicurezza, Ambiente e Qualità", di indirizzo, coordinamento e controllo delle attività aziendali in tali materie. L'unità fornisce altresì supporto alle unità operative, che assicurano, nell'ambito del presidio territoriale delle attività tecniche connesse con il servizio di distribuzione gas, l'attuazione puntuale di quanto contenuto nella politica e nelle procedure del sistema di gestione.

SALUTE E SICUREZZA

Italgas dedica massima cura alla tutela della salute e sicurezza dei lavoratori, ponendo particolare attenzione alla formazione del personale sui pericoli che derivano dallo svolgimento delle attività operative (specialmente l'attuazione delle prescrizioni di sicurezza da adottare a salvaguardia della propria e dell'altrui incolumità), sulle disposizioni per la tutela dell'ambiente e sulla salvaguardia delle risorse.

Tra le iniziative volte a sviluppare una crescente sensibilizzazione sulle problematiche della sicurezza e, in particolare, nella prevenzione degli infortuni riconducibili alle attività del personale operativo, si segnalano i consolidati "Trofeo Sicurezza Italgas" e il "Premio Zero Infortuni". In particolare, tale premio, che riguarda tutto il personale, ripartito per gruppi omogenei, ha l'obiettivo di assegnare un riconoscimento a tutti coloro che si sono distinti nel raggiungimento di un risultato considerato della massima importanza: l'assenza di infortuni in un intervallo di tempo di 365 giorni consecutivi. Attraverso tali azioni e l'impegno di tutti i dipendenti, il livello di infortuni registrato da Italgas nel corso dell'anno si è confermato essere di entità assai

contenuta, mantenendosi su livelli soddisfacenti. Nel 2013 gli infortuni totali registrati sono stati 11, di cui 7 in itinere (a cui corrispondono rispettivamente 402 e 155 giorni di assenza) con un indice di frequenza di 2,56 e un indice di gravità di 0,09 (0,93 e 0,04 escludendo gli infortuni in itinere).

Anche nei confronti delle società appaltatrici sono continuate le azioni di sensibilizzazione e di controllo, allo scopo di assicurare un adeguato livello di sicurezza presso i cantieri di Italgas. A tale riguardo, nel 2013, è proseguita, con risultati molto soddisfacenti, la rilevazione sistematica dei dati infortunistici degli operatori terzi ed è diventato operativo il “Trofeo della Sicurezza per le imprese appaltatrici”.

PROTEZIONE AMBIENTALE

I fattori che generano un impatto sull'ambiente hanno carattere quantitativo (emissioni inquinanti, produzione di rifiuti, consumo di materie prime, consumo di energia, consumo di risorse naturali, rumore) e qualitativo (odori, vibrazioni, impatti visivi). La loro individuazione e quantificazione è basilare nella definizione degli “obiettivi ambientali” e nella determinazione dei relativi programmi volti al loro raggiungimento. A seguito di specifiche valutazioni, Italgas considera significativi, nell'ambito delle proprie attività, gli impatti relativi:

- alle emissioni in atmosfera derivanti sia dai processi di combustione (anidride carbonica, monossido di carbonio, ossidi di azoto, ecc.), sia dall'attività di distribuzione (rilasci di gas naturale in atmosfera dalle reti);
- alla produzione di rifiuti derivanti dalle attività ordinarie di costruzione e manutenzione delle reti e dal recupero di aree industriali.

In tale contesto, Italgas promuove importanti attività finalizzate alla riduzione dell'impatto ambientale dei propri processi produttivi e al miglioramento delle condizioni di sicurezza degli impianti, nonché il recupero ambientale e la bonifica dei siti che risultano contaminati a seguito delle pregresse attività industriali di produzione del gas lavorato. Sono proseguite, pertanto, le attività volte alla riqualificazione ambientale di tali aree di proprietà della Società, presso le quali sono ancora presenti impianti dismessi e residui di lavorazione.

Fra gli interventi tecnici che hanno positivi effetti sull'ambiente in termini di riduzione delle emissioni gassose in atmosfera, riveste particolare importanza la sostituzione delle tubazioni in ghisa grigia con giunti in canapa/piombo. Tale attività consente minori emissioni di metano nell'atmosfera, un aumento dei livelli di sicurezza, una riduzione degli sprechi di materia prima e, di conseguenza, una razionalizzazione dei livelli energetici. Con riferimento agli obiettivi di riduzione di emissioni acustiche, Italgas ha continuato le attività previste dal piano di insonorizzazione degli impianti di riduzione del gas con valori di emissione acustica particolarmente elevati.

CERTIFICAZIONE INTEGRATA SALUTE, SICUREZZA, AMBIENTE E QUALITÀ

Nel 2013 sono state confermate per Italgas le certificazioni di conformità del Sistema di Gestione Integrato ai requisiti dettati dalle norme di riferimento ISO 9001/2008 “Sistemi di Gestione per la Qualità”, ISO 14001/2004 “Sistemi di Gestione Ambientale”, BS OHSAS 18001/2007 “Sistema di Gestione per la Salute e la Sicurezza sul Luogo di Lavoro” e ISO 50001/2011 “Sistema di Gestione dell'Energia”.

RAPPORTO SALUTE, SICUREZZA E AMBIENTE

Nel “Rapporto Salute, Sicurezza, Ambiente” sono esposti e commentati i dati riguardanti tutte le azioni quotidiane e i progetti intrapresi per prevenire, controllare e ridurre nel tempo l'impatto ambientale delle attività della Società, nonché per garantire la sicurezza e assicurare la tutela della salute.

I dati esposti nel documento includono i consumi di energia, le emissioni in atmosfera e la produzione di rifiuti. Il documento illustra, inoltre, il consuntivo delle spese sostenute per la tutela della salute, della sicurezza e della protezione dell'ambiente.

Per quanto riguarda le informazioni di carattere economico e sociale il rapporto rimanda al Bilancio di Sostenibilità di Gruppo.

Innovazione tecnologica e attività di ricerca



Le attività di innovazione e sviluppo tecnologico condotte dalla Società nel 2013 hanno perseguito i seguenti obiettivi:

- miglioramento degli standard di qualità e sicurezza del servizio;
- riduzione degli effetti ambientali delle attività di distribuzione;
- aumento dell'efficienza del sistema distributivo.

Nell'ambito della misura del gas, è proseguito il progetto di innovazione tecnologica relativo ai misuratori di grosso calibro a ultrasuoni installati su impianti di regolazione e misura (REMI) monitorando i risultati e confrontandoli con quelli dei misuratori tradizionali.

È proseguita, inoltre, l'attività di scouting sui contatori innovativi (a ultrasuoni e massici) e compatti (con sistema di conversione e di telelettura integrati).

Con riferimento alla realizzazione della telelettura dei gruppi di misura del gas, la Società ha proseguito il progetto "Sistema Informativo Telelettura" avente l'obiettivo di assicurare la progettazione e la realizzazione di un sistema informativo a supporto delle attività di telelettura e gestire gli aspetti operativi, organizzativi e di change management correlati alla messa in esercizio del sistema stesso. Nel corso del 2013 è stata completata la fase realizzativa della parte del sistema dedicata alle grandi utenze (contatori \geq G10); infatti ad aprile è stato rilasciato l'applicativo AMM di acquisizione delle teleletture e di gestione degli apparati di campo e ad agosto è stato rilasciato l'applicativo MDM di gestione delle letture per tutti i pdr con calibro misuratore maggiore o uguale a G10 (teleletti e non). Al fine di prendere in carico, con l'applicativo AMM, tutti i pdr teleletti, da giugno a dicembre è stata effettuata un'attività massiva di cambio sim che ha interessato tutti gli apparati di telelettura in campo.

Nel settore dell'odorizzazione del gas naturale, è terminata la prima fase del progetto "Ottimizzazione del volume di odorizzante immesso in rete", volto a migliorare i livelli di efficienza operativa e ad aumentare gli standard di sicurezza delle reti. Operativamente è stato testato, presso alcuni impianti di riduzione della pressione nel comune di Asti, un sistema innovativo di controllo del grado di odorizzazione al variare delle condizioni di erogazione del gas o dell'assetto fluidodinamico. Attualmente è allo studio il prosieguo della fase sperimentale, finalizzato a perfezionare il sistema sulla base dei risultati ottenuti.

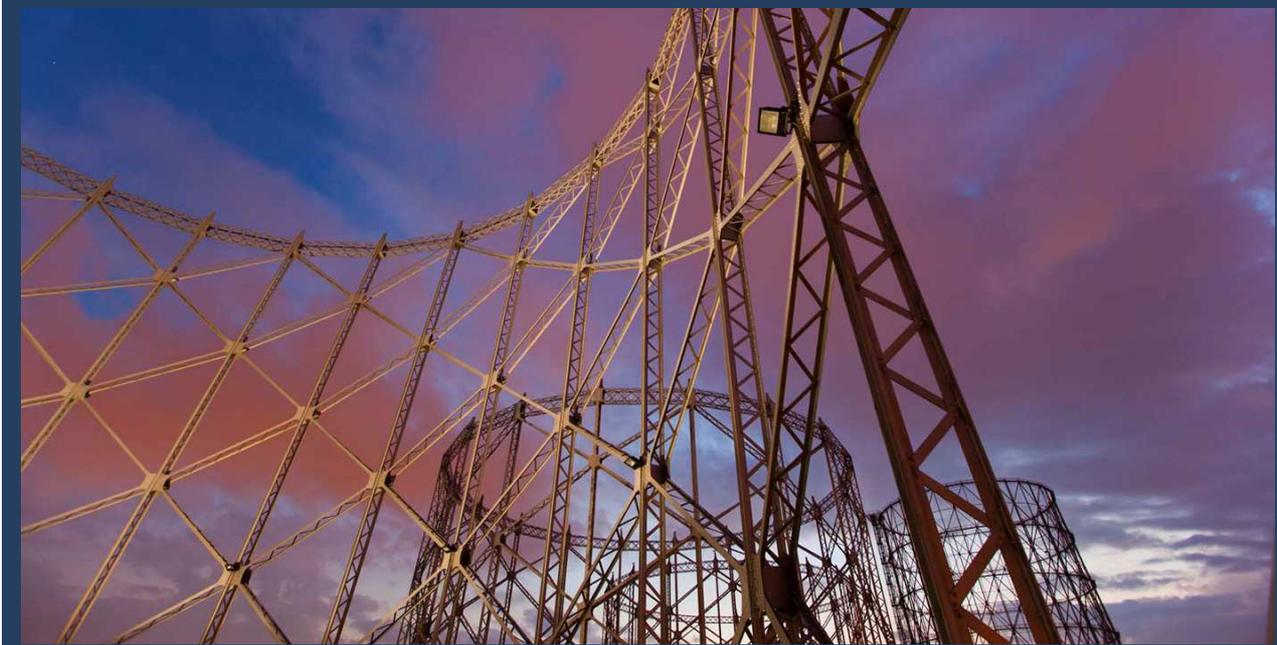
Nel corso del 2013 è stato ammesso all'utilizzo aziendale un sistema innovativo meccanico-pneumatico per la ripartizione delle portate dei REMI e dei Gruppi di Riduzione Finali (GRF). Si tratta della ricaduta sulla pratica aziendale di un progetto conclusosi l'anno precedente.

Con riferimento alle misure di protezione antisismica degli edifici, è proseguito il progetto, unico in Italia, di sperimentazione in campo di un sistema di valvole di produzione giapponese, che consentono l'intercettazione del flusso del gas in edifici sensibili (ospedali, scuole, ecc.) in occasione di eventi sismici. Nel 2013 sono state programmate ulteriori installazioni rispetto a quelle già realizzate in passato nel Centro e nel Sud Italia. È stato avviato un progetto finalizzato a sviluppare un sistema robotico atto a interrompere il servizio gas ai clienti morosi attraverso l'impianto aereo. Sono previste la progettazione e la realizzazione prototipale di un dispositivo robotico atto alla navigazione remota tele-operata o autonoma all'interno delle colonne montanti. Tale robot sarà dotato di un sistema attivo di locomozione, realizzato sfruttando tecnologie compatibili con le condizioni dell'ambiente in cui deve operare. Il progetto ha durata triennale.

Sempre in relazione a questo tema ha avuto inizio un progetto mirato a testare in campo, presso clienti morosi o cessati, differenti sistemi antieffrazione, proposti da fornitori diversi, per il mantenimento in chiusura della valvola del contatore gas domestico. Al termine della sperimentazione (primo trimestre del 2014) sarà effettuata una valutazione dell'efficienza operativa dei prodotti in vista dell'ammissione all'utilizzo aziendale.

Relativamente al tema delle miscele metano-idrogeno, è stato, infine, completato un progetto in ambito GERG (Gruppo Europeo di Ricerche in campo Gas), organismo europeo cui Italgas aderisce fin dalla sua fondazione nel 1961. Nell'ambito di tale progetto, la Società ha preso parte ai lavori di valutazione degli effetti dell'aggiunta di quantitativi di idrogeno sulle caratteristiche chimico-fisiche del gas, di cui è disponibile la relazione conclusiva, che tuttavia individua alcune aree sulle quali appare necessario procedere a ulteriori studi.

Quadro tariffario



HIGHLIGHTS REGOLAZIONE

Highlights regolazione

Termine periodo di regolazione	31 dicembre 2012 <i>Periodo transitorio:</i> 1 gennaio 2013 - 31 dicembre 2013 (*)
Calcolo del capitale investito netto riconosciuto ai fini regolatori (RAB)	Costo storico rivalutato Metodo parametrico per i cespiti centralizzati
Remunerazione del capitale investito netto riconosciuto ai fini regolatori (WACC pre-tax) (**)	7,6% distribuzione 8% misura Periodo transitorio: 7,7% distribuzione 8% misura
Maggiore remunerazione su nuovi investimenti	2% per 8 anni (su sostituzione di condotte in ghisa e rinnovo di sistemi di odorizzazione)
Fattore di efficienza (X FACTOR)	3,2% su costi operativi distribuzione 3,6% su costi operativi misura decalage di 0,2% per ogni anno (***)

(*) Con Delibera n. 436/2012/R/gas, l'Autorità ha prorogato per il periodo transitorio 1 gennaio 2013 - 31 dicembre 2013 i criteri per la determinazione delle tariffe di distribuzione.

(**) Relativa agli investimenti fino al 31 dicembre 2011.

(***) Riduzione prevista dalla Delibera n. 315/2012/R/gas rispetto ai valori 2009.

TERZO PERIODO DI REGOLAZIONE

La **Delibera ARG/gas n. 159/08**, pubblicata in data 17 novembre 2008 (e successive integrazioni), ha definito i criteri tariffari per il servizio di distribuzione e per il servizio di misura per il terzo periodo di regolazione, dal 1 gennaio 2009 al 31 dicembre 2012. In sintesi la delibera prevede:

- il riconoscimento del capitale investito di località mediante il metodo del costo storico rivalutato e del capitale investito relativo ad attività centralizzate (fabbricati non industriali e altre immobilizzazioni) mediante metodologia parametrica;
- il riconoscimento dei costi operativi dell'attività di distribuzione su base parametrica e differenziati in funzione delle dimensioni dell'impresa e della densità della clientela allacciata alla rete;
- il riconoscimento dei costi operativi delle attività di misura e commercializzazione attraverso componenti parametriche uguali per tutte le imprese;
- la valutazione a costi standard, a partire dal 2011, di tutti gli investimenti sulla base di un prezzario definito dall'Autorità (metodologia "MEAV" – Modern Equivalent Asset Value, basata sul concetto di costo di sostituzione a nuovo);
- la determinazione, da parte dell'Autorità, delle tariffe di riferimento di ogni impresa, corrispondenti ai costi riconosciuti per remunerazione del capitale investito netto, ammortamenti e costi operativi;
- la suddivisione del territorio nazionale in sei ambiti tariffari e determinazione, da parte dell'Autorità, delle correlate tariffe obbligatorie che i distributori devono applicare agli utenti delle proprie reti;
- l'introduzione di un meccanismo di perequazione, gestito dall'Autorità attraverso la Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico, al fine di garantire l'equivalenza tra i ricavi conseguiti da ciascuna impresa attraverso l'applicazione della tariffa obbligatoria che, ovviamente, non riflette i costi specifici di ogni impresa e i costi riconosciuti alla medesima impresa, attraverso la tariffa di riferimento.

Il tasso di remunerazione (WACC) del capitale investito netto (RAB) è stato fissato al 7,6% in termini reali prima delle imposte per il servizio di distribuzione e pari all'8% in termini reali prima delle imposte per il servizio di misura.

Ai nuovi investimenti relativi all'ammodernamento dei sistemi di odorizzazione presso le cabine REMI e alla sostituzione delle condotte in ghisa con giunti di canapa e piombo, entrati in esercizio successivamente al 31 dicembre 2008, viene riconosciuta una maggiore remunerazione del 2% rispetto al tasso base (WACC) per un periodo di 8 anni.

La metodologia di aggiornamento delle tariffe "price cap" viene applicata alla sola componente dei ricavi relativa ai costi operativi, che vengono aggiornati con l'inflazione e ridotti di un coefficiente di recupero di produttività annuale fissato al 3,2% per i costi operativi afferenti il servizio di distribuzione e pari al 3,6% per i costi operativi afferenti il servizio di misura.

Le componenti di ricavo correlate alla remunerazione e agli ammortamenti vengono determinate sulla base dell'aggiornamento annuale del capitale investito netto (RAB).

Con **Delibera ARG/gas n. 195/11**, pubblicata in data 30 dicembre 2011, l'Autorità ha approvato le tariffe obbligatorie per l'anno 2012 sospendendo la determinazione delle relative tariffe di riferimento, in attesa dello svolgimento del procedimento per la valutazione delle dovute modifiche alla regolazione tariffaria vigente avviato con la Delibera ARG/gas 235/10.

La deliberazione prevede, infine, lo slittamento di un ulteriore anno, cioè a partire dal 2013, dell'introduzione del metodo "MEAV" per la valorizzazione a costi standard degli investimenti ai fini tariffari, nelle more della definizione del relativo prezzario da parte dell'Autorità.

L'Autorità, con le delibere **315/2012/R/gas** e **450/2013/R/gas**, ha rideterminato le tariffe di riferimento per gli anni 2009, 2010, 2011 e 2012. Con riferimento agli anni 2009, 2010 e 2011, l'Autorità ha, tra l'altro, ottemperato alla sentenza del Consiglio di Stato n. **2521/2012** che ha stabilito, in particolare, l'illegittimità dell'applicazione del meccanismo di gradualità sulla base di un criterio applicato a livello nazionale. Per effetto di tali deliberazioni, relativamente al triennio 2009-2011, sono stati riconosciuti a Italgas ricavi incrementali pari a 143 milioni di euro, di cui 128 milioni di euro incassati alla data del 31 dicembre 2012.

Con la **Delibera n. 436/2012/R/gas**, pubblicata in data 26 ottobre 2012, l'Autorità ha prorogato gli attuali criteri tariffari del servizio di distribuzione e misura del gas naturale per il periodo transitorio 1 gennaio 2013 – 31 dicembre 2013 prevedendo, in particolare, l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito riconosciuto per il servizio di distribuzione, dal 7,6% al 7,7% in termini reali pre-tasse e l'aggiornamento delle componenti a copertura dei costi operativi con l'applicazione dei tassi di recupero di produttività adottati per la determinazione delle tariffe 2012, ridotti applicando il decalage previsto dalla deliberazione 315/2012/R/gas. La deliberazione inoltre non prevede l'introduzione del metodo "MEAV" per la valorizzazione a costi standard degli investimenti ai fini degli aggiornamenti annuali delle tariffe.

Con la **Delibera n. 553/2012/R/gas**, pubblicata il 24 dicembre 2012, l'Autorità ha determinato le tariffe di riferimento e le tariffe obbligatorie per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale per l'anno 2013, in coerenza con le disposizioni transitorie definite nella Delibera n. 436/2012/R/gas.

Con la **Delibera n. 328/2013/R/gas**, pubblicata il 25 luglio 2013, l'Autorità ha rideterminato le tariffe di riferimento per gli anni dal 2009 al 2013, accogliendo alcune istanze di rettifica dei dati conseguenti ad approfondimenti condotti sugli investimenti relativi alla sostituzione delle condotte in ghisa con giunti di canapa e piombo e sui contributi riferiti a dismissioni. Le tariffe di riferimento relative all'anno 2013 sono state rideterminate anche per tenere conto dei costi incrementali sostenuti dagli operatori riconosciuti dall'Autorità mediante la fissazione del valore del tasso di variazione collegato a modifiche dei costi riconosciuti derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale nella formula del "price-cap" applicata per l'aggiornamento annuale dei costi operativi.

QUARTO PERIODO DI REGOLAZIONE

Con la **Delibera n. 573/2013/R/gas**, pubblicata il 12 dicembre 2013, l'Autorità ha definito i criteri tariffari per il servizio di distribuzione e per il servizio di misura per il quarto periodo di regolazione, dal 1 gennaio 2014 al 31 dicembre 2019.

Il capitale investito delle imprese distributrici (RAB) viene articolato in due categorie: capitale investito di località e capitale investito centralizzato. Per la valutazione del capitale investito di località, viene confermato, per il primo triennio del periodo di regolazione (2014-2016), il criterio generale di valutazione del capitale investito di località basato sul metodo del costo storico rivalutato. Viene confermata l'applicazione dei criteri di valutazione a costi standard per gli investimenti relativi al piano di installazione dei misuratori elettronici. Per la valutazione del capitale investito centralizzato relativo a immobili e fabbricati industriali e ad altre immobilizzazioni materiali e immateriali viene confermata la metodologia parametrica. Relativamente agli asset centralizzati afferenti i sistemi di telegestione, viene previsto il riconoscimento tariffario dei costi di telelettura/telegestione e dei costi relativi ai concentratori sostenuti dalle imprese per i primi due anni del quarto periodo regolatorio. A partire dall'anno 2016, tali costi verranno riconosciuti sulla base di criteri output based. L'Autorità intende avviare uno specifico procedimento volto a valutare l'ipotesi di modificare, a partire dall'anno 2017, i criteri di valutazione dei nuovi investimenti al fine di favorire uno sviluppo efficiente del servizio nel medio-lungo termine attraverso l'introduzione di costi standard ovvero della metodologia del "price-cap" estesa anche ai costi di capitale.

Il tasso di remunerazione (WACC) del capitale investito netto (RAB) è stato fissato pari a 6,9% in termini reali prima delle imposte per il servizio di distribuzione e pari a 7,2% in termini reali prima delle imposte per il servizio di misura. Inoltre viene introdotta una revisione biennale del tasso di remunerazione del capitale investito netto attraverso l'aggiornamento del solo rendimento delle attività prive di rischio.

Gli investimenti con remunerazione maggiore rispetto al livello base relativi alla sostituzione della ghisa con giunti in canapa e piombo e di ammodernamento degli impianti di odorizzazione previsti nel precedente periodo regolatorio vengono riassorbiti nei meccanismi di determinazione dei premi e delle penalità della sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale.

Viene previsto l'assorbimento del lag nel riconoscimento degli investimenti esistente nel terzo periodo di regolazione, includendo nei valori del capitale investito i cespiti realizzati nell'anno t-1.

Le componenti di ricavo correlate alla remunerazione e agli ammortamenti vengono determinate sulla base dell'aggiornamento annuale del capitale investito netto (RAB).

La metodologia di aggiornamento delle tariffe "price cap" viene applicata alla sola componente dei ricavi relativa ai costi operativi, che vengono aggiornati con l'inflazione e ridotti di un coefficiente di recupero di produttività annuale che viene fissato, con efficacia fino all'anno 2016, pari a 1,7% per i costi operativi afferenti il servizio di distribuzione e pari a 0% per i costi operativi afferenti il servizio di misura e di commercializzazione. I tassi di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi dei servizi di distribuzione, misura e commercializzazione verranno aggiornati entro il 30 novembre 2016 ai fini della loro applicazione a valere dal 1 gennaio 2017 sulla base di uno specifico procedimento da avviarsi nel corso dell'anno 2016.

Viene rinviata a un successivo provvedimento, da adottare entro il mese di marzo 2014, a valle di ulteriori approfondimenti e di un processo di consultazione, l'adozione di disposizioni in materia di regolazione tariffaria per le gestioni d'ambito (inclusa la differenza VIR-RAB).

Di seguito sono riportati i principali elementi tariffari sulla base del quadro normativo in vigore a decorrere dalla data del 1 gennaio 2014.

Highlights regolazione quarto periodo di regolazione

Termine periodo di regolazione	31 dicembre 2019
Calcolo del capitale investito netto riconosciuto ai fini regolatori (RAB)	Costo storico rivalutato Metodo parametrico per i cespiti centralizzati
Remunerazione del capitale investito netto riconosciuto ai fini regolatori (WACC pre-tax)	6,9% distribuzione 7,2% misura
Fattore di efficienza (X FACTOR)	1,7% su costi operativi distribuzione

Infine con la **Delibera n. 633/2013/R/gas**, pubblicata il 27 dicembre 2013, l'Autorità ha approvato le tariffe obbligatorie e gli importi di perequazione bimestrale d'acconto per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale, per l'anno 2014.

Quadro normativo



SERVIZIO DI MISURA DEL GAS

Con la **Delibera n. 572/2013/R/gas** del 12 dicembre, l'Autorità ha approvato le nuove disposizioni in materia di ricostruzione dei consumi di gas naturale a seguito di accertato malfunzionamento del gruppo di misura.

A completa revisione della precedente disciplina di cui alla Delibera ARG/gas n. 7/10, il nuovo provvedimento:

- individua il periodo di riferimento per il quale il distributore procederà alla ricostruzione dei consumi, compreso tra la data di verifica o di sostituzione del gruppo di misura per l'invio a un laboratorio qualificato, e la data dell'ultima lettura validata e non contestata dal cliente finale;
- introduce due diverse metodologie di ricostruzione, la prima da utilizzare laddove la verifica del gruppo di misura abbia consentito di determinare le c.d. "percentuali di errore", la seconda, basata unicamente sul consumo annuo e sui profili di prelievo standard, da utilizzare nel caso in cui le percentuali di errore non siano disponibili;
- estende il campo di applicazione anche ai casi in cui sia l'impresa distributrice a individuare il guasto del gruppo di misura, con verifiche autonome o in altre circostanze, quali attività di pronto intervento o sostituzione di gruppi di misura.

Si prevede tuttavia che la disciplina di ricostruzione dei consumi, di cui alla delibera ARG/gas n. 7/10, integrata dalle disposizioni relative all'individuazione del periodo di riferimento, possa essere applicata sino al 30 giugno 2014, al fine di consentire l'adeguamento dei sistemi informativi degli operatori.

Con la **Delibera n. 631/2013/R/gas** del 27 dicembre, l'Autorità ha approvato modifiche e integrazioni agli obblighi temporali per la messa in servizio dei gruppi di misura con i requisiti necessari all'attivazione delle funzioni di telelettura e telegestione (c.d. smart meter) per i punti di riconsegna della distribuzione gas, in particolare di classe G4, G6 e G10, abrogando contestualmente tutti i precedenti provvedimenti già emanati al riguardo.

Per effetto delle nuove disposizioni, il soggetto responsabile del servizio di misura è tenuto a soddisfare almeno il seguente programma temporale:

- con riferimento ai punti di riconsegna con classe del gruppo di misura maggiore di G40, il 100% in servizio dei punti di riconsegna esistenti alla data del 29 febbraio 2012;
- con riferimento ai punti di riconsegna attivi con classe del gruppo di misura uguale a G40 (i) il 95% in servizio entro il 31 dicembre 2013; (ii) il 100% in servizio entro il 31 dicembre 2014;
- con riferimento ai punti di riconsegna attivi con classe del gruppo di misura uguale a G25 e G16 (i) il 25% in servizio entro il 31 dicembre 2013; (ii) il 60% in servizio entro il 31 dicembre 2014; (iii) il 100% in servizio entro il 31 dicembre 2015;
- con riferimento ai punti di riconsegna attivi con classe del gruppo di misura uguale a G10 (i) il 15% in servizio entro il 31 dicembre 2014; (ii) il 30% in servizio entro il 31 dicembre 2015;
- con riferimento ai punti di riconsegna con classe del gruppo di misura minore o uguale a G6 (i) per le imprese distributrici con più di 200.000 clienti finali al 31 dicembre 2013 il 3% installato entro il 31 dicembre 2014, il 3% in servizio entro il 31 dicembre 2015, il 10% installato entro il 31 dicembre 2015 e il 60% in servizio entro il 31 dicembre 2018; (ii) per le imprese distributrici con numero di clienti finali compreso tra 100.000 e 200.000 al 31 dicembre 2014 il 3% installato entro il 31 dicembre 2015.

Per consentire una transizione graduale dalla tecnologia tradizionale alle tecnologie innovative, il soggetto responsabile del servizio di misura ha, tuttavia, la facoltà di installare, sino al 31 dicembre 2014, gruppi di misura di classe G4 e G6 non conformi ai requisiti funzionali di cui alle relative Direttive. Dopo tale data, il soggetto responsabile del servizio di misura è tenuto a installare gruppi di misura conformi ai requisiti funzionali di cui alle relative Direttive, in occasione della sostituzione del gruppo di misura o della realizzazione di un nuovo punto di riconsegna.

QUALITÀ COMMERCIALE E SICUREZZA DEL SERVIZIO

Con la **Delibera n. 229/2013/R/gas** del 30 maggio, l'Autorità ha determinato, per ogni ambito provinciale di impresa e sulla base delle verifiche ispettive e delle valutazioni effettuate sui dati forniti dai distributori, gli incentivi e le penalità complessivi, relativi ai recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione gas per l'anno 2011, per 101 imprese distributrici con più di 10.000 clienti finali, ai sensi dell'articolo 32 del Testo unico della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo 2009-2012, approvato con la Delibera n. 120/08.

L'Autorità ha, quindi, dato mandato alla Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico di effettuare il pagamento degli incentivi complessivi per le componenti odorizzazione e dispersioni, che, per Italgas, sono pari a 4 milioni di euro.

Con la **Delibera n. 574/2013/R/gas** del 12 dicembre, l'Autorità ha approvato la Parte I del Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il quarto periodo di regolazione (dall'1 gennaio 2014 al 31 dicembre 2019), relativa alla Qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas, a conclusione del procedimento avviato con la delibera ARG/gas n. 64/11 e sviluppato con documenti di consultazione.

Per quanto concerne la regolazione della sicurezza del servizio di distribuzione gas:

- si introducono meccanismi di maggiore remunerazione rispetto al livello base degli investimenti di risanamento della ghisa grigia e di ammodernamento dei sistemi di odorizzazione effettuati a decorrere dal 1 gennaio 2014, non più attraverso la maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito (WACC), come per gli investimenti effettuati sino al 31 dicembre 2013, ma tramite una modulazione (in aumento o in diminuzione) dei premi relativi alla regolazione incentivante la riduzione delle dispersioni localizzate su segnalazione di terzi;
- per la componente dispersioni, l'Autorità conferma l'impianto regolatorio vigente, con particolare riferimento al livello obiettivo di lungo termine (7,5 dispersioni convenzionali segnalate da terzi ogni 1.000 clienti) e all'orizzonte temporale necessario per raggiungerlo (7 anni), prevedendo un innalzamento al tetto massimo sia dei premi sia delle penalità. Sono confermati anche i meccanismi di contenimento del rischio introdotti con la Delibera n. 436/2012/R/gas, in materia di differimento delle penalità e di riduzione dei premi in caso di incidente ascrivibile all'impresa distributtrice. Sono confermati, infine, i fattori incentivanti il telecontrollo sino al 2017;

- per la componente odorizzazione, viene confermato l'impianto regolatorio vigente, prevedendo una semplificazione della formula che dimensiona i premi, il riconoscimento di premi di pari entità indipendentemente dalla dimensione dell'impianto di distribuzione e un maggiore stimolo nell'effettuare un numero di misure del grado di odorizzazione prossimo al massimo incentivabile previsto, a sostanziale parità di premi complessivi;
- in relazione al pronto intervento viene rimosso lo standard generale sulla percentuale minima di chiamate con tempo di arrivo sul luogo di chiamata entro il tempo massimo di 60 minuti e si conferma l'equivalente obbligo di servizio al 90% e lo standard generale di 120 secondi sul tempo massimo di risposta alle chiamate telefoniche;
- viene adottato l'impianto di distribuzione, in luogo dell'ambito provinciale di impresa, come perimetro ottimale ai fini della regolazione incentivante;
- viene estesa al Servizio di Pronto Intervento la regola che prevede l'annullamento dei premi in caso di mancato rispetto di un obbligo di servizio.

Quanto agli obblighi di servizio, il nuovo provvedimento:

- innalza gli obblighi minimi annui di ispezione della rete dal 30% al 33% per le reti in alta e media pressione e dal 20% al 25% per le reti in bassa pressione;
- abbassa a 3 anni l'obbligo di ispezione del 100% della rete in alta e media pressione;
- conferma a 4 anni l'obbligo di ispezione del 100% della rete in bassa pressione;
- specifica che ogni tratto della rete debba essere ispezionato ogni 3 anni per le reti in alta e media pressione e ogni 4 anni per la rete in bassa pressione;
- estende agli impianti di qualsiasi dimensione la facoltà di effettuare il 100% dell'ispezione in un solo anno;
- conferma il numero minimo di misure del grado di odorizzazione.

A decorrere dal 1 gennaio 2015, il distributore pubblica, a consuntivo, sul proprio sito internet e con visibilità per almeno 24 mesi, il piano di ispezione mensile degli impianti, entro il mese successivo a quello dell'ispezione.

Per quanto concerne la regolazione della qualità commerciale del servizio di distribuzione gas:

- gli standard per l'esecuzione dei lavori semplici, l'attivazione e la disattivazione della fornitura, per i gruppi di misura di classe da G40 e superiori, vengono allineati a quelli per i gruppi di misura di classe fino a G25;
- lo standard per la preventivazione di lavori complessi viene abbassato a 30 giorni lavorativi rispetto agli attuali 40 giorni, mentre lo standard per l'esecuzione di lavori complessi viene mantenuto a 60 giorni lavorativi, ma con innalzamento della percentuale di rispetto al 90%;
- a decorrere dal 1 gennaio 2015, si introduce il preventivo rapido, in via prudenziale, solo per l'attivazione e la disattivazione della fornitura e la riattivazione della fornitura senza modifica e/o diminuzione della potenzialità, anche nella prospettiva di estenderlo ad altre prestazioni nel corso del quarto periodo di regolazione;
- la disciplina delle risposte motivate ai reclami e alle richieste di informazioni è uniformata a quella del settore elettrico, con modifica dello standard a 30 giorni solari per il 95% delle prestazioni;
- gli standard sulla verifica del gruppo di misura su richiesta del cliente finale e sulla sostituzione del gruppo di misura malfunzionante vengono trasformati da generali in specifici e rimodulati nelle tempistiche, e si introducono semplificazioni in ordine ai corrispettivi a carico del cliente finale in caso di esito conforme della verifica. In particolare: (i) lo standard sul tempo massimo per la verifica del gruppo di misura su richiesta del cliente finale è previsto in 20 giorni lavorativi; (ii) lo standard sul tempo massimo per la sostituzione del gruppo di misura guasto è previsto in 5 giorni lavorativi; (iii) si prevede un contributo a carico del cliente finale, in caso di corretto funzionamento del misuratore, pari a 5 euro nel caso in cui la validità del bollo metrico risulti scaduta e secondo il prezzario pubblicato dal distributore in tutti gli altri casi;
- gli importi degli indennizzi automatici, in caso di mancato rispetto degli standard specifici, vengono uniformati a quelli del servizio elettrico, portandoli a 35 euro per i clienti finali con gruppo di misura fino alla

classe G6, a 70 euro per i clienti finali con gruppo di misura dalla classe G10 alla classe G25 e a 140 euro per i clienti finali con gruppo di misura dalla classe G40.

In materia di qualità del servizio di misura, il nuovo provvedimento individua le prestazioni di cui l'Autorità ritiene necessario effettuare uno specifico monitoraggio, tenendo conto delle rilevazioni di specifici indicatori già oggi richieste agli operatori.

In particolare, entro il 30 giugno 2014, in riferimento agli anni 2012 e 2013, entro il 30 giugno 2015, in riferimento all'anno 2014 ed entro il 30 giugno 2016, in riferimento all'anno 2015, l'impresa distributrice è tenuta a comunicare all'Autorità, che ne effettua la pubblicazione comparativa, una serie di informazioni già oggetto di regolazione, con particolare riferimento a:

- tentativi di raccolta della misura effettuati, sulla base dell'accessibilità dei misuratori e della suddivisione dei consumi;
- messa a disposizione dei dati di misura da parte dell'impresa distributrice alle imprese di vendita;
- tentativi di raccolta dei dati di misura di switching, sulla base dell'accessibilità dei misuratori e della suddivisione dei consumi.

EFFICIENZA ENERGETICA

Con la **Delibera n. 348/2013/R/efr** dell'1 agosto, l'Autorità ha dato mandato alla CCSE di effettuare il pagamento del contributo tariffario totale annuo spettante a ciascun distributore di elettricità e gas risultato totalmente o parzialmente adempiente al proprio obiettivo specifico aggiornato di risparmio energetico per l'anno 2012. L'entità di tale contributo è stata stabilita dalla Delibera EEN n. 12/11 nella misura di 86,98 euro per ogni TEP. I corrispettivi riconosciuti a Italgas sono complessivamente pari a 48,6 milioni di euro.

Con la **Delibera n. 484/2013/R/efr**, in ottemperanza a quanto disposto dal decreto interministeriale 28 dicembre 2012, l'Autorità ha illustrato i primi orientamenti per la definizione del contributo tariffario a copertura dei costi sostenuti dai distributori soggetti all'obbligo di acquisto dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE), e per la determinazione di un incentivo di valore costante da riconoscere ai titolari di grandi progetti che comportino un risparmio di energia elettrica o di gas naturale stimato annuo superiore a 35.000 tep e che abbiano una vita tecnica superiore a 20 anni.

Con la **Delibera n. 13/2014/R/efr** del 23 gennaio 2014 l'Autorità ha definito i criteri per la quantificazione del contributo tariffario a copertura dei costi sostenuti dai distributori soggetti agli obblighi in materia di Titoli di Efficienza Energetica per il periodo di applicazione 2013 – 2016. La Delibera prevede la definizione di un contributo tariffario preventivo e di un contributo tariffario definitivo, calcolati, rispettivamente, all'inizio e al termine del medesimo anno d'obbligo.

In particolare, il contributo tariffario preventivo, espresso in euro/TEE e calcolato all'inizio di ciascun anno d'obbligo a partire dal 2014, sarà definito sulla base:

- del contributo tariffario definitivo riferito all'anno d'obbligo precedente;
- della media aritmetica delle riduzioni percentuali registrate per i clienti finali domestici in relazione all'energia elettrica, al gas naturale e al gasolio da riscaldamento, arrotondate con criterio commerciale a due cifre decimali;
- di un fattore correttivo (convenzionalmente fissato in sede di prima applicazione pari a 0,5), da applicarsi alle variazioni dei prezzi dell'energia.

Il contributo tariffario definitivo, espresso in euro/TEE e calcolato al termine di ciascun anno d'obbligo a partire dal 2013, sarà determinato in funzione:

- del corrispondente contributo tariffario preventivo fissato per il medesimo anno d'obbligo;
- del valore medio ponderato dei prezzi degli scambi avvenuti presso il mercato organizzato, nel medesimo anno d'obbligo e arrotondato con criterio commerciale a due cifre decimali, ma senza tenere conto dei prezzi degli scambi avvenuti tramite accordi bilaterali;
- di un parametro adimensionale, con valore minimo predefinito pari a 0,85, da applicarsi alla differenza tra i suddetti prezzi di scambio e il contributo preventivo di riferimento.

Il contributo tariffario preventivo previsto per il solo anno 2013 viene definito in modo differenziato rispetto a quanto stabilito per gli anni successivi, al fine di ridurre il disequilibrio accumulato nel periodo 2008-2012 tra i prezzi di scambio dei titoli e i contributi allora riconosciuti, tenendo conto del valore medio ponderato dei prezzi degli scambi avvenuti presso il mercato organizzato nel periodo compreso tra giugno 2011 e maggio 2013, e della variazione dei prezzi dell'energia riscontrata dai clienti domestici nel periodo ottobre 2011 – marzo 2013. In tal modo, il contributo tariffario unitario preventivo per l'anno d'obbligo 2013 è determinato pari a 96,43 €/TEE.

Entro il 30 giugno di ogni anno saranno quantificati sia il contributo tariffario unitario definitivo per l'anno d'obbligo appena terminato, che il contributo tariffario unitario preventivo per l'anno d'obbligo appena iniziato.

ASSICURAZIONE GAS

Con la **Delibera n. 191/2013/R/gas** del 9 maggio, come successivamente integrata e modificata dalla **Delibera n. 473/2013/R/gas** del 31 ottobre, l'Autorità ha approvato, per il periodo 1 gennaio 2014 – 31 dicembre 2016, le disposizioni in materia di assicurazione dei clienti finali per i rischi derivanti dall'uso del gas, precedentemente regolata dalla Delibera n. 79/10, e ha disciplinato il rinnovo del relativo contratto di assicurazione, scaduto il 31 dicembre 2013.

I costi dell'assicurazione saranno coperti attraverso una componente aggiuntiva delle tariffe di distribuzione e di trasporto, pari a 0,65 euro/anno per punto di riconsegna assicurato.

ACCERTAMENTO SICUREZZA IMPIANTI DI UTENZA

Con la **Delibera n. 40/2014/R/gas** del 6 febbraio 2014 l'Autorità ha approvato nuove disposizioni in materia di accertamento della sicurezza degli impianti di utenza a gas e ha dato avvio alla disciplina degli accertamenti per gli impianti di utenza modificati o trasformati, abrogando inoltre, a decorrere dal 1 luglio 2014, la Delibera n. 40/04.

Tra le principali disposizioni, il provvedimento:

- specifica il campo di applicazione degli accertamenti, riferendolo agli impianti di utenza alimentati a gas per mezzo di reti canalizzate per uso non tecnologico, ai sensi del Testo Integrato delle disposizioni per la regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento del gas naturale (cosiddetto settlement), allegato alla delibera n. 229/2012/R/gas (riscaldamento, cottura cibi, produzione di acqua calda sanitaria, condizionamento);
- estende, dal 1 gennaio 2015, la disciplina dell'accertamento post-contatore ai medesimi usi del gas di utenze direttamente allacciate alla rete di trasporto;
- semplifica la documentazione su cui effettuare gli accertamenti;
- rivaluta i corrispettivi da riconoscere alle imprese distributrici, a copertura dei costi sostenuti per gli accertamenti, sulla base del tasso di variazione medio annuo dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati, rilevato dall'ISTAT per il periodo 2004-2013;
- aumenta a 100 euro il contributo che le imprese distributrici riconoscono ai comuni, per incentivarli a effettuare le verifiche sugli impianti di utenza;
- prevede che, a seguito dell'esito negativo di tali verifiche, l'eventuale sospensione della fornitura di gas debba essere richiesta dal comune, soggetto che ha effettivamente verificato il grado di sicurezza dell'impianto in relazione alla pubblica incolumità;
- aggiorna e semplifica la disciplina degli accertamenti della sicurezza degli impianti di nuova installazione, con l'abolizione della procedura dell'accertamento impedito;
- avvia la disciplina degli accertamenti della sicurezza degli impianti di utenza modificati o trasformati;
- rinvia a un successivo provvedimento l'entrata in vigore della disciplina degli accertamenti della sicurezza degli impianti di utenza in servizio.

Glossario

TERMINI ECONOMICI E FINANZIARI

Ammortamento L'ammortamento è il processo mediante il quale il costo delle immobilizzazioni viene ripartito in funzione del periodo in cui l'impresa ne trae beneficio, che normalmente corrisponde con l'intera durata di utilizzazione.

Attività non correnti Voce dell'attivo di Stato patrimoniale, che accoglie, al netto dei relativi ammortamenti e svalutazioni, gli elementi destinati a perdurare nel tempo. Sono suddivise nelle seguenti categorie principali: "Attività immateriali", "Immobili impianti e macchinari", "Partecipazioni" e "Altre attività non correnti".

Capitale di esercizio netto Rappresenta il capitale che resta impiegato in attività a breve ed è un indicatore utilizzato allo scopo di verificare l'equilibrio finanziario dell'impresa nel breve termine. Tale grandezza è costituita da tutte le attività e passività a breve termine che siano di natura non finanziaria.

Capitale investito netto Investimenti netti di natura operativa, rappresentati dalla somma del capitale circolante netto, delle immobilizzazioni, dei fondi per benefici a dipendenti e delle attività e passività destinate alla vendita.

Cash flow Disponibilità finanziaria che si genera in un'impresa in un determinato periodo di tempo. Più precisamente, costituisce la differenza tra le entrate correnti (principalmente ricavi d'esercizio monetari) e le uscite monetarie correnti (costi di competenza del periodo di riferimento, che hanno generato un'uscita di cassa).

COSO Framework Modello di riferimento a livello internazionale ("Internal Control – Integrated Framework" pubblicato dal Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission) per l'istituzione, l'aggiornamento, l'analisi e la valutazione del sistema di controllo interno.

Costi fissi controllabili Sono così definiti i costi fissi operativi delle attività regolate costituiti dalla somma del "Totale costo del personale ricorrente" e dei "Costi esterni ricorrenti della gestione ordinaria".

Costi operativi Costi sostenuti per svolgere l'attività caratteristica dell'impresa. Fra i principali costi operativi vi sono gli acquisti, i servizi, la manutenzione, l'energia, i materiali di consumo, e il costo del lavoro.

Derivati Uno strumento finanziario viene definito derivato quando il suo profilo di costo/rendimento deriva dai parametri di costo/rendimento di altri strumenti principali, chiamati "sottostanti", che possono essere materie prime, valute, tassi di interesse, titoli, indici azionari.

Dividendo Remunerazione deliberata dall'Assemblea degli Azionisti su proposta del Consiglio di Amministrazione, corrisposta agli Azionisti.

Dividend payout Rappresenta il rapporto tra i dividendi e l'utile netto del periodo ed equivale alla percentuale di utili distribuita agli Azionisti sotto forma di dividendi.

Indebitamento finanziario netto Indicatore del grado di indebitamento di una società. È calcolato come differenza tra l'ammontare dei debiti (al netto dei crediti della stessa natura) derivanti da rapporti di natura finanziaria e quello delle disponibilità liquide ed equivalenti.

Investimenti Costi riferiti a beni a utilizzo pluriennale che non esauriscono la loro utilità nel corso di un periodo amministrativo.

Margine operativo lordo (EBITDA) L'EBITDA è una grandezza utilizzata dal Gruppo nelle presentazioni interne (business plan) ed esterne (agli analisti e agli investitori). Tale grandezza è utilizzata come unità di misura per la valutazione delle performance operative del Gruppo, nel suo complesso e nei singoli settori di attività, in aggiunta al Risultato Operativo (EBIT). Il Margine Operativo Lordo è determinato dalla differenza tra i ricavi ed i costi operativi.

Oneri finanziari netti Costo netto sostenuto per l'utilizzo di capitale di terzi. Comprende inoltre gli altri oneri netti correlati alla gestione finanziaria.

Patrimonio netto Insieme delle risorse apportate dagli azionisti aumentato degli utili non distribuiti e diminuito delle perdite.

Ricavi della gestione caratteristica Proventi relativi alla cessione di beni e/o alla prestazione di servizi inerenti alla gestione caratteristica, cui sono riferibili tutti quei valori economici che sono collegati al campo di attività tipica dell'impresa e che sono ricorrenti nello svolgimento delle operazioni aziendali.

R.O.E. (Return on equity) Rapporto tra utile netto e il patrimonio netto di fine periodo, in grado di esprimere la redditività del capitale proprio.

R.O.I. (Return on investment) caratteristico Rapporto tra utile operativo e capitale investito netto di fine periodo al netto delle partecipazioni, in grado di esprimere la redditività operativa, esprimendo la capacità dell'impresa di remunerare il capitale investito con il risultato della sua attività caratteristica.

Utile operativo (EBIT) Differenza fra i ricavi delle vendite e altri ricavi ed i costi d'esercizio in un determinato periodo. È quindi il risultato della gestione operativa ed è al lordo dei costi e dei ricavi della gestione finanziaria e delle imposte.

Utile netto Risultato che si ottiene sottraendo dal risultato operativo, il risultato della gestione finanziaria e le imposte sul reddito.

TERMINI COMMERCIALI

Anno termico Periodo temporale di riferimento in cui viene suddiviso il periodo di regolazione, la cui durata va dal 1° ottobre al 30 settembre dell'anno successivo. A partire dal 3° periodo di regolazione l'anno termico coincide con l'anno solare.

Ambito tariffario L'ambito tariffario è l'ambito di determinazione delle tariffe per l'attività di distribuzione, formato dall'insieme delle località servite attraverso il medesimo impianto di distribuzione. Nei casi in cui più enti locali affidino in forma associata il servizio di distribuzione o gli stessi dichiarino di costituire un unico ambito

tariffario, l'ambito tariffario coincide con l'insieme delle località servite attraverso più impianti di distribuzione da uno o anche più esercenti.

Bonus Gas Strumento per garantire alle famiglie in condizione di disagio economico un risparmio sulla spesa per il gas. Il bonus vale esclusivamente per il gas metano distribuito a rete, per i consumi nell'abitazione di residenza.

Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico (CCSE) Ente pubblico non economico che, in qualità di "ente tecnico della contabilità dei sistemi energetici", svolge la sua attività nei settori elettrico e del gas con competenze in materia di riscossione delle componenti tariffarie e di gestione ed erogazione di contributi pubblici al fine di garantire, anche mediante interventi di perequazione, il funzionamento dei sistemi in condizioni di concorrenza, sicurezza e affidabilità.

Cliente finale È il consumatore che acquista gas per uso proprio.

Codice di Rete Documento che stabilisce le norme che regolano i diritti e gli obblighi dei soggetti coinvolti nel processo di erogazione del servizio di distribuzione del gas.

Concessione Atto per mezzo del quale l'Ente locale affida a una società la gestione di un servizio che ricade nell'ambito delle prerogative dell'Ente stesso e per il quale la società in questione assume il rischio di gestione.

Misurazione Insieme di operazioni che ha lo scopo di determinare il valore vero di una grandezza.

Perequazione Rappresenta la differenza tra i ricavi di competenza del periodo (VRT annuo) e quelli fatturati alla società di vendita sulla base dei volumi vettoriati. La posizione netta nei confronti della Cassa conguaglio viene definita alla scadenza dell'anno termico ed è finanziariamente regolata nel corso dell'anno sulla base di acconti.

Periodo di regolazione È il periodo temporale, normalmente quadriennale, per il quale sono definiti i criteri per la determinazione delle tariffe per il servizio di distribuzione.

Punto di riconsegna (pdr) È il punto di confine tra l'impianto di distribuzione del gas e l'impianto di proprietà o gestito dal cliente finale in cui l'impresa di distribuzione riconsegna il gas trasportato per la fornitura al Cliente finale e nel quale avviene la misurazione.

Servizio di distribuzione gas Servizio di trasporto di gas naturale attraverso reti di metanodotti locali da uno o più punti di consegna ai punti di riconsegna, in genere a bassa pressione e in contesti urbani, per la consegna ai consumatori finali.

Società di Vendita o RelCo (Retail Company) Società che, in virtù di un contratto di accesso alle reti gestite da un Distributore, esercita l'attività di vendita del gas.

Switching Subentro di un nuovo utilizzatore della rete nel servizio di distribuzione verso un determinato punto di riconsegna.

VRT (Vincolo dei Ricavi Totale) È il valore totale dei ricavi ammessi per le società di distribuzione dall'autorità regolatrice a copertura dei costi per l'erogazione del servizio di distribuzione, di misura e di commercializzazione.

TERMINI TECNICI

Bar Unità di misura della pressione. La pressione atmosferica standard misura 1,01325 bar.

City-Gate È il punto di consegna virtuale dato dall'interconnessione di più punti di consegna (REMI) del gas dalla rete di trasporto alla rete di distribuzione.

Dispersione Fuoriuscita di gas dall'impianto di distribuzione.

Gas immesso in rete È il gas trasferito dalla rete di trasporto alla rete di distribuzione e quindi immesso in quest'ultima attraverso i "punti di consegna". La misurazione del gas immesso in rete tiene conto, oltre che dei quantitativi provenienti dalla rete di trasporto, anche delle quantità eventualmente aggiunte tramite carro bombolaio.

Gas vettoriato È il quantitativo di gas riconsegnato agli utenti della rete di distribuzione presso i punti di riconsegna.

Gascromatografo Strumento in grado di eseguire l'analisi del gas naturale o di sostanze in esso contenute, quali gli odorizzanti; è dotato di colonne gascromatografiche idonee alla separazione dei componenti del gas, di uno o più rivelatori e di un sistema di introduzione del campione gassoso e/o liquido. Il gascromatografo abbinato a sistemi di elaborazione dati (come personal computer e integratori elettronici) produce la documentazione che ne evidenzia la rintracciabilità e il risultato della misura. Può essere utilizzato sia per le analisi in campo (solitamente di tipo portatile) che per le analisi remote (solitamente di tipo fisso).

Gruppi di riduzione finale per usi civili (G.R.F.) Impianti predisposti per ricevere e ridurre di pressione il gas da una pressione in entrata superiore a 0,04 bar, a un valore di pressione in uscita inferiore a 0,04 bar, e sono impiegati per alimentare i clienti finali attraverso una rete di distribuzione in bassa pressione.

Gruppi di riduzione finale per usi industriali (G.R.I.) Impianti predisposti per ricevere e ridurre di pressione il gas, da una pressione in entrata superiore a 0,5 bar, a una pressione in uscita regolata per alimentare direttamente gli impianti di utilizzo industriale o similari (terziario, impianti di riscaldamento centralizzato, ecc.).

Gruppi di riduzione d'utenza (G.R.U.) Impianti predisposti per ricevere e ridurre di pressione il gas da una pressione in entrata superiore a 0,5 bar, a un valore di pressione in uscita regolata a valori inferiori a 0,04 bar per alimentare direttamente i clienti domestici o similari. I G.R.U. costituiscono parte integrante degli Impianti di Derivazione d'Utenza (I.D.U.).

Gruppo di misura Parte dell'impianto di alimentazione del cliente finale che serve per l'intercettazione, per la misura del gas e per il collegamento all'impianto interno del cliente finale. È comprensivo di un eventuale correttore dei volumi.

Impianti di prelievo, riduzione e misura (I.P.R.M.) Impianti predisposti per ricevere, ridurre di pressione, misurare e odorizzare nella misura prescritta, il gas fornito dalle reti di trasporto agli enti erogatori del gas per uso civile quale che sia la pressione di consegna, a valle dei quali esiste di regola almeno un altro impianto di riduzione che immette in reti di distribuzione a più bassa pressione, o che alimenta direttamente le utenze.

Impianti di riduzione intermedia (I.R.I.) Impianti predisposti per ricevere, ridurre di pressione ed eventualmente misurare il gas, da una pressione in entrata (P_e) superiore a 0,5 bar a un valore di pressione in uscita superiore a 0,04 bar.

Impianti di derivazione d'utenza (I.D.U.) o allacciamento Complesso di tubazioni con dispositivi ed elementi accessori che costituiscono le installazioni necessarie a fornire il gas al cliente finale; l'impianto di derivazione utenza o allacciamento ha inizio dall'organo di presa (compreso) e si estende fino al gruppo misura (escluso) e comprende l'eventuale gruppo di riduzione; in assenza del gruppo di misura, l'impianto di derivazione utenza o allacciamento si estende fino all'organo di intercettazione terminale (incluso) della derivazione stessa.

Odorizzante Prodotto che serve per odorizzare un gas inodore o per aumentare l'intensità di odore di un gas già odoroso.

Pronto intervento Insieme delle azioni volte ad assicurare e/o ripristinare tempestivamente la sicurezza e, laddove tecnicamente possibile, la continuità del servizio di distribuzione gas in occasione del verificarsi di anomalie sull'impianto di distribuzione o la sicurezza in caso di dispersioni di gas a valle del punto di riconsegna.

Punto di consegna (REMI) Per il gas naturale, è il punto coincidente con il punto di riconsegna della rete di trasporto dove viene reso disponibile al distributore il gas naturale. Per i gas diversi dal gas naturale, è il punto di alimentazione dell'impianto di distribuzione.

Punto di interconnessione È il punto di interconnessione tra due impianti di distribuzione gestiti da imprese distributrici diverse.

RAB (Regulatory Asset Base) Valore del capitale investito netto come riconosciuto dall'Autorità alle società di trasporto e distribuzione al fine della determinazione delle tariffe applicabili.

Sistema di protezione catodica Complesso delle installazioni, comprendente gli elementi attivi e passivi, che permette di attuare la protezione catodica.

Sistema di telecontrollo È il sistema finalizzato alla supervisione a distanza dei principali parametri (portata del gas immesso, pressione, temperatura del gas in uscita, ecc.) di funzionamento di un punto di consegna che assolve anche alla funzione di registrazione in modo automatico e continuo degli eventi di superamento per ciascun parametro.



Bilancio d'esercizio
2013

Stato patrimoniale

01/01/2012		31.12.2012		31.12.2013	
(in €)	Note	Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
ATTIVITA'					
Attività correnti					
198.637	Disponibilità liquide ed equivalenti	290.512	1.548	141.402	51.840
119.364	Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita	119.364		119.363	
399.335.534	Crediti commerciali e altri crediti	(6) 378.799.693	201.169.656	440.381.152	253.524.895
21.358.338	Rimanenze	(7) 13.500.068		9.974.088	
1.465.384	Attività per imposte sul reddito correnti	(8) 1.476.823		11.329.900	
1.623.656	Attività per altre imposte correnti	(9) 75.328.529		1.595.465	
982.756	Altre attività correnti	(10) 46.556		1.227.851	
425.083.669		469.561.545		464.769.221	
Attività non correnti					
201.209.990	Immobili, impianti e macchinari	(11) 189.775.779		186.053.600	
	Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo				
131.190	Investimenti immobiliari	120.532		109.901	
3.629.877.630	Attività immateriali	(12) 3.708.467.043		3.817.560.378	
	Partecipazioni:	(13)			
100.552.688	imprese controllate	100.552.688		100.552.688	
47.600.000	imprese collegate	47.600.000		47.600.000	
264.483.528	joint venture	264.483.528		264.364.674	
46.710	altre partecipazioni	46.710		46.710	
155.739	Altre attività finanziarie	155.739		155.739	
	Attività per imposte anticipate				
7.694.213	Altre attività non correnti	(14) 4.637.103	348.343	2.791.253	
4.251.751.688		4.315.839.122		4.419.234.943	
25.360.746	Attività non correnti possedute per la vendita e gruppi di attività in dismissione posseduti per la vendita	(15) 23.407.515		23.319.810	
4.702.196.103	TOTALE ATTIVITA'	4.808.808.182		4.907.323.974	
PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO					
Passività correnti					
381.814.658	Passività finanziarie a breve termine	(16) 508.984.508	508.984.250	231.453.884	231.453.626
188.084.194	Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	(17) 12.347.204	12.347.204	29.353.239	29.353.239
356.063.051	Debiti commerciali e altri debiti	(18) 352.686.900	103.291.450	321.306.263	43.359.717
63.778.316	Passività per imposte sul reddito correnti	(19) 31.083.960		907.286	
7.457.862	Passività per altre imposte correnti	(20) 7.289.034		20.842.327	
4.954.045	Altre passività correnti	114.730	107.646	153.961	
1.002.152.126		912.506.336		604.016.960	
Passività non correnti					
700.000.000	Passività finanziarie a lungo termine	(21) 844.732.076	844.732.076	1.296.003.942	1.296.003.942
99.440.688	Fondi per rischi e oneri	(22) 165.099.757		189.103.008	
59.663.033	Fondi per benefici ai dipendenti (*)	(23) 68.659.782		65.329.395	
419.253.680	Passività per imposte differite (*)	(24) 335.038.391		286.497.648	
273.987.250	Altre passività non correnti	(25) 242.480.489	2.617.761	265.231.471	
1.552.344.651		1.656.010.495		2.102.165.464	
8.821.374	Gruppi di passività in dismissione posseduti per la vendita	(26) 8.069.261		7.572.438	
2.563.318.151	TOTALE PASSIVITA'	2.576.586.092		2.713.754.862	
PATRIMONIO NETTO					
	Capitale sociale i.v. costituito da 252.263.314 azioni del valore nominale di 1 euro	252.263.314		252.263.314	
57.427.549	Riserva legale	57.427.459		57.427.459	
50.109.678	Riserva sovrapprezzo azioni	50.109.678		50.109.678	
1.247.614.021	Altre riserve (*)	1.145.571.165		1.117.441.125	
270.284.749	Utili (perdite) relativi a esercizi precedenti	371.101.328		401.251.649	
261.178.731	Utile (perdita) dell'esercizio	355.749.146		315.075.887	
2.138.878.042	TOTALE PATRIMONIO NETTO	2.232.222.090		2.193.569.112	
4.702.196.193	TOTALE PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO	4.808.808.182		4.907.323.974	

(*) I saldi al 1 gennaio 2012 e al 31 dicembre 2012 sono stati rideterminati a seguito dell'applicazione retrospettiva delle nuove disposizioni dello IAS 19. Gli effetti sono illustrati nel capitolo "Modifica dei criteri contabili".

Conto economico

(in €)	Note	2012		2013	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
RICAVI	(29)				
Ricavi della gestione caratteristica		1.281.411.112	721.852.614	1.171.074.869	800.369.472
Altri ricavi e proventi		80.749.227	45.120.020	49.044.476	35.999.147
Totale ricavi		1.362.160.339		1.220.119.345	
COSTI OPERATIVI	(30)				
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi		(468.936.118)	(61.884.024)	(401.256.304)	(65.871.468)
Costo lavoro		(152.131.865)	13.203.082	(164.665.042)	13.237.648
AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI		(183.929.177)		(202.471.142)	
UTILE OPERATIVO		557.163.179		451.726.857	
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI	(31)				
Proventi finanziari		2.068.279	245.586	419.570	71.192
Oneri finanziari		(47.627.080)	(47.230.185)	(66.295.664)	(57.243.539)
Strumenti derivati		(13.278.785)	(13.278.785)	12.689	12.689
		(58.837.586)		(65.863.405)	
PROVENTI SU PARTECIPAZIONI	(32)				
- Proventi su partecipazioni		77.447.906	77.432.631	100.960.675	100.942.503
- Oneri su partecipazioni					
		77.447.906		100.960.675	
UTILE PRIMA DELLE IMPOSTE		575.773.499		486.824.127	
Imposte sul reddito	(33)	(220.024.353)		(171.748.240)	
UTILE (PERDITA) NETTO DELL'ESERCIZIO		355.749.146		315.075.887	
Utile per azione (ammontari in € per azione)					
- semplice	(35)	1,41		1,25	
- diluito	(35)	1,41		1,25	

Prospetto dell'utile complessivo

(milioni di €)	2012	2013
Utile netto dell'esercizio	356	315
Altre componenti dell'utile complessivo		
<i>Componenti riclassificabili a conto economico:</i>		
Variazione fair value derivati di copertura <i>cash flow hedge</i>		
Effetto fiscale		
Oneri da valutazione al fair value di strumenti derivati di copertura	5	
<i>Componenti non riclassificabili a conto economico: (*)</i>		
Remeasurements di piani a benefici definiti per i dipendenti	(11)	3
Effetto fiscale	4	(1)
Totale altre componenti dell'utile complessivo al netto dell'effetto fiscale	(2)	2
Totale utile complessivo dell'esercizio	354	317

(*) I valori al 31 dicembre 2012 sono stati rideterminati a seguito dell'applicazione retrospettiva delle nuove disposizioni dello IAS 19. Gli effetti sono illustrati nel capitolo "Modifica dei criteri contabili".

Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

(milioni di €)	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva soprapprezzo azioni	Applicazione IFRS	Riserva cash flow hedge	Riserva piani per benefici a dipendenti (IAS 19)	Altre riserve	Utili (perdite) a nuovo	Utile dell'esercizio	Totale
Patrimonio netto al 31 dicembre 2011	252	58	50	466	(6)		788	270	261	2.139
Altri movimenti del patrimonio netto:										
Effetto modifiche al principio contabile IAS 19										
Patrimonio netto al 1° gennaio 2012 rettificato (*)	252	58	50	466	(6)		788	270	261	2.139
<i>Operazioni con gli azionisti:</i>										
Attribuzione dividendo esercizio 2011									(261)	(261)
Liberazione riserve non distribuibili				(101)				101		
				(101)				101	(261)	(261)
Utile complessivo dell'esercizio 2012 (*)					6	(7)			356	355
Patrimonio netto al 31 dicembre 2012	252	58	50	365		(7)	788	371	356	2.233

(milioni di €)	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva soprapprezzo azioni	Applicazione IFRS	Riserva cash flow hedge	Riserva piani per benefici a dipendenti (IAS 19)	Altre riserve	Utili (perdite) a nuovo	Utile dell'esercizio	Totale
Patrimonio netto al 31 dicembre 2012	252	58	50	365		(7)	788	371	356	2.233
Altri movimenti del patrimonio netto										
<i>Operazioni con gli azionisti:</i>										
Attribuzione dividendo esercizio 2012									(356)	(356)
Liberazione riserve non distribuibili				(30)				30		
				(30)				30	(356)	(356)
Utile complessivo dell'esercizio 2013						2			315	317
Patrimonio netto al 31 dicembre 2013	252	58	50	335		(5)	788	401	315	2.194

(*) I saldi al 1 gennaio 2012 e al 31 dicembre 2012 sono stati rideterminati a seguito dell'applicazione retrospettica delle nuove disposizioni dello IAS 19. Gli effetti sono illustrati al capitolo "Modifica dei criteri contabili".

Rendiconto finanziario

(milioni di €)	Note	2012	2013
Utile dell'esercizio		356	315
Ammortamenti	(30)	180	202
- attività immateriali		163	189
- immobili, impianti e macchinari		17	13
Svalutazioni nette di attività materiali e immateriali		4	
- accantonamento (utilizzo) fondo svalutazione e svalutazione in conto		4	
Minusval. Plusvalenze nette su cessioni radiazioni e eliminazioni attività		(12)	(4)
Dividendi, interessi e imposte		193	136
- dividendi		(77)	(101)
- interessi attivi		(2)	
- interessi passivi		52	65
- imposte sul reddito correnti	(33)	304	221
- imposte sul reddito differite	(33)	(84)	(49)
Variazione del capitale di esercizio relativo alla gestione		(6)	64
- rimanenze		8	4
- crediti commerciali		(10)	(15)
- debiti commerciali		(47)	(61)
- accantonamento (utilizzo) fondo rischi e oneri		65	15
- altre attività e passività (compresi strumenti derivati)		(22)	121
Variazione fondi benefici ai dipendenti		(2)	1
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi pagati e incassati		(277)	(278)
- dividendi incassati		77	100
- imposte pagate		(304)	(312)
- interessi pagati		(52)	(66)
- interessi incassati		2	
FLUSSO DI CASSA NETTO DA ATTIVITA' OPERATIVA		436	436
Investimenti tecnici		(318)	(308)
- attività immateriali		(307)	(299)
- immobili, impianti e macchinari		(11)	(9)
Investimenti/disinvestimenti in rami d'azienda		(940)	(14)
Variazione debiti e crediti attività di investimento e imputazione ammortamenti		5	31
- variazione dei debiti relativi all'attività d'investimento		5	31
Flusso di cassa degli investimenti		(1.253)	(291)
Dismissioni		954	17
- attività immateriali		953	17
- immobili, impianti e macchinari		1	
Altre variazioni relative all'attività d'investimento		19	3
- variazione dei crediti relativi all'attività di disinvestimento		19	3
Flusso di cassa dei disinvestimenti		973	20
FLUSSO DI CASSA NETTO DA ATTIVITA' DI INVESTIMENTO (*)		(280)	(271)
Free cash flow		156	165
- assunzione di debiti finanziari a lungo termine		857	480
- rimborsi di debiti finanziari a lungo termine		(888)	(12)
- incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine		127	(277)
- dividendi distribuiti a terzi		(261)	(356)
FLUSSO DI CASSA NETTO DA ATTIVITA' DI FINANZIAMENTO		(165)	(165)
FLUSSO DI CASSA NETTO DELL'ESERCIZIO		(9)	
- differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni		9	
Disponibilità liquide ed equivalenti all'inizio dell'esercizio			
Disponibilità liquide ed equivalenti alla fine dell'esercizio			

(*) Il "flusso di cassa netto da attività di investimento" comprende alcuni investimenti che, avuto riguardo alla loro natura (investimenti temporanei di disponibilità o finalizzati all'ottimizzazione della gestione finanziaria) sono considerati in detrazione dei debiti finanziari ai fini della determinazione dell'indebitamento finanziario netto, così come indicato nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della Relazione sulla gestione.

Note al bilancio di esercizio

Italgas opera nelle attività regolate della distribuzione e misura del gas naturale. Tali attività sono svolte avvalendosi di un sistema integrato di infrastrutture, tutte localizzate in Italia.

Italgas S.p.A. è una società di diritto italiano domiciliata in Torino, Largo Regio Parco 9, controllata da Snam S.p.A. che detiene il 100% del capitale sociale. La Società è soggetta a direzione e coordinamento da parte di Snam S.p.A..

1 CRITERI DI REDAZIONE

Il Bilancio d'esercizio della Società è redatto secondo gli International Financial Reporting Standards¹⁵ (nel seguito "IFRS" o "principi contabili internazionali") emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) e adottati dalla Commissione Europea secondo la procedura di cui all'art. 6 del Regolamento (CE) n. 1606/02 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002 e ai sensi dell'art. 9 del D. Lgs. 38/05.

Il Bilancio è redatto nella prospettiva della continuità aziendale applicando il metodo del costo storico, tenendo conto ove appropriato delle rettifiche di valore, con l'eccezione delle voci di Bilancio che secondo gli IFRS devono essere rilevate al fair value, come indicato nei criteri di valutazione.

Il Bilancio di esercizio della Società al 31 dicembre 2013 è oggetto di revisione contabile da parte della società di revisione Reconta Ernst & Young S.p.A..

I prospetti di Stato patrimoniale e di Conto economico sono presentati in unità di euro, mentre il prospetto dell'Utile complessivo, il prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto e il Rendiconto finanziario, così come le informazioni contenute nelle Note al Bilancio di esercizio, tenuto conto della rilevanza degli importi, sono espresse in milioni di euro.

In relazione a quanto previsto dallo IAS 27 e in riferimento all'art. 27 comma 3 del D.Lgs n. 127/91, Italgas non è tenuta alla redazione del Bilancio consolidato, essendo la Società controllata da Snam S.p.A..

2 CRITERI DI VALUTAZIONE

I criteri di valutazione più significativi adottati per la redazione del bilancio sono indicati nei punti successivi.

ATTIVITÀ CORRENTI

Sono classificate come correnti le attività che soddisfano una delle seguenti condizioni:

- la loro realizzazione o estinzione è prevista nel corso dell'esercizio o entro i dodici mesi successivi alla data della chiusura dell'esercizio;
- sono possedute principalmente a scopo di negoziazione;
- sono costituite da disponibilità e da disponibilità liquide equivalenti che non presentano vincoli di utilizzo.

Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide ed equivalenti comprendono la cassa, i depositi a vista nonché le attività finanziarie originariamente esigibili entro 90 giorni, prontamente convertibili in cassa e sottoposte a un irrilevante rischio di variazione di valore.

¹⁵ Gli IFRS (International Financial Reporting Standard) rappresentano i principi e le interpretazioni adottate dall'International Accounting Standards Board (IASB), ex International Accounting Standards Committee (IASC) e comprendono: (i) gli International Financial Reporting Standards (IFRS); (ii) gli International Accounting Standards (IAS); (iii) le interpretazioni emesse dall'International Financial Reporting Interpretation Committee (IFRIC) e dallo Standing Interpretations Committee (SIC) adottate dallo IASB. La denominazione di International Financial Reporting Standards (IFRS) è stata adottata dallo IASB per i principi emessi successivamente al maggio 2003.

Iscrizione ed eliminazione delle attività finanziarie

Le attività finanziarie sono iscritte all'attivo patrimoniale nel momento in cui la società diviene parte dei contratti connessi alle stesse. Le attività finanziarie cedute sono eliminate dall'attivo dello stato patrimoniale, quando il diritto a ricevere i flussi di cassa è trasferito unitamente a tutti i rischi e benefici associati alla proprietà.

Le attività finanziarie destinate alla negoziazione e le attività finanziarie disponibili per la vendita sono rilevate al fair value (v. successivo punto "Valutazioni al fair value") con imputazione degli effetti, rispettivamente, alla voce di conto economico "Proventi (oneri) finanziari" e alla riserva di patrimonio netto afferente le altre componenti dell'utile complessivo; in quest'ultima fattispecie, le variazioni del fair value rilevate nel patrimonio netto sono imputate a conto economico all'atto del realizzo o della svalutazione. L'obiettiva evidenza di svalutazioni è verificata considerando, tra l'altro, rilevanti inadempimenti contrattuali, significative difficoltà finanziarie, rischio di insolvenza della controparte; le riduzioni di valore dell'attività sono incluse nel valore di iscrizione.

Le attività finanziarie disponibili per la vendita comprendono le attività finanziarie, diverse dai derivati, dai crediti, dalle attività finanziarie destinate alla negoziazione e da mantenersi sino alla scadenza.

Gli interessi maturati e i dividendi deliberati relativi ad attività finanziarie valutate al fair value sono rilevati per competenza economica rispettivamente alle voci "Proventi (oneri) finanziari" e "Altri proventi (oneri) su partecipazioni". Quando l'acquisto o la vendita di attività finanziarie avviene secondo un contratto che prevede il regolamento dell'operazione e la consegna dell'attività entro un determinato numero di giorni, stabiliti dagli organi di controllo del mercato o da convenzioni del mercato (es. acquisto di titoli su mercati regolamentati), l'operazione è rilevata alla data del regolamento.

Crediti commerciali e altri crediti

I crediti commerciali e gli altri crediti sono valutati al momento della prima iscrizione al fair value comprensivo dei costi di transazione e successivamente al costo ammortizzato¹⁶ sulla base del metodo del tasso di interesse effettivo. Qualora vi sia un'obiettiva evidenza di perdite di valore, la svalutazione è determinata confrontando il relativo valore di iscrizione con il valore attuale dei flussi di cassa attesi attualizzati al tasso di interesse effettivo definito al momento della rilevazione iniziale, ovvero al momento del suo aggiornamento per riflettere i repricing contrattualmente definiti. L'obiettiva evidenza di perdita di valore è verificata considerando, tra l'altro, rilevanti inadempimenti contrattuali, significative difficoltà finanziarie e rischio di insolvenza della controparte. I crediti sono esposti al netto degli accantonamenti al fondo svalutazione. Se vengono meno le motivazioni delle precedenti svalutazioni, il valore delle attività viene ripristinato fino a concorrenza del valore che sarebbe derivato dall'applicazione del costo ammortizzato qualora non fosse stata effettuata la svalutazione.

I crediti commerciali possono essere oggetto di cessione attraverso operazioni di factoring. Le cessioni possono essere pro-soluto o pro-solvendo. Le cessioni pro-soluto non comportano rischi di regresso né di liquidità e, pertanto, determinano lo storno dei crediti all'atto della cessione al factor. Nelle cessioni pro-solvendo, poiché non risulta trasferito né il rischio credito né il rischio liquidità, i crediti rimangono iscritti nello stato patrimoniale fino al momento del pagamento del debitore ceduto. In tal caso, eventuali anticipi ricevuti dal factor sono iscritti nei debiti verso altri finanziatori.

Rimanenze

Le rimanenze, incluse le scorte d'obbligo, differenti dai lavori in corso su ordinazione, sono iscritte al minore tra il costo di acquisto o di produzione e il valore netto di realizzo rappresentato dall'ammontare che l'impresa si attende di ottenere dalla loro vendita nel normale svolgimento dell'attività.

Il costo delle rimanenze è determinato applicando il metodo del costo medio ponderato.

I lavori in corso su ordinazione sono valutati sulla base dei corrispettivi pattuiti in relazione allo stato di avanzamento dei lavori, determinati utilizzando il metodo del costo sostenuto (cost-to-cost). Gli acconti

¹⁶ Secondo il metodo del costo ammortizzato, il valore di iscrizione è rettificato per tener conto dei rimborsi in quota capitale, delle eventuali svalutazioni e dell'ammortamento della differenza tra il valore di rimborso e il valore di iscrizione iniziale; l'ammortamento è effettuato sulla base del tasso di interesse interno effettivo che rappresenta il tasso che rende uguali, al momento della rilevazione iniziale, il valore attuale dei flussi di cassa attesi e il valore di iscrizione iniziale.

versati dai committenti sono detratti dal valore delle rimanenze nei limiti dei corrispettivi maturati; la parte eccedente il valore delle rimanenze è iscritta nelle passività. Le perdite sono rilevate interamente nell'esercizio in cui sono previste. I lavori in corso su ordinazione non fatturati i cui corrispettivi sono pattuiti in moneta diversa dall'euro sono convertiti in euro applicando il cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio con imputazione degli effetti a Conto economico.

Attività (passività) per imposte correnti

Le attività (passività) per imposte correnti sono iscritte al valore che si prevede di recuperare (pagare) alle autorità fiscali, applicando le aliquote vigenti o sostanzialmente emanate alla data di riferimento del bilancio.

Altre attività correnti

Le altre attività correnti sono valutate al momento della prima iscrizione al fair value successivamente al costo ammortizzato precedentemente descritto.

ATTIVITÀ NON CORRENTI

Immobili, impianti e macchinari

Le attività materiali, ivi inclusi gli investimenti immobiliari, sono rilevate secondo il criterio del costo e iscritte al prezzo di acquisto o al costo di produzione comprensivo dei costi accessori di diretta imputazione necessari a rendere tali attività pronte all'uso.

Quando è necessario un rilevante periodo di tempo affinché il bene sia pronto all'uso, il prezzo di acquisto o il costo di produzione include anche gli oneri finanziari sostenuti che teoricamente si sarebbero risparmiati, nel periodo necessario a rendere il bene pronto all'uso, qualora l'investimento non fosse stato realizzato.

In presenza di obbligazioni attuali per lo smantellamento, la rimozione delle attività e la bonifica dei siti, il valore di iscrizione include i costi stimati (attualizzati) da sostenere al momento futuro dell'abbandono delle strutture, rilevati in contropartita a uno specifico fondo. Il trattamento contabile delle revisioni di stima di questi costi, del trascorrere del tempo e del tasso di attualizzazione sono indicati al punto "Fondi per rischi e oneri".

Non è ammesso effettuare rivalutazioni delle attività materiali, neanche in applicazione di leggi specifiche.

I beni assunti in leasing finanziario, ovvero relativi ad accordi che, pur non assumendo la forma esplicita di un leasing finanziario prevedono il trasferimento sostanziale dei benefici e rischi della proprietà, sono iscritti al fair value, al netto dei contributi di spettanza del conduttore, o se inferiore, al valore attuale dei pagamenti minimi dovuti per il leasing, tra le attività materiali in contropartita al debito finanziario verso il locatore e ammortizzati secondo i criteri di seguito indicati. Quando non vi è la ragionevole certezza di esercitare il diritto di riscatto, l'ammortamento è effettuato nel periodo più breve tra la durata della locazione e la vita utile del bene.

I costi per migliorie, ammodernamento e trasformazione aventi natura incrementativa delle attività materiali sono rilevati all'attivo patrimoniale.

Le attività materiali, a partire dal momento in cui inizia o avrebbe dovuto iniziare l'utilizzazione del bene, sono ammortizzate a quote costanti lungo la loro vita utile intesa come la stima del periodo in cui l'attività sarà utilizzata dall'impresa.

Quando l'attività materiale è costituita da più componenti significative aventi vite utili differenti, l'ammortamento è effettuato separatamente per ciascuna componente. Il valore da ammortizzare è rappresentato dal valore di iscrizione eventualmente ridotto del presumibile valore netto di cessione al termine della sua vita utile, se significativo e ragionevolmente determinabile. Non sono oggetto di ammortamento i terreni, anche se acquistati congiuntamente a un fabbricato, nonché le attività materiali destinate alla vendita (v. successivo punto "Attività destinate alla vendita e discontinued operations"). Le aliquote di ammortamento sono riviste su base annua e sono modificate se l'attuale vita utile stimata differisce da quella stimata in precedenza. Gli effetti di tali variazioni sono riconosciute a Conto economico su base prospettica.

I beni gratuitamente devolvibili sono ammortizzati nel periodo di durata della concessione o della vita utile del bene se minore.

I costi di sostituzione di componenti identificabili di beni complessi sono imputati all'attivo patrimoniale e ammortizzati lungo la loro vita utile; il valore di iscrizione residuo della componente oggetto di sostituzione è rilevato a Conto economico. Le spese di manutenzione e riparazione ordinarie sono rilevate a Conto economico nell'esercizio in cui sono sostenute.

Quando si verificano eventi che facciano presumere una riduzione del valore delle attività materiali, la loro recuperabilità è verificata confrontando il valore di iscrizione con il relativo valore recuperabile rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto degli oneri di dismissione, e il valore d'uso. In assenza di un accordo di vendita vincolante, il fair value è stimato sulla base dei valori espressi da un mercato attivo, da transazioni recenti ovvero sulla base delle migliori informazioni disponibili per riflettere l'ammontare che l'impresa potrebbe ottenere dalla vendita del bene. Il valore d'uso è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso del bene e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione al termine della sua vita utile al netto degli oneri di dismissione. I flussi di cassa sono determinati sulla base di assunzioni ragionevoli e dimostrabili rappresentative della migliore stima delle future condizioni economiche che si verificheranno nella residua vita utile del bene, dando maggiore rilevanza alle indicazioni provenienti dall'esterno.

L'attualizzazione è effettuata a un tasso che riflette le valutazioni correnti di mercato del valore temporale del denaro e dei rischi specifici dell'attività non riflesse nelle stime dei flussi di cassa. La valutazione è effettuata per singola attività o per il più piccolo insieme identificabile di attività che genera flussi di cassa in entrata autonomi derivanti dall'utilizzo continuativo (cosiddette "cash generating unit"). Nel caso in cui vengano meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le attività sono rivalutate e la rettifica è rilevata a Conto economico come rivalutazione (ripristino di valore). La rivalutazione è effettuata al minore tra il valore recuperabile e il valore di iscrizione al lordo delle svalutazioni precedentemente effettuate e ridotto delle quote di ammortamento che sarebbero state stanziare qualora non si fosse proceduto alla svalutazione.

Le locazioni nelle quali il locatore mantiene sostanzialmente tutti i rischi e i benefici legati alla proprietà dei beni sono classificate come leasing operativi.

Attività immateriali

Le attività immateriali riguardano le attività prive di consistenza fisica identificabili, controllate dall'impresa e in grado di produrre benefici economici futuri, nonché il goodwill quando acquisito a titolo oneroso. L'identificabilità è definita con riferimento alla possibilità di distinguere l'attività immateriale acquisita dal goodwill; questo requisito è soddisfatto, di norma, quando: (i) l'attività immateriale è riconducibile a un diritto legale o contrattuale, oppure (ii) l'attività è separabile, ossia può essere ceduta, trasferita, data in affitto o scambiata autonomamente oppure come parte integrante di altre attività. Il controllo dell'impresa consiste nella potestà di usufruire dei benefici economici futuri derivanti dall'attività e nella possibilità di limitarne l'accesso ad altri.

Le attività immateriali sono iscritte al costo, determinato secondo i criteri indicati per le attività materiali. Non è ammesso effettuare rivalutazioni, neanche in applicazione di leggi specifiche.

Le attività immateriali aventi vita utile definita sono ammortizzate sistematicamente lungo la loro vita utile intesa come la stima del periodo in cui le attività saranno utilizzate dall'impresa; la recuperabilità del loro valore di iscrizione è verificata adottando i criteri indicati al paragrafo "Immobili, impianti e macchinari".

Il goodwill e le altre attività immateriali aventi vita utile indefinita non sono oggetto di ammortamento; la recuperabilità del valore di iscrizione è verificata almeno annualmente e comunque quando si verificano eventi che fanno presupporre una riduzione del valore.

Con riferimento al goodwill, la verifica è effettuata a livello del più piccolo aggregato sulla base del quale la Direzione aziendale valuta, direttamente o indirettamente, il ritorno dell'investimento che include il goodwill stesso. Quando il valore di iscrizione della cash generating unit comprensivo del goodwill a essa attribuito è superiore al valore recuperabile, la differenza costituisce oggetto di svalutazione che viene attribuita in via prioritaria al goodwill fino a concorrenza del suo ammontare; l'eventuale eccedenza della svalutazione rispetto al goodwill è imputata pro quota al valore di libro degli assets che costituiscono la cash generating

unit. Le svalutazioni del goodwill non sono oggetto di ripristino di valore. Il goodwill negativo è rilevato a Conto economico.

I costi relativi all'attività di sviluppo tecnologico sono imputati all'attivo patrimoniale quando: (i) il costo attribuibile all'attività immateriale è attendibilmente determinabile; (ii) vi è l'intenzione, la disponibilità di risorse finanziarie e la capacità tecnica a rendere l'attività disponibile all'uso o alla vendita; (iii) è dimostrabile che l'attività è in grado di produrre benefici economici futuri.

Le attività immateriali includono inoltre gli accordi per servizi in concessione tra settore pubblico e privato (cosiddetti "service concession arrangements") relativi allo sviluppo, finanziamento, gestione e manutenzione di infrastrutture in regime di concessione in cui: (i) il concedente controlla o regola i servizi forniti dall'operatore tramite l'infrastruttura e il relativo prezzo da applicare; (ii) il concedente controlla – attraverso la proprietà, la titolarità di benefici o in altro modo – qualsiasi interessenza residua significativa nell'infrastruttura al termine della concessione.

In base ai termini degli accordi, l'operatore detiene il diritto di utilizzo dell'infrastruttura, controllata dal concedente, al fine di erogare il servizio pubblico.

Contributi

I contributi pubblici in conto capitale, a cui la Società accede in forza di legge, sono rilevati quando esiste la ragionevole certezza che si realizzeranno le condizioni previste per il loro ottenimento dagli enti pubblici eroganti e sono imputati a riduzione del prezzo di acquisto o del costo di produzione delle attività cui si riferiscono.

I corrispettivi dovuti dai soggetti che ottengono l'allacciamento alla rete gas, all'atto dell'allacciamento stesso, sono rilevati tra le altre passività e imputati a Conto economico coerentemente con la rilevazione dei costi cui afferiscono le opere e gli interventi necessari all'erogazione del servizio.

Attività finanziarie

Partecipazioni

Le partecipazioni in imprese controllate, in imprese controllate congiuntamente e in imprese collegate, differenti da quelle possedute per la vendita, sono valutate al costo di acquisto comprensivo dei costi accessori di diretta imputazione. In presenza di obiettive evidenze di perdita di valore, la recuperabilità è verificata confrontando il valore di iscrizione con il relativo valore recuperabile rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto degli oneri di dismissione, e il valore d'uso. In assenza di un accordo di vendita vincolante, il fair value è stimato sulla base dei valori espressi da un mercato attivo, da transazioni recenti ovvero sulla base delle migliori informazioni disponibili per riflettere l'ammontare che l'impresa potrebbe ottenere dalla vendita della partecipazione. Il valore d'uso è determinato, generalmente, nei limiti della corrispondente frazione del Patrimonio netto dell'impresa partecipata, attualizzando i flussi di cassa attesi dell'asset e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione al netto degli oneri di dismissione. I flussi di cassa sono determinati sulla base di assunzioni ragionevoli e documentabili rappresentative della migliore stima delle future condizioni economiche prevedibili, dando maggiore rilevanza alle indicazioni provenienti dall'esterno. L'attualizzazione è effettuata a un tasso che riflette le valutazioni correnti di mercato del valore temporale del denaro e dei rischi specifici delle attività, non riflessi nelle stime dei flussi di cassa. Il rischio derivante da eventuali perdite eccedenti il Patrimonio netto è rilevato in un apposito fondo nella misura in cui la partecipante è impegnata ad adempiere a obbligazioni legali o implicite nei confronti dell'impresa partecipata o comunque a coprire le sue perdite.

Nel caso la predetta verifica evidenzi un valore di iscrizione superiore al valore recuperabile si procede ad una svalutazione della relativa partecipazione, portando il valore di iscrizione al valore recuperabile.

Qualora vengano meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le partecipazioni valutate al costo sono rivalutate nei limiti delle svalutazioni effettuate con imputazione dell'effetto a Conto economico alla voce "Altri proventi/oneri su partecipazioni". Le altre partecipazioni sono valutate al fair value con imputazione degli effetti alla riserva di Patrimonio netto afferente le altre componenti dell'utile complessivo; le variazioni del fair value rilevate nel Patrimonio netto sono imputate a Conto economico all'atto della svalutazione o del realizzo. Quando il fair value non può essere attendibilmente determinato, le partecipazioni sono valutate al costo rettificato per perdite di valore; le perdite di valore non sono oggetto di ripristino.

Le partecipazioni possedute per la vendita sono valutate al minore tra valore di iscrizione e il loro fair value, ridotto degli oneri di vendita.

Crediti e attività finanziarie da mantenersi sino alla scadenza

I crediti e le attività finanziarie da mantenersi sino alla scadenza sono iscritti al costo rappresentato dal fair value del corrispettivo iniziale dato in cambio, incrementato dei costi di transazione (es. commissioni, consulenze, ecc.).

Il valore di iscrizione iniziale è successivamente rettificato per tener conto dei rimborsi della quota capitale, delle eventuali svalutazioni e dell'ammortamento della differenza tra il valore di rimborso e il valore di iscrizione iniziale.

L'ammortamento è effettuato sulla base del tasso di interesse interno effettivo rappresentato dal tasso che rende uguali, al momento della rilevazione iniziale, il valore attuale dei flussi di cassa attesi e il valore di iscrizione iniziale (cosiddetto metodo del costo ammortizzato).

In presenza di obiettive evidenze di perdita di valore (v. anche punto "Attività correnti"), la svalutazione è determinata confrontando il relativo valore di iscrizione con il valore attuale dei flussi di cassa attesi attualizzati al tasso di interesse effettivo definito al momento della rilevazione iniziale, ovvero al momento del suo aggiornamento per riflettere i *repricing* contrattualmente previsti. I crediti e le attività finanziarie da mantenersi sino alla scadenza sono esposti al netto degli accantonamenti effettuati al fondo svalutazione; quando la riduzione di valore dell'attività è accertata, il fondo svalutazione è utilizzato a fronte di oneri, diversamente è utilizzato per esuberanza. Gli effetti economici della valutazione al costo ammortizzato sono imputati alla voce "Proventi (oneri) finanziari".

Attività destinate alla vendita e discontinued operations

Le attività non correnti e le attività correnti e non correnti dei gruppi in dismissione sono classificate come destinate alla vendita se il relativo valore di iscrizione sarà recuperato principalmente attraverso la vendita anziché attraverso l'uso continuativo. Questa condizione si considera rispettata quando la vendita è altamente probabile e l'attività o il gruppo in dismissione è disponibile per una vendita immediata nelle sue attuali condizioni. Le attività non correnti destinate alla vendita, le attività correnti e non correnti afferenti a gruppi in dismissione e le passività direttamente associabili sono rilevate nello stato patrimoniale separatamente dalle altre attività e passività dell'impresa.

Le attività non correnti destinate alla vendita non sono oggetto di ammortamento e sono valutate al minore tra il valore di iscrizione e il relativo fair value, ridotto degli oneri di vendita (v. successivo punto "Valutazioni al fair value").

L'eventuale differenza tra il valore di iscrizione e il fair value ridotto degli oneri di vendita è imputata a conto economico come svalutazione; le eventuali successive riprese di valore sono rilevate sino a concorrenza delle svalutazioni rilevate in precedenza, ivi incluse quelle riconosciute anteriormente alla qualificazione dell'attività come destinata alla vendita. Le attività non correnti e le attività correnti e non correnti dei gruppi in dismissione, classificate come destinate alla vendita, costituiscono una discontinued operations se, alternativamente: (i) rappresentano un ramo autonomo di attività significativo o un'area geografica di attività significativa; (ii) fanno parte di un programma di dismissione di un significativo ramo autonomo di attività o un'area geografica di attività significativa; o (iii) sono una controllata acquisita esclusivamente al fine della sua vendita. I risultati delle discontinued operations, nonché l'eventuale plusvalenza/minusvalenza realizzata a seguito della dismissione, sono indicati distintamente nel conto economico in un'apposita voce, al netto dei relativi effetti fiscali.

Altre attività non correnti

Le altre attività non correnti sono valutate al momento della prima iscrizione al fair value successivamente al costo ammortizzato precedentemente descritto.

PASSIVITÀ FINANZIARIE, DEBITI COMMERCIALI E ALTRI DEBITI, ALTRE PASSIVITÀ

Le passività finanziarie, i debiti commerciali e altri debiti e le altre passività sono iscritti inizialmente al fair value ridotto di eventuali costi connessi alla transazione; successivamente sono rilevati al costo ammortizzato utilizzando ai fini dell'attualizzazione il tasso di interesse effettivo.

Iscrizione ed eliminazione delle passività finanziarie

Le passività finanziarie sono iscritte al passivo patrimoniale nel momento in cui la società diviene parte dei contratti connessi alle stesse. Le passività finanziarie cedute sono eliminate dal passivo dello stato patrimoniale quando il diritto a erogare i flussi di cassa è trasferito unitamente a tutti i rischi e benefici associati alla proprietà.

FONDI PER RISCHI E ONERI

I fondi per rischi e oneri riguardano costi e oneri di natura determinata e di esistenza certa o probabile che alla data di chiusura dell'esercizio sono indeterminati nell'ammontare o nella data di sopravvenienza.

Gli accantonamenti sono rilevati quando:

- è probabile l'esistenza di un'obbligazione attuale, legale o implicita, derivante da un evento passato;
- è probabile che l'adempimento dell'obbligazione sia oneroso;
- l'ammontare dell'obbligazione può essere stimato attendibilmente.

Gli accantonamenti sono iscritti al valore rappresentativo della migliore stima dell'ammontare che l'impresa razionalmente pagherebbe per estinguere l'obbligazione ovvero per trasferirla a terzi alla data di chiusura dell'esercizio; gli accantonamenti relativi a contratti onerosi sono iscritti al minore tra il costo necessario per l'adempimento dell'obbligazione, al netto dei benefici economici attesi derivanti dal contratto, e il costo per la risoluzione del contratto. Quando l'effetto finanziario del tempo è significativo e le date di pagamento delle obbligazioni sono attendibilmente stimabili, l'accantonamento è determinato attualizzando ad un tasso che riflette le valutazioni presenti sul mercato del valore attuale del denaro, i flussi di cassa attesi determinati tenendo conto dei rischi associati all'obbligazione; l'incremento del fondo connesso al trascorrere del tempo è imputato a Conto economico alla voce "Proventi (oneri) finanziari".

I costi che l'impresa prevede di sostenere per attuare programmi di ristrutturazione sono iscritti nell'esercizio in cui viene definito formalmente il programma e si è generata nei soggetti interessati la valida aspettativa che la ristrutturazione avrà luogo.

I fondi sono periodicamente aggiornati per riflettere le variazioni delle stime dei costi, dei tempi di realizzazione e del tasso di attualizzazione; le revisioni di stima dei fondi sono imputate nella medesima voce di Conto economico che ha precedentemente accolto l'accantonamento ovvero, quando la passività è relativa ad attività materiali (es. smantellamento e ripristini), in contropartita all'attività a cui si riferisce. In quest'ultimo caso, eventuali eccedenze rispetto al valore d'iscrizione sono rilevate a Conto economico.

Nelle note al Bilancio sono illustrate le passività potenziali rappresentate da:

- obbligazioni possibili, ma non probabili, derivanti da eventi passati la cui esistenza sarà confermata solo al verificarsi o meno di uno o più eventi futuri incerti non totalmente sotto il controllo dell'impresa;
- obbligazioni attuali derivanti da eventi passati il cui ammontare non può essere stimato attendibilmente o il cui adempimento è probabile che non sia oneroso.

BENEFICI PER I DIPENDENTI

I benefici successivi al rapporto di lavoro sono definiti sulla base di programmi, ancorché non formalizzati, che in funzione delle loro caratteristiche sono distinti in programmi "a contributi definiti" e programmi "a benefici definiti". Nei programmi a contributi definiti l'obbligazione dell'impresa, limitata al versamento dei contributi allo Stato ovvero a un patrimonio o a un'entità giuridicamente distinta (cd. fondo), è determinata sulla base dei contributi dovuti.

La passività relativa ai programmi a benefici definiti, è determinata sulla base di ipotesi attuariali ed è rilevata per competenza coerentemente al periodo lavorativo necessario all'ottenimento dei benefici.

Gli utili e le perdite attuariali relativi a programmi a benefici definiti derivanti da variazioni delle ipotesi attuariali utilizzate o da rettifiche basate sull'esperienza passata sono rilevati nel prospetto dell'utile complessivo nell'esercizio in cui si verificano e non sono oggetto di successiva imputazione a conto economico. Quando si verifica una modifica, una riduzione o un'estinzione di un piano, i relativi effetti sono rilevati a conto economico.

Gli interessi netti (cd net interest) rappresentano la variazione che la passività netta subisce nel corso dell'esercizio per effetto del passare del tempo. Il net interest è determinato applicando alle passività, al netto delle eventuali attività al servizio del piano, il tasso di sconto definito per le passività; il net interest di piani a benefici definiti è rilevato nel costo lavoro alla voce "Oneri per benefici ai dipendenti".

Le obbligazioni relative a benefici a lungo termine sono determinate adottando ipotesi attuariali; gli effetti derivanti dalle modifiche delle ipotesi attuariali ovvero da rettifiche basate sull'esperienza passata sono rilevati interamente a Conto economico.

RICAVI E COSTI

I ricavi delle vendite e delle prestazioni di servizi sono rilevati quando si verifica l'effettivo trasferimento dei rischi e dei vantaggi rilevanti tipici della proprietà o al compimento della prestazione.

Gli stanziamenti di ricavi relativi a servizi parzialmente resi sono rilevati per il corrispettivo maturato, nei soli casi in cui sia possibile determinarne attendibilmente lo stadio di completamento e non sussistano incertezze di rilievo sull'ammontare e sull'esistenza del ricavo e dei relativi costi; diversamente sono rilevati nei limiti dei costi sostenuti recuperabili.

I ricavi sono iscritti al netto di eventuali resi, sconti, abbuoni e premi, nonché delle imposte direttamente connesse.

Le permuta tra beni o servizi di natura e valore simile, in quanto non rappresentative di operazioni di vendita, non determinano la rilevazione di ricavi e costi.

I costi sono iscritti quando relativi a beni e servizi venduti o consumati nell'esercizio o per ripartizione sistematica ovvero quando non si possa identificare l'utilità futura degli stessi.

I canoni relativi a leasing operativi sono imputati a Conto economico lungo la durata del contratto.

I costi per il personale includono, coerentemente alla natura sostanziale di retribuzione che assumono, le stock option assegnate ai dirigenti. Il costo è determinato con riferimento al fair value del diritto assegnato al dirigente alla data di assunzione dell'impegno e non è oggetto di successivo adeguamento; la quota di competenza dell'esercizio è determinata pro-rata temporis lungo il periodo a cui è riferita l'incentivazione (cosiddetto vesting period). Il fair value delle stock option è rappresentato dal valore dell'opzione determinato applicando adeguate tecniche di valutazione che tengono conto delle condizioni di esercizio del diritto, del valore corrente dell'azione, della volatilità attesa e del tasso d'interesse privo di rischio. Il fair value delle stock option è rilevato con contropartita alla voce "Altre riserve".

I costi volti all'acquisizione di nuove conoscenze o scoperte, allo studio di prodotti o processi alternativi, di nuove tecniche o modelli, alla progettazione e costruzione di prototipi o, comunque, sostenuti per altre attività di ricerca scientifica o di sviluppo tecnologico che non soddisfano le condizioni per la loro rilevazione all'attivo patrimoniale sono considerati costi correnti e imputati a Conto economico nell'esercizio di sostenimento.

DIFFERENZE DI CAMBIO

Le attività e le passività incluse nel bilancio sono rappresentate nella valuta del principale ambiente economico nel quale l'impresa opera.

I ricavi e i costi relativi a operazioni in moneta diversa da quella funzionale (euro) sono iscritti al cambio corrente del giorno in cui l'operazione è compiuta.

Le attività e passività monetarie in moneta diversa da quella funzionale sono convertite nella moneta funzionale applicando il cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio di riferimento con imputazione dell'effetto a Conto economico. Le attività e passività non monetarie espresse in moneta diversa da quella funzionale, valutate al costo sono iscritte al cambio di rilevazione iniziale; quando la valutazione è effettuata al fair value ovvero al valore recuperabile o di realizzo è adottato il cambio corrente alla data di determinazione del valore.

DIVIDENDI PERCEPITI

I dividendi sono rilevati alla data di assunzione della delibera da parte dell'Assemblea, salvo quando non sia ragionevolmente certa la cessione delle azioni prima dello stacco della cedola.

DISTRIBUZIONE DI DIVIDENDI

La distribuzione di dividendi agli Azionisti della Società determina l'iscrizione di un debito nel bilancio del periodo nel quale la distribuzione è stata approvata dagli Azionisti della società ovvero, nel caso di distribuzione di acconti sui dividendi, dal Consiglio di Amministrazione.

IMPOSTE SUL REDDITO

Le imposte sul reddito correnti sono calcolate sulla base della stima del reddito imponibile e i debiti e i crediti tributari sono rilevati al valore che si prevede di pagare/recuperare applicando le aliquote e le normative fiscali vigenti alla data di chiusura dell'esercizio.

Per quanto riguarda l'imposta sul reddito delle società (IRES) la Società congiuntamente con la controllante Snam S.p.A.¹⁷ esercita l'opzione per il regime del consolidato fiscale nazionale, che consente di determinare l'IRES su una base imponibile corrispondente alla somma algebrica degli imponibili positivi e negativi delle singole società che partecipano al consolidato fiscale. Il debito o credito del consolidato fiscale così determinato è rilevato nella voce "Passività/Attività per imposte sul reddito correnti".

La Società è inoltre soggetta alla disciplina dell'addizionale IRES, disposta dall'art. 81 del D.L. n.112/08 (meglio conosciuta come Robin Hood Tax), estesa con la Legge n. 148/11 anche agli operatori della distribuzione di gas naturale. Il debito previsto è rilevato nella voce "Passività/Attività per imposte sul reddito correnti".

L'imposta regionale sulle attività produttive (IRAP) è rilevata alla voce "Passività/Attività per imposte sul reddito correnti".

Le imposte sul reddito differite e anticipate sono calcolate sulle differenze temporanee tra i valori delle attività e passività iscritte a bilancio e i corrispondenti valori riconosciuti ai fini fiscali sulla base delle aliquote e della normativa approvate o sostanzialmente tali per gli esercizi futuri. L'iscrizione di attività per imposte anticipate è effettuata quando il loro recupero è considerato probabile.

Le attività per imposte anticipate e le passività per imposte differite sono classificate tra le attività e le passività non correnti e sono compensate a livello di singola impresa se riferite a imposte compensabili. Il saldo della compensazione, se attivo, è iscritto alla voce "Attività per imposte anticipate" se passivo, alla voce "Passività per imposte differite".

Quando i risultati delle operazioni sono rilevati direttamente a patrimonio netto, le imposte correnti, le attività per imposte anticipate e le passività per imposte differite sono anch'esse imputate al patrimonio netto.

¹⁷ Il "Regolamento di partecipazione al regime di tassazione del Consolidato fiscale nazionale per le società di Snam", prevede che: (i) le società controllate con imponibile positivo trasferiscono a Snam le risorse finanziarie corrispondenti alla maggiore imposta da questa dovuta per effetto della loro partecipazione al Consolidato nazionale; (ii) quelle con imponibile negativo ricevono una compensazione pari al relativo risparmio d'imposta realizzato da Snam se e nella misura in cui hanno prospettive di redditività che avrebbero consentito, in assenza del Consolidato fiscale nazionale, di rilevare imposte anticipate. Conseguentemente la relativa imposta, al netto degli acconti versati, delle ritenute subite e in genere dei crediti d'imposta, è rilevata come debito o credito verso la controllante.

STRUMENTI DERIVATI

Gli strumenti derivati, ivi inclusi quelli impliciti (c.d. embedded derivatives) oggetto di separazione dal contratto principale, sono attività e passività rilevate al fair value stimato secondo i criteri indicati al punto "Valutazioni al fair value". In presenza di obiettive evidenze di svalutazione per motivi differenti dalla svalutazione del fair value (v. anche punto "Attività correnti") i derivati attivi sono esposti al netto degli accantonamenti effettuati al relativo fondo svalutazione. Il fair value delle passività per strumenti derivati considera le rettifiche per tener conto del non-performance risk dell'emittente (v. successivo punto "Valutazioni al fair value").

I derivati sono designati come strumenti di copertura quando la relazione tra il derivato e l'oggetto della copertura è formalmente documentata e l'efficacia della copertura, verificata periodicamente, è elevata. Quando i derivati di copertura coprono il rischio di variazione del fair value degli strumenti oggetto di copertura (fair value hedge; es. copertura della variabilità del fair value di attività/passività a tasso fisso), i derivati sono rilevati al fair value con imputazione degli effetti a conto economico; coerentemente, gli strumenti oggetto di copertura sono adeguati per riflettere, a conto economico, le variazioni del fair value associate al rischio coperto, indipendentemente dalla previsione di un diverso criterio di valutazione applicabile generalmente alla tipologia di strumento.

Quando i derivati coprono il rischio di variazione dei flussi di cassa degli strumenti oggetto di copertura (cash flow hedge; es. copertura della variabilità dei flussi di cassa di attività/passività per effetto delle oscillazioni dei tassi di cambio), le variazioni del fair value dei derivati considerate efficaci sono inizialmente rilevate nella riserva di patrimonio netto afferente le altre componenti dell'utile complessivo e successivamente imputate a Conto economico coerentemente agli effetti economici prodotti dall'operazione coperta. Le variazioni del fair value dei derivati che non soddisfano le condizioni per essere qualificati come di copertura sono rilevate a conto economico. In particolare, le variazioni del fair value dei derivati non di copertura su tassi di interesse e su valute sono rilevate nella voce di conto economico "Proventi (oneri) finanziari"; diversamente, le variazioni del fair value degli strumenti derivati non di copertura su commodity sono rilevate nella voce di conto economico "Altri proventi (oneri) operativi".

Gli effetti economici delle transazioni relative all'acquisto o vendita di commodities stipulate a fronte di esigenze dell'impresa per il normale svolgimento dell'attività e per le quali è previsto il regolamento attraverso la consegna fisica dei beni stessi, sono rilevati per competenza economica (c.d. normal sale and normal purchase exemption o own use exemption).

VALUTAZIONI AL FAIR VALUE

Il fair value è il prezzo che si percepirebbe per la vendita di un'attività ovvero che si pagherebbe per il trasferimento di una passività in una regolare transazione di mercato (ossia non in una liquidazione forzata o in una vendita sottocosto) alla data di valutazione (exit price).

Il fair value di un'attività o passività è determinato adottando le valutazioni che gli operatori di mercato utilizzerebbero nella determinazione del prezzo dell'attività o della passività. La valutazione del fair value suppone, inoltre, che l'attività o la passività sia scambiata nel mercato principale o, in assenza dello stesso, nel più vantaggioso a cui l'impresa ha accesso.

La determinazione del fair value di un'attività non finanziaria è effettuata considerando la capacità degli operatori di mercato di generare benefici economici impiegando tale attività nel suo massimo o migliore utilizzo, o vendendola ad un altro partecipante al mercato in grado di utilizzarla massimizzandone il valore.

La valutazione del fair value di una passività, sia finanziaria che non finanziaria, o di uno strumento di equity tiene conto del prezzo quotato per il trasferimento di una passività o uno strumento di equity identici o similari; se tale prezzo quotato non è disponibile, si considera la valutazione della corrispondente attività posseduta da un operatore di mercato alla data della valutazione. La determinazione del fair value di una passività tiene conto del rischio che l'impresa non sia in grado di adempiere alle proprie obbligazioni (cd. non-performance risk).

Nella determinazione del fair value, è definita una gerarchia di criteri basata sull'origine, la tipologia e la qualità delle informazioni utilizzate nel calcolo. Tale classificazione ha l'obiettivo di stabilire una gerarchia in

termini di affidabilità del fair value, dando la precedenza all'utilizzo di parametri osservabili sul mercato che riflettono le assunzioni che i partecipanti al mercato utilizzerebbero nella valutazione dell'attività/passività. La gerarchia del fair value prevede i seguenti livelli: (i) livello 1: input rappresentati da prezzi quotati (non modificati) in mercati attivi per attività o passività identiche alle quali si può accedere alla data di valutazione; (ii) livello 2: input, diversi dai prezzi quotati inclusi nel livello 1, che sono osservabili, direttamente o indirettamente, per le attività o passività da valutare; (iii) livello 3: input non osservabili per l'attività o la passività.

In assenza di quotazioni di mercato disponibili, il fair value è determinato utilizzando tecniche di valutazione, adeguate alle singole fattispecie, che massimizzano l'uso di input osservabili rilevanti, riducendo al minimo l'utilizzo di input non osservabili.

SCHEMI DI BILANCIO

Le voci dello schema di Stato patrimoniale sono classificate in correnti e non correnti, mentre quelle del Conto economico sono classificate per natura.

Il prospetto dell'utile complessivo indica il risultato economico integrato dei proventi e oneri che per espressa disposizione degli IFRS sono rilevati direttamente a Patrimonio netto.

Il prospetto delle variazioni del Patrimonio netto presenta i proventi (oneri) complessivi dell'esercizio, le operazioni con gli azionisti e le altre variazioni del Patrimonio netto.

Lo schema di Rendiconto finanziario è definito secondo il "metodo indiretto", rettificando l'utile dell'esercizio delle componenti di natura non monetaria.

Gli schemi di bilancio sono gli stessi adottati nel bilancio 2012.

3 MODIFICA DEI CRITERI CONTABILI

A partire dall'esercizio 2013 sono entrate in vigore le disposizioni del principio contabile IAS 19 "Employee Benefit" omologate dalla Commissione Europea con Regolamento n. 475/2012 emesso in data 5 giugno 2012. Le nuove disposizioni prevedono tra l'altro: (i) l'obbligo di rilevare gli utili e le perdite attuariali nel prospetto dell'utile complessivo, eliminando la possibilità di adottare il c.d. "metodo del corridoio". Gli utili e le perdite attuariali rilevati nel prospetto dell'utile complessivo non sono oggetto di successiva imputazione a conto economico; (ii) la rappresentazione del rendimento atteso delle attività al servizio del piano e dell'interest cost in un unico aggregato (c.d. "net interest") determinato applicando alle passività, al netto delle attività al servizio del piano, il tasso di sconto definito per le passività; (iii) l'obbligo di rilevare a conto economico gli effetti derivanti da modifiche apportate alle caratteristiche del piano (c.d. "past service costs") interamente nell'anno in cui tali modifiche sono introdotte. Le nuove disposizioni dello IAS 19, da applicare retrospettivamente come se le modifiche fossero sempre state applicate, hanno comportato il restatement dei saldi dello stato patrimoniale al 1 gennaio 2012 e al 31 dicembre 2012 e del prospetto dell'utile complessivo 2012.

Con riferimento ai piani per benefici definiti in essere nella Società (TFR e FISDE), il restatement dei saldi patrimoniali ha comportato: (i) al 1 gennaio 2012 un incremento delle passività per benefici a dipendenti pari a 0,7 milioni di euro e una riduzione del patrimonio netto di 0,4 milioni di euro, al netto dell'effetto fiscale; (ii) al 31 dicembre 2012 un incremento delle passività per benefici a dipendenti pari complessivamente a 11 milioni di euro e una riduzione del patrimonio netto di 7 milioni di euro, al netto dell'effetto fiscale.

Gli effetti di tali modifiche sono attribuibili principalmente alla rilevazione degli utili e perdite attuariali non riconosciuti (c.d. "unrecognized actuarial gains and losses"), rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo.

4 UTILIZZO DI STIME CONTABILI

L'applicazione dei principi contabili generalmente accettati per la redazione del bilancio e delle relazioni contabili infrannuali comporta che la Direzione Aziendale effettui stime contabili basate su giudizi complessi e/o soggettivi, stime basate su esperienze passate e ipotesi considerate ragionevoli e realistiche sulla base delle informazioni conosciute al momento della stima. L'utilizzo di queste stime contabili influenza il valore di iscrizione delle attività e delle passività e l'informativa su attività e passività potenziali alla data del bilancio, nonché l'ammontare dei ricavi e dei costi nel periodo di riferimento. I risultati effettivi possono differire da quelli stimati a causa dell'incertezza che caratterizza le ipotesi e le condizioni sulle quali le stime sono basate. Di seguito sono indicate le stime contabili del processo di redazione del bilancio che normalmente comportano il ricorso a giudizi soggettivi, assunzioni e stime relativi a tematiche per loro natura incerte. Le modifiche delle condizioni alla base di giudizi, assunzioni e stime adottate possono determinare un impatto sui risultati successivi.

SVALUTAZIONI

Le attività sono svalutate quando eventi o modifiche delle circostanze facciano ritenere che il valore di iscrizione in bilancio non sia recuperabile. Gli eventi che possono determinare una svalutazione di attività sono variazioni nei piani industriali, variazioni nei prezzi di mercato, ridotto utilizzo degli impianti. La decisione se procedere a una svalutazione e la quantificazione della stessa dipendono dalle valutazioni della Direzione Aziendale su fattori complessi e altamente incerti, tra i quali l'andamento futuro dei prezzi, l'impatto dell'inflazione e dei miglioramenti tecnologici sui costi di produzione, i profili produttivi e le condizioni della domanda e dell'offerta su scala globale o regionale.

La svalutazione è determinata confrontando il valore di iscrizione con il relativo valore recuperabile, rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto degli oneri di dismissione, e il valore d'uso determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'utilizzo dell'attività. I flussi di cassa attesi sono quantificati alla luce delle informazioni disponibili al momento della stima sulla base di giudizi soggettivi sull'andamento di variabili future - quali i prezzi, i costi, i tassi di crescita della domanda, i profili produttivi - e sono attualizzati utilizzando un tasso che tiene conto del rischio inerente all'attività interessata.

Il goodwill e le altre attività immateriali aventi vita utile indefinita non sono oggetto di ammortamento; la recuperabilità dei loro valori di iscrizione è verificata almeno annualmente e comunque quando si verificano eventi che fanno presupporre una riduzione del valore. Con riferimento al goodwill, la verifica è effettuata a livello del più piccolo aggregato (cash generating unit) al quale il goodwill può essere attribuito su base ragionevole e coerente; tale aggregato rappresenta la base sulla quale la Direzione Aziendale valuta, direttamente o indirettamente, il ritorno dell'investimento. Quando il valore di iscrizione della cash generating unit comprensivo del goodwill ad essa attribuito è superiore al valore recuperabile¹⁸, la differenza costituisce oggetto di svalutazione che viene attribuita in via prioritaria al goodwill fino a concorrenza del suo ammontare; l'eventuale eccedenza della svalutazione rispetto al goodwill è imputata pro-quota al valore di libro degli asset che costituiscono la cash generating unit.

PASSIVITÀ AMBIENTALI

La Società è soggetta a un complesso articolato di leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente.

In particolare, sono stati programmati o sono in corso interventi finalizzati alla bonifica dei siti in passato utilizzati per la produzione e lo stoccaggio di gas manifatturato.

Gli oneri accantonati in Bilancio riflettono la stima degli esborsi futuri previsti per completare gli interventi necessari in base alla normativa applicabile per la bonifica di ciascun sito e potrebbero subire variazioni soprattutto in conseguenza dell'eventuale emergere di nuovi siti da bonificare e delle attività di caratterizzazione previste dal Decreto del Ministero dell'Ambiente n. 471/99 e del D.Lgs n. 152/06.

¹⁸ Per la definizione di valore recuperabile vedi il punto "Immobili, impianti e macchinari".

BENEFICI AI DIPENDENTI

I programmi a benefici definiti sono valutati sulla base di eventi incerti e di ipotesi attuariali che comprendono, tra le altre, i tassi di sconto, i ritorni attesi sulle attività a servizio dei piani, il livello delle retribuzioni future, i tassi di mortalità, l'età di ritiro e gli andamenti futuri delle spese sanitarie coperte.

Le principali assunzioni utilizzate per la quantificazione di tali benefici sono determinate come segue: (i) i tassi di sconto e di inflazione che rappresentano i tassi in base ai quali l'obbligazione nei confronti dei dipendenti potrebbe essere effettivamente adempiuta, si basano sui tassi che maturano su titoli obbligazionari di elevata qualità e sulle aspettative inflazionistiche dei Paesi interessati; (ii) il livello delle retribuzioni future è determinato sulla base di elementi quali le aspettative inflazionistiche, la produttività, gli avanzamenti di carriera e di anzianità; (iii) il costo futuro delle prestazioni sanitarie è determinato sulla base di elementi quali l'andamento presente e passato dei costi delle prestazioni sanitarie, comprese assunzioni sulla crescita inflattiva di tali costi, e le modifiche nelle condizioni di salute degli aventi diritto; (iv) le assunzioni demografiche riflettono la migliore stima dell'andamento di variabili, quali ad esempio la mortalità, il turnover e l'invalidità relative alla popolazione degli aventi diritto.

Le differenze tra i costi sostenuti e quelli attesi e tra i ritorni effettivi e gli interessi attivi sulle attività a servizio del piano si verificano normalmente e sono definite utili o perdite attuariali. Gli utili e le perdite attuariali relativi a piani a benefici definiti sono rilevati nel prospetto dell'utile complessivo.

Le ipotesi attuariali sono adottate anche per la determinazione delle obbligazioni relative ai benefici a lungo termine; a tal fine, gli effetti derivanti dalle modifiche delle ipotesi attuariali ovvero delle caratteristiche del beneficio sono rilevati interamente a Conto economico.

ALTRI FONDI

Oltre agli oneri ambientali, Italgas effettua accantonamenti connessi prevalentemente a contenziosi legali, contrattuali e a piani di mobilità del personale. La stima di tali accantonamenti è frutto di giudizi soggettivi da parte della Società.

5 PRINCIPI CONTABILI DI RECENTE EMANAZIONE

PRINCIPI CONTABILI E INTERPRETAZIONI EMESSI DALLO IASB/IFRIC E OMOLOGATI DALLA COMMISSIONE EUROPEA

Con regolamento n. 183/2013 emesso dalla Commissione Europea in data 4 marzo 2013, sono state omologate le modifiche contenute nel documento "Amendments to IFRS 1", che introduce un'eccezione all'applicazione retrospettiva degli IFRSs per i First-time Adopter, in base alla quale i finanziamenti governativi devono essere valutati prospetticamente, alla data di transizione, in base a quanto previsto dall'IFRS 9 "Financial instrument" (IAS 39 per le entità che non hanno ancora applicato l'IFRS 9) e dallo IAS 20 "Accounting for government grants and disclosure of government assistance". L'entità può scegliere di applicare le disposizioni di cui sopra retrospettivamente se le informazioni necessarie a tale applicazione erano disponibili nel momento di rilevazione iniziale del finanziamento governativo. Le nuove disposizioni si applicano a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1 gennaio 2013.

Con regolamento n. 301/2013 emesso dalla Commissione Europea in data 27 marzo 2013, sono state omologate le modifiche contenute nel documento "Annual Improvements to IFRSs 2009 – 2011 Cycle" contenente modifiche, essenzialmente di natura tecnica e redazionale, dei principi contabili internazionali.

Le nuove disposizioni si applicano a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1 gennaio 2013.

Con regolamento n. 313/2013 emesso dalla Commissione Europea in data 4 aprile 2013, sono state omologate le modifiche contenute nel 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 fornisce alcuni chiarimenti e semplificazioni con riferimento ai transition requirements dei

principi IFRS 10, IFRS 11 e IFRS 12. Le nuove disposizioni si applicano a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1 gennaio 2014.

Con regolamento n. 1174/2013 emesso dalla Commissione Europea in data 20 novembre 2013, sono state omologate le modifiche contenute nel documento "Amendments to IFRS 10, IFRS 12 and IAS 27" che fornisce chiarimenti in merito alla definizione del perimetro di consolidamento per le società che si qualificano come investment entities. Le disposizioni contenute nel documento sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1 gennaio 2014.

Con regolamento n. 1374/2013 emesso dalla Commissione Europea in data 19 dicembre 2013, sono state omologate le modifiche contenute nel documento, emesso dallo IASB in data 27 giugno 2013, "Recoverable Amount Disclosures for Non-Financial Assets (Amendments to IAS 36)". La modifica riguarda l'informativa da fornire sul valore recuperabile di attività che hanno subito una riduzione di valore, nei casi in cui il valore recuperabile si basi sul fair value less costs of disposal. Le nuove disposizioni si applicano a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1 gennaio 2014.

Con regolamento n. 1375/2013 emesso dalla Commissione Europea in data 19 dicembre 2013, sono state omologate le modifiche contenute nel documento "Novation of derivatives and continuation of hedge accounting", che introduce un'eccezione alla cessazione prospettica della contabilizzazione di un derivato come strumento di copertura nel caso in cui il relativo contratto con la controparte subisca significative modifiche in forza di disposizioni di legge. Le nuove disposizioni si applicano a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1 gennaio 2014.

PRINCIPI CONTABILI E INTERPRETAZIONI EMESSI DALLO IASB/IFRIC E NON ANCORA OMOLOGATI DALLA COMMISSIONE EUROPEA

In data 20 maggio 2013, lo IASB ha emesso l'interpretazione "IFRIC 21: Levies", interpretazione allo IAS 37 Provisions, Contingent Liabilities and Contingent Assets, la quale chiarisce che il riconoscimento di una passività per il pagamento di imposte o tributi (diversi da quelli rientranti nello scope di altri principi – ad esempio le imposte sul reddito ex IAS 12 - e da multe e penali derivanti da violazioni di legge) avviene quando si verifica l'attività, come identificata dalla relativa normativa fiscale, che determina l'obbligazione al pagamento dell'imposta stessa.

In conformità ai dettami forniti dallo IASB, le disposizioni contenute nel suddetto documento sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1 gennaio 2014. Si specifica tuttavia che, non essendo ancora avvenuta l'omologazione da parte della Commissione Europea, l'efficacia delle disposizioni in oggetto potrebbe essere differita a data successiva.

In data 21 novembre 2013, lo IASB ha emesso il documento "Defined Benefit Plans: Employee Contributions (Amendments to IAS 19 Employee Benefits)". Le modifiche apportate allo IAS 19 consentono (ma non rendono obbligatoria) la contabilizzazione in diminuzione del current service cost del periodo dei contributi corrisposti dai dipendenti o da terze parti, che non siano correlati al numero di anni di servizio, in luogo dell'allocatione di tali contributi lungo l'arco temporale cui il servizio è reso.

In data 12 dicembre 2013, lo IASB ha emesso il documento "Annual Improvements to IFRSs - 2010-2012 Cycle". Le previsioni in esso contenute hanno apportato modifiche a: (i) l'IFRS 2, modificando la definizione di condizione di maturazione; (ii) l'IFRS 3, chiarendo che un corrispettivo potenziale classificato come attività o passività deve essere valutata al fair value ad ogni data di reporting; (iii) l'IFRS 8, principalmente richiedendo di dare informativa in merito ai criteri ed agli elementi di valutazione considerati nel determinare il grado di aggregazione dei settori operativi come presentati in bilancio; (iv) le Basis of Conclusions dell'IFRS 13, confermando la possibilità di contabilizzare crediti e debiti a breve termine per cui non sia stato esplicitato il tasso di interesse in essi implicito, al loro valore facciale, se l'effetto derivante dalla loro mancata attualizzazione non è significativo; (v) lo IAS 16 e lo IAS 38, chiarendo la modalità di determinazione del valore contabile lordo delle attività, in caso di rivalutazione conseguente all'applicazione del modello della rideterminazione del valore; (vi) lo IAS 24, specificando che un'entità è correlata alla reporting entity se l'entità (o un membro del gruppo di cui è parte) fornisce alla reporting entity (od alla sua controllante) key management personnel services.

Nella medesima data, lo IASB ha emesso il documento "Annual Improvements to IFRSs - 2011–2013 Cycle". Le previsioni in esso contenute hanno apportato modifiche a: (i) alle Basis of Conclusion dell'IFRS 1, chiarendo la definizione di IFRS "in vigore" per i First-time adopter; (ii) l'IFRS 3, chiarendo l'esclusione dall'ambito di applicazione degli accordi a controllo congiunto nei bilanci degli accordi a controllo congiunto stessi ;(iii) l'IFRS 13, chiarendo che l'ambito di applicazione dell'eccezione di cui al paragrafo 48 del principio stesso si estende a tutti i contratti che rientrano nell'ambito di applicazione dello IAS 39, indipendentemente dal fatto che essi rispondano alla definizione di attività finanziaria o passività finanziaria ai sensi dello IAS 32; (iv) lo IAS 40, chiarendo l'interrelazione fra IFRS 3 ed il principio medesimo.

In conformità ai dettami forniti dallo IASB, le disposizioni contenute nei suddetti documenti sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1 luglio 2014. Si specifica tuttavia che, non essendo ancora avvenuta l'omologazione da parte della Commissione Europea, l'efficacia delle disposizioni in oggetto potrebbe essere differita a data successiva.

In data 19 novembre 2013 lo IASB ha emesso il documento "IFRS 9 Financial Instruments - Hedge Accounting and amendments to IFRS 9, IFRS 7 and IAS 39", con le relative Basis for Conclusions e la relative Guida Applicativa. Tali documenti: (i) comportano una sostanziale revisione della contabilizzazione delle operazioni di copertura; (ii) in merito all'IFRS 9, il quale richiede che cambiamenti nel fair value di passività designate al fair value rilevato a conto economico, consistenti in utili o perdite derivanti da cambiamenti nel rischio di credito proprio dell'entità, siano imputati alle altre componenti dell'utile complessivo, consentono di applicare tale previsione normativa anticipatamente rispetto all'applicazione degli ulteriori dettami previsti dal medesimo principio internazionale; (iii) elimina l'indicazione del 1 gennaio 2015 come data di entrata in vigore obbligatoria del principio IFRS 9.

ATTIVITÀ CORRENTI

6 CREDITI COMMERCIALI E ALTRI CREDITI

I crediti commerciali e gli altri crediti, pari a 441 milioni di euro (379 milioni di euro al 31 dicembre 2012), sono così dettagliati:

(milioni di €)	31.12.2012	31.12.2013
Crediti commerciali	307	322
Crediti finanziari:		
- strumentali all'attività operativa	1	1
	1	1
Altri crediti:		
- attività di disinvestimento	8	6
- altri	63	112
	71	118
	379	441

I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione di 19 milioni di euro (22 milioni di euro al 31 dicembre 2012) che riguarda i crediti commerciali e che nell'esercizio ha avuto la seguente movimentazione:

(milioni di €)	Valore al 31.12.2012	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	Valore al 31.12.2013
Fondo svalutazione crediti	22		(3)		19
	22		(3)		19

Il “*fair value*” dei crediti commerciali e degli altri crediti è corrispondente al valore contabile. Non vi sono crediti in moneta diversa dall'euro.

I crediti commerciali, pari a 322 milioni di euro, essenzialmente per il servizio di vettoriamento gas e prestazioni a esso accessorie, riguardano principalmente crediti verso Eni S.p.A. (207 milioni di euro) e crediti verso clienti terzi (86 milioni di euro). I crediti verso clienti terzi comprendono crediti verso la Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico (CCSE) relativi alla perequazione¹⁹ (4 milioni di euro).

I crediti commerciali verso terzi, scaduti e non svalutati, ammontano a 41 milioni di euro. Tali crediti riguardano principalmente rapporti verso società di commercializzazione gas per il servizio di distribuzione, coperti da polizze fideiussorie, e crediti diversi verso Amministrazioni pubbliche.

Gli altri crediti, pari a 118 milioni di euro (71 milioni di euro al 31 dicembre 2012), sono di seguito descritti:

(milioni di €)	31.12.2012	31.12.2013
Crediti verso CCSE	21	50
Enti e Amministrazioni pubbliche	22	21
Crediti per consolidato fiscale	10	14
Crediti relativi all'attività di disinvestimento	8	6
Acconti	3	3
Dipendenti	1	1
Altri crediti	6	23
	71	118

I crediti verso la CCSE per 50 milioni di euro (21 milioni al 31 dicembre 2012) sono relativi alle componenti aggiuntive delle tariffe della distribuzione gas (UG2²⁰ e Bonus Gas²¹ rispettivamente per 10 e 18 milioni di euro) e ai Titoli di Efficienza Energetica (22 milioni di euro). I crediti verso Enti e Amministrazioni pubbliche riguardano in particolare la regolazione di rapporti di concessione.

I crediti per il Consolidato Fiscale Nazionale (14 milioni di euro) si riferiscono a crediti verso l'ex controllante Eni a fronte dell'istanza di rimborso dell'IRES derivante dalla deduzione parziale dell'IRAP relativa ai periodi d'imposta dal 2004 al 2007 (ex articolo 6, Decreto Legge n. 185 del 28 novembre 2008, convertito dalla Legge n. 2 del 28 gennaio 2009) e per i periodi di imposta dal 2007 al 2011 (ex Decreto Legge 201/2011).

Gli altri crediti (23 milioni al 31 dicembre 2013) riguardano principalmente il credito verso GME a fronte dei versamenti effettuati per l'acquisto dei Titoli di Efficienza Energetica (15 milioni di euro) al lordo del relativo stanziamento riguardante fatture da ricevere (9 milioni di euro).

I crediti relativi all'attività di disinvestimento riguardano le cessioni di beni patrimoniali.

I crediti verso parti correlate sono indicati nel successivo paragrafo n. 37.

7 RIMANENZE

Le rimanenze pari a 10 milioni di euro (14 milioni di euro al 31 dicembre 2012), riguardano in particolare misuratori gas. Sulle rimanenze non ci sono garanzie e non sono state effettuate svalutazioni.

8 ATTIVITÀ PER IMPOSTE SUL REDDITO CORRENTI

Le attività per imposte sul reddito correnti pari a 11 milioni di euro, riguardano crediti d'imposta sul reddito per rimborsi a breve termine.

¹⁹ Meccanismo in base al quale vengono registrate a debito/credito verso la CCSE le differenze fra quanto fatturato alle società di vendita e il vincolo dei ricavi definito dall'Autorità.

²⁰ Componente aggiuntiva della tariffa di distribuzione al fine di contenere il costo del servizio gas per i clienti finali caratterizzati da bassi consumi.

²¹ Componente relativa alle richieste di agevolazione nella spesa per la fornitura del gas naturale sostenuta dai clienti domestici economicamente svantaggiati.

9 ATTIVITÀ PER ALTRE IMPOSTE CORRENTI

Le attività per altre imposte correnti, pari a 2 milioni di euro, riguardano:

(milioni di €)	31.12.2012	31.12.2013
Amministrazione finanziaria italiana		
- IVA	74	1
- Altri rapporti	1	1
	75	2

10 ALTRE ATTIVITÀ CORRENTI

Le altre attività correnti, pari a 1 milione di euro, si riferiscono a risconti di costi sostenuti nel 2013 e di competenza di esercizi futuri, relativi essenzialmente a locazioni passive.

ATTIVITÀ NON CORRENTI

11 IMMOBILI, IMPIANTI E MACCHINARI

Gli immobili, impianti e macchinari, pari complessivamente a 186 milioni di euro (190 milioni di euro al 31 dicembre 2012), sono così dettagliati:

(milioni di €)	Valore iniziale netto	Investimenti	Ammortamenti	Dismissioni	Svalutazioni Riclassifiche da immobilizzazioni in corso, variazioni, acconti	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
31.12.2012								
Terreni	9					9	9	
Fabbricati	156	1	(8)	(1)	4	152	272	120
Impianti e macchinari	8		(1)		(4)	3	11	8
Attrezzature industriali e commerciali	24	7	(8)		1	24	137	113
Immobilizzazioni in corso e acconti	4	3			(5)	2	2	
	201	11	(17)	(1)	(4)	190	431	241
31.12.2013								
Terreni	9					9	9	
Fabbricati	152	3	(5)		1	151	275	124
Impianti e macchinari	3					3	11	8
Attrezzature industriali e commerciali	24	4	(8)		(1)	19	136	117
Immobilizzazioni in corso e acconti	2	2				4	4	
	190	9	(13)			186	435	249

I *terreni e fabbricati* (160 milioni di euro) comprendono principalmente fabbricati a uso uffici, officine, magazzini e depositi utilizzati dalle unità organizzative della Società;

Gli *impianti e macchinari* (3 milioni di euro) sono relativi principalmente al complesso delle infrastrutture dedicate alla distribuzione calore;

Le *attrezzature industriali e commerciali* (19 milioni di euro) includono i mobili e macchine d'ufficio (7 milioni di euro), autoveicoli (6 milioni di euro) e altre attrezzature (6 milioni di euro).

Le immobilizzazioni in corso e acconti pari a 4 milioni di euro, si riferiscono principalmente a fabbricati in costruzione.

Gli investimenti dell'anno, pari a 9 milioni di euro, sono composti da costi esterni per materiali (5 milioni di euro) e per servizi (4 milioni di euro). Sugli investimenti immobiliari non esistono vincoli o impegni.

Le immobilizzazioni materiali sono ammortizzate a quote costanti (13 milioni di euro nel 2013), in funzione della durata economico-tecnica dei cespiti di seguito specificata:

Vita utile delle immobilizzazioni materiali	(anni)
Terreni e fabbricati	
Fabbricati industriali	50
Fabbricati civili	34
Impianti e macchinari	
Altri	13
Attrezzature industriali e commerciali	
Mobili e macchine d'ufficio	5-8
Veicoli da trasporto	4-5

Di seguito è riepilogata la movimentazione dei fondi ammortamento:

(milioni di €)	Valore al 31.12.2012	Ammortamenti	Svalutazioni	Decrementi	Altre variazioni	Valore al 31.12.2013
Fabbricati	120	5			(1)	124
Impianti e macchinari	8					8
Attrezzature industriali e commerciali	113	8		(3)	(1)	117
	241	13		(3)	(2)	249

I beni completamente ammortizzati e ancora in uso ammontano a 98 milioni di euro.

Non vi sono immobili, impianti e macchinari acquisiti in leasing, iscritti fra le immobilizzazioni materiali.

12 ATTIVITÀ IMMATERIALI

Le attività immateriali, pari a 3.818 milioni di euro (3.708 milioni di euro al 31 dicembre 2012), sono così dettagliate:

(milioni di €)	Valore iniziale netto	Investimenti	Ammortamenti e svalutazioni (*)	Dismissioni	incrementi patrimoniali per acquisizioni concessioni	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
31.12.2012									
Attività immateriali a vita utile definita									
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	32	4	(13)	(2)		21	42	212	170
- Immobilizzazioni in corso e acconti	9	17				(17)	9	9	
- Altre attività immateriali		3					3	7	4
- Altre attività immateriali in concessione (IFRIC 12)	3.491	229	(150)	(1.002)	940	82	3.590	5.969	2.379
- Altre attività immateriali in conces. in corso e acconti (IFRIC 12)	89	54		(1)		(87)	55	55	
	3.621	307	(163)	(1.005)	940	(1)	3.699	6.252	2.553
Attività immateriali a vita utile indefinita									
- Avviamento	9						9	9	
	3.630	307	(163)	(1.005)	940	(1)	3.708	6.261	2.553

(*) Di cui accantonamento e relativo fondo svalutazione delle "Altre attività immateriali in concessione (IFRIC 12)" pari a 1 milione di euro a seguito dell'aggiornamento delle stime per la messa in sicurezza di alcune reti del Sud Italia.

(milioni di €)	Valore iniziale netto	Investimenti	Ammortamenti e svalutazioni	Dismissioni	incrementi patrimoniali per acquisizioni concessioni	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
31.12.2013									
Attività immateriali a vita utile definita									
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	42	8	(15)			15	50	236	186
- Immobilizzazioni in corso e acconti	9	18				(16)	11	11	
- Altre attività immateriali	3		(1)			1	3	7	4
- Altre attività immateriali in concessione (IFRIC 12)	3.590	224	(173)	(13)	14	23	3.665	6.205	2.540
- Altre attività immateriali in conces. in corso e acconti (IFRIC 12)	55	49				(24)	80	80	
	3.699	299	(189)	(13)	14	(1)	3.809	6.539	2.730
Attività immateriali a vita utile indefinita									
- Avviamento	9						9	9	
	3.708	299	(189)	(13)	14	(1)	3.818	6.548	2.730

I diritti di brevetto e di utilizzazione delle opere dell'ingegno, pari a 50 milioni di euro, riguardano prevalentemente sistemi informativi e applicativi a disposizione dell'attività operativa.

Le immobilizzazioni in corso e acconti ammontano a 11 milioni di euro.

Le altre attività immateriali in concessione (IFRIC 12) pari a 3.665 milioni di euro includono:

- le concessioni, licenze, marchi e diritti simili (859 milioni di euro) si riferiscono a oneri a utilità futura, sostenuti per la stipula o il rinnovo delle concessioni del servizio di distribuzione gas.
- i terreni e fabbricati utilizzati nell'attività operativa (55 milioni di euro) riguardano principalmente aree di pertinenza dei fabbricati e le cabine di riduzione;
- gli impianti e macchinari (2.391 milioni di euro) sono relativi principalmente al complesso delle infrastrutture dedicate alla distribuzione del gas naturale, comprendenti:
 - (i) la rete distributiva, costituita dalle condotte stradali (1.420 milioni di euro);
 - (ii) gli allacciamenti, formati essenzialmente dai tratti di tubazione con i quali i punti di riconsegna presso il cliente finale sono collegati alla rete di distribuzione (911 milioni di euro);
 - (iii) gli impianti di prelievo, riduzione e misura presso il punto di consegna dalla rete di trasporto e i gruppi di riduzione della pressione presso i clienti finali (60 milioni di euro);
- le attrezzature industriali e commerciali (360 milioni di euro) includono i misuratori (357 milioni di euro) e le attrezzature necessarie per la gestione degli impianti.

Le immobilizzazioni in corso e acconti (IFRIC 12) (80 milioni di euro) si riferiscono principalmente a nuove reti in costruzione.

Le attività immateriali a vita utile indefinita, comprendono l'avviamento (9 milioni di euro) rilevato in particolare in occasione dell'incorporazione (con effetto dal 1 luglio 2008) di Siciliana Gas S.p.A, acquistata al 100% da Eni S.p.A..

Ai fini della determinazione della sua recuperabilità, il valore dell'avviamento è stato allocato alla cash generating unit (CGU) costituita da un insieme di comuni aggregati a livello territoriale. Il valore recuperabile della cash generating unit è stato stimato attraverso valutazioni di tipo patrimoniale/reddituale con riferimento sia al valore degli asset riconosciuto ai fini tariffari (RAB - Regulatory Asset Base), sia a ulteriori componenti reddituali derivanti principalmente dal servizio di distribuzione del gas naturale. Il valore contabile del gruppo di unità generatrici di flusso di cassa è stato messo a confronto con il valore recuperabile (fair value o valore d'uso), come precedentemente definito. Dai risultati del confronto ("impairment test") non sono emerse eccedenze del valore contabile della CGU, comprensiva dell'avviamento, rispetto al loro valore recuperabile.

Gli investimenti dell'esercizio, pari a 299 milioni di euro al netto dei contributi in conto capitale (10 milioni di euro), sono composti principalmente da 175 milioni di euro di costi esterni, imputati direttamente all'attività di

investimento e 134 milioni di euro di costi interni, di cui 14 milioni di euro per materiali di magazzino, 81 milioni di euro relativi al costo del lavoro e 39 milioni di euro per prestazioni interne.

Il tasso di interesse utilizzato per la capitalizzazione degli oneri finanziari è stato del 3,67%.

Le dismissioni effettuate nell'esercizio, pari a 13 milioni di euro, riguardano la cessione di impianti gas, per la cessazione dei relativi rapporti concessori e decrementi relativi a sostituzione di reti e misuratori.

Gli ammortamenti dell'esercizio, pari a 189 milioni di euro, sono stati rilevati in base ai seguenti criteri:

- per i costi di acquisto o produzione del software: ammortamento in 5 anni a quote costanti;
- per gli altri oneri di stipula e rinnovo concessioni: ammortamento a quote costanti in relazione alla durata residua delle concessioni stesse.

Il fondo svalutazione, pari a 1 milione di euro, riguarda l'aggiornamento delle stime per la messa in sicurezza di alcune reti del Sud Italia.

Le *altre attività immateriali in concessione* sono ammortizzate a quote costanti (173 milioni di euro), in funzione della durata economico-tecnica dei cespiti di seguito specificata:

Vita utile delle attività immateriali	(anni)
Diritti di brevetto e di utilizzazione delle opera dell'ingegno	2-5
Oneri per l'affidamento in concessione	in funzione della durata del contratto
Terreni e fabbricati (in concessione)	
- Fabbricati industriali	40
- Costruzioni leggere	11
Impianti e macchinari (in concessione)	
- Rete di distribuzione gas	50
- Impianti principali e secondari	20-25
- Impianti di derivazione gas	40
Attrezzature industriali e commerciali (in concessione)	
- Apparecchi di misura e controllo	7-20

Per quanto riguarda i misuratori gas, si precisa che la Legge 23 luglio 2009 n. 99 ha stabilito che:

- la validità temporale dei bolli metrici e della marcatura «CE» apposti sui misuratori di gas con portata massima fino a 10 metri cubi/h è di quindici anni, decorrenti dall'anno della loro apposizione, in sede di verifica o accertamento della conformità prima della loro immissione in commercio”;
- “ai fini di una graduale applicazione della prescrizione sul limite temporale dei bolli metrici, l'Autorità stabilisce, con proprio provvedimento, le modalità e i tempi per procedere alla sostituzione dei misuratori volumetrici di gas a pareti deformabili soggetti a rimozione”.

Conseguentemente, la Società ha adottato, dal Bilancio 2009, vite utili dei misuratori articolate secondo i criteri di seguito descritti:

- per i misuratori collocati dal 1 gennaio 2009, quote di ammortamento fissate in base a una durata economico-tecnica di 15 anni;
- per i misuratori collocati sino al 31 dicembre 2008, prosecuzione della determinazione delle quote di ammortamento, adottata in occasione del Bilancio 2008 sulla base di una vita utile di 20 anni, nell'attesa che l'Autorità, con l'emanazione del provvedimento previsto dall'articolo 30, comma 25 della Legge in argomento, stabilisca le modalità e i tempi di sostituzione di tali misuratori²².

I beni completamente ammortizzati e ancora in uso ammontano a 230 milioni di euro.

Non vi sono immobili, impianti e macchinari acquisiti in leasing, iscritti fra le immobilizzazioni immateriali.

I contributi pubblici e privati complessivi, iscritti a riduzione del valore delle immobilizzazioni immateriali in concessione, sono pari a 353 milioni di euro (355 milioni di euro al 31 dicembre 2012).

Non vi sono immobili, impianti e macchinari, acquisiti in leasing, iscritti tra le altre attività immateriali in concessione.

²² Si veda al riguardo l'aggiornamento contenuto nel paragrafo “Quadro normativo” della Relazione sulla Gestione relativo al disposto della Delibera dell'Autorità n. 631/2013/R/gas del 27 dicembre 2013.

In relazione alle stime effettuate dagli Amministratori, il valore netto contabile dei beni alla scadenza della concessione non risulta superiore al valore industriale degli stessi beni.

Non vi sono attività immateriali a vita utile definita destinate alla cessione, né temporaneamente inattivi, né soggette a vincoli e a garanzia di passività.

Gli incrementi patrimoniali relativi ad acquisizioni di concessioni pari a 9 milioni di euro, si riferiscono all'iscrizione degli oneri riconosciuti agli enti concedenti a seguito dell'aggiudicazione delle relative gare.

Le altre variazioni riguardano principalmente le altre attività immateriali in concessione, relative al rigiro di immobilizzazioni immateriali in corso (IFRIC 12) per 23 milioni di euro.

Di seguito è riepilogata la movimentazione dei fondi ammortamento:

(milioni di €)	Valore al 31.12.2012	Ammortamenti e svalutazioni	Fusioni e acquisizioni rami d'azienda	Decrementi	Altre variazioni	Valore al 31.12.2013
Diritti di brevetto e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	170	15			1	186
Altre attività immateriali	4	1			(1)	4
Altre attività immateriali in concessione (IFRIC 12)	2.379	173		(12)		2.540
	2.553	189		(12)		2.730

13 PARTECIPAZIONI

Le partecipazioni pari a 413 milioni di euro, in linea rispetto all'esercizio precedente, si analizzano come segue:

(milioni di €)	Valore lordo iniziale	Fondo svalutazione iniziale	Valore netto iniziale	Acquisizioni e sottoscrizioni	Alienazioni e altre variazioni	Fusioni	Accantonam. al fondo sval.	Valore netto finale	Valore lordo finale	Fondo svalutazione finale
31.12.2012										
Partecipazioni in imprese controllate	101		101					101	101	
Partecipazioni in imprese collegate e a controllo congiunto	312		312					312	312	
Partecipazioni in altre imprese	6	(6)							6	(6)
	419	(6)	413					413	419	(6)
31.12.2013										
Partecipazioni in imprese controllate	101		101					101	101	
Partecipazioni in imprese collegate e a controllo congiunto	312		312					312	312	
Partecipazioni in altre imprese	6	(6)							6	(6)
	419	(6)	413					413	419	(6)

L'analisi delle partecipazioni in imprese controllate, collegate e a controllo congiunto, comprensiva del raffronto tra valore netto di iscrizione e il patrimonio netto di competenza al 31 dicembre 2013, è la seguente:

	Sede	Capitale	Quota % posseduta	Valore di iscrizione al 31.12.2012	Valore di iscrizione al 31.12.2013	Valore netto al 31.12.2013	Valore di competenza al patrimonio netto rettificato	Differenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto
<i>(milioni di €)</i>								
Imprese controllate:								
- Napoletana Gas S.p.A.	Napoli	15	99,69	101	101	101	247	146
Imprese collegate:								
- ACAM Gas S.p.A.	La Spezia	68	49,00	48	48	48	53	5
Imprese a controllo congiunto								
- A.E.S. S.p.A.	Torino	111	49,00	109	109	109	151	42
- Toscana Energia S.p.A.	Firenze	146	48,08	154	154	154	170	16
- Umbria Distribuzione Gas S.p.A.	Terni	2	45,00	1	1	1	1	
- Metano Arcore S.p.A.	Arcore		50,00				1	1
- Metano Borgomanero S.p.A. (liquidata) (*)	Borgomanero		50,00					
- Metano Casalpusterlengo S.p.A. in liquidazione	Casalpusterlengo		50,00					
- Metano Sant'Angelo Lodigiano S.p.A.	Sant'Angelo Lodigiano		50,00				1	1

(*) in attesa di cancellazione dal registro delle imprese

Non vi sono passività potenziali significative né impegni relativi alle partecipazioni in imprese a controllo congiunto.

Altre informazioni sulle partecipazioni

I valori relativi alle imprese a controllo congiunto e collegate, in proporzione alla percentuale di possesso, sono i seguenti:

	31.12.2012		31.12.2013	
	Imprese a controllo congiunto	Imprese collegate	Imprese a controllo congiunto	Imprese collegate
<i>(milioni di €)</i>				
Totale attività	673	65	656	62
Totale passività	340	13	331	9
Ricavi netti	149	11	153	10
Utile operativo	87	4	92	4
Utile dell'esercizio	49	2	52	2

14 ALTRE ATTIVITÀ NON CORRENTI

Le altre attività non correnti, pari a 2 milioni di euro (5 milioni di euro nel 2012), sono così composte:

	31.12.2012	31.12.2013
<i>(milioni di €)</i>		
Crediti di imposta		
Altre attività	5	2
	5	2

Le altre attività si riferiscono a risconti attivi a lungo termine relativi essenzialmente a depositi cauzionali versati a fornitori (2 milioni di euro).

15 ATTIVITÀ NON CORRENTI E POSSEDUTE PER LA VENDITA E GRUPPI DI ATTIVITÀ IN DISMISSIONE POSSEDUTI PER LA VENDITA

(milioni di €)	valore al 31.12.2012	Incrementi	Cessioni	Effetto valutazione al fair value	Altre variazioni	Valore al 31.12.2013
Immobilizzazioni materiali e immateriali:						
- Fabbricati	23					23
	23					23

I valori sopra esposti si riferiscono al Compendio Immobiliare sito in via Ostiense a Roma (23 milioni di euro) per il quale è stata deliberata la cessione a Eni S.p.A..

PASSIVITÀ CORRENTI

16 PASSIVITÀ FINANZIARIE A BREVE TERMINE

Le passività finanziarie a breve termine, che ammontano a 232 milioni di euro (509 milioni di euro al 31 dicembre 2012), riguardano utilizzi di linee di credito con Snam S.p.A..

Il valore di mercato delle passività finanziarie a breve termine è equivalente al valore contabile.

Le passività finanziarie a breve termine riguardano unicamente finanziamenti a tasso variabile.

Al 31 dicembre 2013 non risultano inadempimenti di clausole o violazioni contrattuali connesse a contratti di finanziamento.

17 QUOTE A BREVE DI PASSIVITÀ FINANZIARIE A LUNGO TERMINE

La quota a breve di passività finanziarie a lungo termine, pari a 29 milioni di euro, è indicata nella nota n. 21 "Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo termine", cui si rinvia.

18 DEBITI COMMERCIALI E ALTRI DEBITI

I debiti commerciali e gli altri debiti, pari a 321 milioni di euro (353 milioni di euro al 31 dicembre 2012), sono così articolati:

(milioni di €)	31.12.2012	31.12.2013
Debiti commerciali	165	104
Altri debiti:		
- relativi all'attività di investimento	62	93
- altri debiti	126	124
	188	217
	353	321

I debiti commerciali e gli altri debiti al 31 dicembre 2013 hanno scadenza entro l'esercizio.

La valutazione al "fair value" dei debiti commerciali e altri debiti non produce effetti significativi, considerando il breve tempo intercorrente tra il sorgere del debito e la sua scadenza.

I debiti commerciali, pari a 104 milioni di euro, diminuiscono rispetto all'esercizio precedente per effetto principalmente dei minori debiti verso fornitori (-63 milioni di euro).

Non si segnalano particolari situazioni di concentrazione dei debiti commerciali. I termini di pagamento sono compresi tra 30 e 120 giorni. Non vi sono, infine, situazioni significative di debiti scaduti e non pagati.

Gli altri debiti di 217 milioni di euro si analizzano come segue:

(milioni di €)	31.12.2012	31.12.2013
Debiti relativi all'attività di investimento	62	93
Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico	28	65
Personale	21	20
Istituti di previdenza e di sicurezza sociale	14	16
Lavoratori autonomi	4	5
Amministrazioni pubbliche	3	1
Debiti consolidato fiscale	48	1
Altri	8	16
	188	217

I debiti per il personale riguardano partite debitorie principalmente per ferie maturate e non godute, quattordicesima mensilità e premio di partecipazione.

I debiti verso la CCSE, pari a 65 milioni di euro, sono relativi ad alcune componenti accessorie delle tariffe relative al servizio distribuzione gas da versare alla stessa Cassa (RE, RS, UG1 e GS)²³.

19 PASSIVITÀ PER IMPOSTE SUL REDDITO CORRENTI

Ammontano a 1 milione di euro (31 milioni di euro al 31 dicembre 2012) e sono così ripartite:

(milioni di €)	31.12.2012	31.12.2013
IRES	1	1
IRAP	12	
Imposte relative all'applicazione della "Robin Hood Tax"	18	
	31	1

Le passività per imposte sul reddito correnti diminuiscono per effetto dei minori versamenti in acconto nell'esercizio 2013 a seguito della significativa riduzione del risultato dell'esercizio rispetto a quello precedente.

20 PASSIVITÀ PER ALTRE IMPOSTE CORRENTI

Le passività per altre imposte correnti, pari a 21 milioni di euro (7 milioni di euro al 31 dicembre 2012), riguardano:

(milioni di €)	31.12.2012	31.12.2013
IVA	2	15
Ritenute IRPEF su lavoro dipendente	5	5
Altre imposte e tasse		1
	7	21

Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota 28 "Garanzie, impegni e rischi".

²³ Tali componenti si riferiscono a: (i) RE - Quota variabile a copertura degli oneri per misure e interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale, (ii) RS - Quota variabile a copertura degli oneri per la qualità dei servizi gas, (iii) UG1 - Quota variabile a copertura di eventuali squilibri dei sistemi di perequazione e a copertura di eventuali conguagli, (iv) GS - Quota variabile a copertura del sistema di compensazione tariffaria per i clienti economicamente disagiati.

PASSIVITÀ NON CORRENTI

21 PASSIVITÀ FINANZIARIE A LUNGO TERMINE E QUOTE A BREVE DI PASSIVITÀ A LUNGO TERMINE

Le passività finanziarie a lungo termine, comprensive delle quote a breve termine, pari a 1.325 milioni di euro, si analizzano come segue:

(milioni di €)	31.12.2012			31.12.2013		
	Quota a lungo termine	Quota a breve termine	Totale	Quota a lungo termine	Quota a breve termine	Totale
Snam S.p.A.	845	12	857	1.296	29	1.325
	845	12	857	1.296	29	1.325

La composizione del debito nominale per tipologia di tasso d'interesse è la seguente:

(milioni di €)	31.12.2012	31.12.2013
A tasso variabile		300
A tasso fisso	850	1.000
	850	1.300

La scadenza delle passività finanziarie a lungo termine al 31/12/2013 si analizza come di seguito indicato:

(milioni di €)	Scadenza			Totale
	Entro un anno	Da uno a cinque anni	Oltre i cinque anni	
Snam S.p.A.	29	648	648	1.325
	29	648	648	1.325

Le suddette passività finanziarie verso la controllante Snam S.p.A. riguardano finanziamenti le cui caratteristiche sono di seguito evidenziate:

Descrizione finanziamenti a lungo termine	Tasso fisso (F) Tasso variabile (V)	Tipologia rimborso	Data di erogazione	Data di scadenza	Durata residua (anni/mesi)
Finanziamento 200 milioni di euro	F	A scadenza	19.07.2012	18.01.2019	5 anni 1 mese
Finanziamento 500 milioni di euro	F	A scadenza	20.09.2012	19.03.2018	4 anni 3 mesi
Finanziamento 150 milioni di euro	F	A scadenza	20.09.2012	19.09.2022	8 anni 9 mesi
Finanziamento 150 milioni di euro	F	A scadenza	09.09.2013	30.06.2017	3 anni 6 mesi
Finanziamento 300 milioni di euro (*)	V	Amortized	30.10.2013	31.10.2033	19 anni 10 mesi

(*) su provvista della Banca Europea per gli investimenti

Non vi sono operazioni di leasing finanziario in essere al 31/12/2013.

Non vi sono inadempimenti relativi a contratti di finanziamento in essere alla data di riferimento del bilancio.

Di seguito viene evidenziato il dettaglio dell'indebitamento finanziario netto con l'evidenza dei rapporti verso parti correlate:

(milioni di €)	31.12.2012			31.12.2013		
	Correnti	Non correnti	Totale	Correnti	Non correnti	Totale
A. Disponibilità liquide ed equivalenti						
B. Titoli non strumentali all'attività operativa						
C. Liquidità (A+B)						
D. Crediti finanziari						
E. Passività finanziarie a breve termine verso banche						
F. Passività finanziarie a lungo termine verso banche						
G. Prestiti obbligazionari						
H. Passività finanziarie a breve termine verso entità correlate	509		509	232		232
I. Passività finanziarie a lungo termine verso entità correlate	12	845	857	29	1.296	1.325
L. Altre passività finanziarie a breve termine						
M. Altre passività finanziarie a lungo termine						
N. Indebitamento finanziario lordo (E+F+G+H+I+L+M)	521	845	1.366	261	1.296	1.557
O. Indebitamento finanziario netto (N-C-D)	521	845	1.366	261	1.296	1.557

22 FONDI PER RISCHI E ONERI

I fondi per rischi e oneri, pari a 189 milioni di euro (165 milioni di euro al 31 dicembre 2012), si analizzano come segue:

(milioni di €)	Valore al 31.12.2011	Accantonam.	Variazioni stima	Incrementi per il trascorrere del tempo	Effetto attualizzazione	Utilizzi a fronte oneri	Utilizzi per esuberanza	Valore al 31.12.2012
Fondo ammortamento finanziario	1							1
Fondo per rischi e oneri ambientali	51	79			(9)	(4)		117
Fondo per rischi e spese future	47	13				(6)	(7)	47
	99	92			(9)	(10)	(7)	165

(milioni di €)	Valore al 31.12.2012	Accantonam.	Variazioni stima	Incrementi per il trascorrere del tempo	Effetto attualizzazione	Utilizzi a fronte oneri	Utilizzi per esuberanza	Valore al 31.12.2013
Fondo ammortamento finanziario	1							1
Fondo per rischi e oneri ambientali	117	6		1	7	(4)		127
Fondo per rischi e spese future	47	33				(9)	(10)	61
	165	39		1	7	(13)	(10)	189

Il fondo rischi e oneri ambientali, pari a 127 milioni di euro (117 milioni di euro al 31 dicembre 2012), si incrementa di 10 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente e comprende gli oneri futuri per bonifiche ambientali, previste in applicazione della Legge n. 471/99, e ulteriori interventi in prevalenza relativi allo smaltimento dei rifiuti e alla rimozione dell'amianto.

Il fondo per rischi e spese future di 61 milioni di euro (47 milioni di euro al 31 dicembre 2012), riguarda principalmente:

- rischi legali e altri contenziosi, per 23 milioni di euro;
- rischi diversi legati al raggiungimento degli obiettivi di efficienza energetica (TEE) indicati dall'Autorità per 9 milioni di euro;
- piani di incentivazione, mobilità, sgravi contributivi e altre poste relative al personale, per 17 milioni di euro;
- oneri conseguenti al protocollo d'intesa sui conguagli per i contatori domestici, per 6 milioni di euro;
- contenzioso tributario, per 2 milioni di euro.

23 FONDI PER BENEFICI AI DIPENDENTI

I fondi per benefici ai dipendenti pari a 65 milioni di euro (68 milioni di euro al 31 dicembre 2012) si analizzano come segue:

(milioni di €)	31.12.2012	31.12.2013
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato (*)	55	53
Fondo integrativo sanitario dirigenti (FISDE) (*)	6	5
Altri fondi per benefici ai dipendenti	7	7
	68	65

(*) I saldi al 31 dicembre 2012 sono stati rideterminati a seguito dell'applicazione retrospettica delle nuove disposizioni dello IAS 19. Gli effetti sono illustrati nel capitolo "Modifica dei criteri contabili".

Il fondo trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato, disciplinato dall'art. 2120 del Codice Civile, accoglie la stima dell'obbligazione, determinata sulla base di tecniche attuariali, relativa all'ammontare da corrispondere ai dipendenti all'atto della cessazione del rapporto di lavoro. L'indennità, erogata sotto forma di capitale, è pari alla somma di quote di accantonamento, calcolate sulle voci retributive corrisposte in dipendenza del rapporto di lavoro e rivalutate fino al momento di cessazione dello stesso. Per effetto delle modifiche legislative introdotte a partire dal 1 gennaio 2007, il trattamento di fine rapporto maturando è destinato ai fondi pensione, al fondo di tesoreria istituito presso l'INPS ovvero, nel caso di imprese aventi meno di 50 dipendenti, può rimanere in azienda. Questo comporta che una quota significativa del TFR maturando sia classificato come un piano a contributi definiti in quanto l'obbligazione dell'impresa è rappresentata esclusivamente dal versamento dei contributi al fondo pensione ovvero all'INPS. La passività relativa al TFR antecedente al 1 gennaio 2007 continua a rappresentare un piano a benefici definiti da valutare secondo tecniche attuariali.

Il fondo integrativo sanitario dirigenti (FISDE) accoglie la stima degli oneri, determinati su basi attuariali, relativi ai contributi da corrispondere al fondo integrativo sanitario a beneficio dei dirigenti in servizio e in pensione.

Gli altri fondi per benefici ai dipendenti riguardano essenzialmente il piano di incentivazione monetaria differita e i premi di anzianità.

Le obbligazioni corrispondenti sono determinate attraverso una metodologia di valutazione attuariale e sono attualizzate adottando un tasso definito sulla base dei rendimenti espressi da titoli obbligazionari di società di primaria rilevanza. Le rivalutazioni della passività (attività) netta sono rilevate interamente a conto economico.

I piani di Incentivazione Monetaria Differita sono attribuiti ai dirigenti che hanno conseguito gli obiettivi prefissati nell'anno precedente a quello di assegnazione e prevedono l'attribuzione di un incentivo base che sarà erogato dopo tre anni in misura variabile in funzione delle performance aziendali conseguite nel corso del triennio successivo al momento dell'assegnazione.

I piani di Incentivazione di Lungo Termine, che hanno sostituito le precedenti assegnazioni di stock option, prevedono, dopo tre anni dall'assegnazione, l'erogazione di un beneficio monetario variabile legato a parametri di performance aziendali. L'ottenimento del beneficio è legato al raggiungimento di determinati livelli di performance futuri, e condizionato alla permanenza dell'assegnatario nell'impresa nel triennio successivo all'assegnazione (cd. vesting period).

I piani di incentivazione monetaria differita e a lungo termine nonché i premi di anzianità rappresentano piani per benefici a lungo termine.

I premi di anzianità sono benefici erogati al raggiungimento di un periodo minimo di servizio in azienda e sono erogati in natura.

I fondi per benefici ai dipendenti, valutati applicando tecniche attuariali, si analizzano come segue²⁴:

²⁴ Nella tabella è altresì riportata la riconciliazione delle passività rilevate nei fondi per benefici ai dipendenti.

(milioni di €)	31.12.2012				31.12.2013			
	TFR	FISDE	Altri	Totale	TFR	FISDE	Altri	Totale
Valore attuale dell'obbligazione all'inizio dell'esercizio (*)	48	5	6	59	55	6	7	68
Costo corrente			1	1			1	1
Costo per interessi	2			2	2			2
Rivalutazioni (svalutazioni)	9	1		10	(2)	(1)		(3)
- utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche								
- utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	9	1		10	(2)	(1)		(3)
- effetto dell'esperienza passata								
Benefici pagati	(4)			(4)	(2)		(1)	(3)
Valore attuale dell'obbligazione alla fine dell'esercizio (*)	55	6	7	68	53	5	7	65

(*) I saldi al 31 dicembre 2012 sono stati rideterminati a seguito dell'applicazione retrospettiva delle nuove disposizioni dello IAS 19. Gli effetti sono illustrati al capitolo "Modifica dei criteri contabili".

I piani per benefici ai dipendenti sono soggetti, in particolare, al rischio di tasso, in quanto una variazione del tasso di attualizzazione potrebbe comportare una variazione significativa della passività.

I costi relativi alle passività per benefici ai dipendenti, utilizzando ipotesi attuariali, rilevati a conto economico si analizzano come segue:

(milioni di €)	2012				2013			
	TFR	FISDE	Altri piani	Totale	TFR	FISDE	Altri piani	Totale
Costo corrente			1	1			1	1
Interessi passivi per l'obbligazione	2		1	3	2			2
Totale	2		2	4	2		1	3
- di cui rilevati nel costo lavoro	2		2	4	2		1	3

I costi per piani a benefici definiti rilevati tra le altre componenti dell'utile complessivo si analizzano come di seguito indicato:

(milioni di €)	31.12.2012				31.12.2013			
	TFR	FISDE	Altri piani	Totale	TFR	FISDE	Altri piani	Totale
Rivalutazioni (svalutazioni)								
- utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche								
- utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	9	1		10	(2)	(1)		(3)
- effetto dell'esperienza passata	1			1				
Passività netta rilevata nei fondi per benefici ai dipendenti	10	1		11	(2)	(1)		(3)

Le principali ipotesi attuariali adottate per valutare le passività alla fine dell'esercizio e per determinare il costo dell'esercizio successivo sono di seguito indicate.

Le principali ipotesi attuariali adottate sono di seguito indicate:

(%)	TFR	FISDE	Altri
2012			
Tasso di sconto	3%	3%	1,15 - 3%
Tasso d'inflazione	2%	2%	2%
2013			
Tasso di sconto	3,45%	3,45%	1,1 - 3,45%
Tasso d'inflazione	2%	2%	2%

Il tasso di sconto adottato è stato determinato considerando i rendimenti di titoli obbligazionari di aziende primarie, comprese nell'area Euro e di rating AA.

Gli effetti derivanti di una modifica ragionevolmente possibile delle principali ipotesi attuariali alla fine dell'esercizio sono di seguito indicati:

	Tasso di sconto	
	Riduzione del 14,5%	Incremento del 14,5%
(milioni di €)		
Effetto sull'obbligazione netta	+3	-3

La previsione degli esborsi per i piani a benefici per i dipendenti previsto per i prossimi 10 anni è di seguito esposta:

(milioni di €)	Previsione degli esborsi per fondi benefici per i dipendenti						
	2014	2015	2016	2017	2018	oltre 5 e fino 10 anni	Totale
Benefici pagati entro							
TFR	1	2	2	2	3	24	34
FISDE					1	1	2
Altri piani	2	2	2	1			7
	3	4	4	3	4	25	43

Con riferimento ai piani medici, gli effetti derivanti da una modifica dell'1% delle ipotesi attuariali dei costi relativi all'assistenza medica non sono significativi.

La durata media ponderata delle obbligazioni per i piani a benefici per i dipendenti alla fine dell'esercizio è di 9 anni, di cui 10 anni per piani a benefici definiti.

L'ammontare dei contributi che si prevede di versare ai piani per benefici ai dipendenti nell'esercizio successivo ammonta a 3 milioni di euro, di cui 1 milione di euro relativi ai piani a benefici definiti.

24 PASSIVITÀ PER IMPOSTE DIFFERITE

Le passività per imposte differite, 287 milioni di euro al 31 dicembre 2013 contro i 335 milioni di euro al 31 dicembre 2012, riguardano gli effetti fiscali di seguito evidenziati per causali di riferimento:

(milioni di €)	Valore al 31.12.2011	Accantonamenti	Utilizzi a fronte oneri	Altre variazioni	Valore al 31.12.2012
Imposte sul reddito differite:					
- maggior prezzo pagato OPA Eni su Italgas	248		(56)		192
- ammortamenti anticipati ed eccedenti	240		(56)		184
- differenti aliquote di ammortamento	82		(15)		67
- capitalizzazione oneri finanziari	7		(1)		6
- plusvalenze a tassazione differita	9	88	(27)		70
- storno ammortamenti terreni	2				2
- attualizzazione TFR	5				5
- attualizzazione fondi rischi	1				1
	594	88	(155)		527
Imposte sul reddito anticipate:					
- contributi per allacciamento e canalizzazioni	(87)		21	5	(61)
- fondo per rischi e oneri	(39)	(42)	11		(70)
- contributi in conto capitale	(24)			(5)	(29)
- ammortamenti in deducibili	(11)	(7)	2		(16)
- fondi benefici ai dipendenti (*)	(4)			(4)	(8)
- fondo svalutazione crediti	(6)				(6)
- fondo svalutazione immobilizzazioni materiali		(2)			(2)
- valutazione contratti derivati	(3)			3	
	(174)	(51)	34	(1)	(192)
Passività nette per imposte differite	420	37	(121)	(1)	335

(*) I saldi al 1 gennaio 2012 e al 31 dicembre 2012 sono stati rideterminati a seguito dell'applicazione retrospettiva delle nuove disposizioni dello IAS 19. Gli effetti sono illustrati al capitolo "Modifica dei criteri contabili".

(milioni di €)	Valore al 31.12.2012	Accantonamenti	Utilizzi a fronte oneri	Altre variazioni	Valore al 31.12.2013
Imposte sul reddito differite:					
- maggior prezzo pagato OPA Eni su Italgas	192		(13)		179
- ammortamenti anticipati ed eccedenti	184		(15)		169
- differenti aliquote di ammortamento	67		(4)		63
- capitalizzazione oneri finanziari	6		(1)		5
- plusvalenze a tassazione differita	70	19	(25)		64
- storno ammortamenti terreni	2				2
- fondi benefici ai dipendenti	5				5
- fondo svalutazione crediti	1				1
	527	19	(58)		488
Imposte sul reddito anticipate:					
- contributi per allacciamento e canalizzazioni	(61)	(6)	2		(65)
- fondo per rischi e oneri	(70)	(9)	10		(69)
- contributi in conto capitale	(29)				(29)
- ammortamenti indeducibili	(16)	(9)			(25)
- fondi benefici ai dipendenti	(8)	(1)		2	(7)
- fondo svalutazione crediti	(6)				(6)
- fondo svalutazione immobilizzazioni materiali	(2)		2		
- valutazione contratti derivati					
	(192)	(25)	14	2	(201)
Passività nette per imposte differite	335	(6)	(44)	2	287

Le attività per imposte anticipate e le passività per imposte differite sono da considerarsi a lungo termine.

Nella determinazione del fondo per imposte differite non sono state stanziato differenze temporanee relative alle riserve soggette a tassazione in caso di distribuzione, in quanto non si prevede di distribuire le riserve stesse.

Con riferimento alla verifica fiscale effettuata nel corso del 2012 dall'Agenzia delle Entrate (Direzione Regionale del Piemonte, Settore Controlli e Riscossione, Ufficio Grandi Contribuenti) relativa al periodo d'imposta 2009, la Società sta predisponendo memorie difensive atte a confutare le contestazioni dell'Agenzia delle Entrate.

La Società ha prudenzialmente accantonato un fondo rischi nel 2012, pari a 1,3 milioni di euro, che non ha subito nel corso del 2013 alcuna movimentazione.

Le dichiarazioni dei redditi risultano definite a tutto il 31/12/2008.

25 ALTRE PASSIVITÀ NON CORRENTI

Le altre passività non correnti, pari a 265 milioni di euro (243 milioni di euro al 31 dicembre 2012), si riferiscono a quote rinviate a futuri esercizi per contributi allacciamento e canalizzazioni.

26 GRUPPI DI PASSIVITÀ IN DISMISSIONE POSSEDUTI PER LA VENDITA

Le passività in dismissione possedute per la vendita si analizzano come segue:

(milioni di €)	Valore al 31.12.2012	Incrementi	Decrementi	Effetto valutazione	Altre variazioni	Valore al 31.12.2013
Fondo per rischi e oneri ambientali	8		(1)			7

Il valore esposto si riferisce a oneri per bonifiche ambientali relativi al Compendio Immobiliare sito in via Ostiense a Roma, già citato al precedente punto 15.

27 PATRIMONIO NETTO

(milioni di €)	31.12.2012	31.12.2013
Capitale sociale	252	252
Riserva legale	58	58
Riserva da soprapprezzo delle azioni	50	50
Altre riserve:	1.146	1.118
- riserva di rivalutazione		
<i>Legge n. 413/91</i>	13	13
<i>Legge n. 342/00 - Anno 2000</i>	256	256
<i>Legge n. 342/00 - Anno 2003</i>	353	353
- riserva facoltative	1	1
- riserva per rimisurazione piani per benefici ai dipendenti IAS 19 (*)	(7)	(5)
- riserve da fusione	109	109
- contributi in conto capitale ante 1993	16	16
- contributi in conto capitale	40	40
- riserva da prima applicazione IFRS ex art. 7 D.L. n. 38/05 comma 7	365	335
Utili relativi a esercizi precedenti	371	401
- utili portati a nuovo	371	401
Utile dell'esercizio	356	315
	2.233	2.194

(*) I saldi al 31 dicembre 2012 sono stati rideterminati a seguito dell'applicazione retrospettica delle nuove disposizioni dello IAS 19. Gli effetti sono illustrati al capitolo "Modifica dei criteri contabili".

CAPITALE SOCIALE

Al 31 dicembre 2013, il capitale sociale della Società è costituito da n. 252.263.314 azioni ordinarie, da nominali 1 euro ciascuna, totalmente versato e interamente detenuto da Snam S.p.A..

RISERVA LEGALE

Ammonta a 58 milioni di euro e non subisce variazioni rispetto all'esercizio precedente.

RISERVA DA SOPRAPPREZZO DELLE AZIONI

La Riserva da soprapprezzo delle azioni, pari a 50 milioni di euro, non subisce variazioni rispetto al 31 dicembre 2012. Si ricorda che la quota della Riserva da soprapprezzo delle azioni di 48 milioni di euro è vincolata, in base alle delibere assembleari del 12 maggio 1990, del 30 giugno 1994 e del 30 aprile 1997, a totale ricostituzione (ai sensi dell'art. 172 del D.P.R. n. 917/86) delle Riserve in sospensione di imposta iscritte, a norma dell'allora vigente art. 55 del D.P.R. n. 917/86, nel Bilancio al 31 dicembre 1988 dell'incorporata Alma-Gas S.r.l., nel Bilancio al 31 dicembre 1993 delle incorporate Metano Città S.p.A. e Italgas Sud S.p.A. e nel Bilancio al 31 dicembre 1996 dell'incorporata Veneziana Gas S.p.A.. La suddetta quota è soggetta a tassazione in caso di utilizzo diverso dalla copertura perdite. Un'ulteriore quota della Riserva da soprapprezzo delle azioni di 2 milioni di euro è vincolata a norma dell'art. 14, 2° comma della Legge n. 342/00.

ALTRE RISERVE

Riserva per rimisurazione piani per benefici ai dipendenti IAS 19

La riserva costituita a fronte dei piani per benefici ai dipendenti (-5 milioni di euro), è stata istituita a seguito delle modifiche al principio contabile internazionale IAS 19 "Fondi per benefici ai dipendenti" entrate in vigore

il 1 gennaio 2013. Tale riserva rileva gli utili e perdite attuariali non riconosciuti (c.d. "unrecognized actuarial gain and losses"), rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo, al netto della relativa fiscalità.

Riserva da prima applicazione IFRS ex art. 7 D.L. n. 38/05 comma 7

La Riserva da prima applicazione IFRS ex art. 7 D.L. n. 38/05 comma 7 è pari a 335 milioni di euro e diminuisce rispetto all'esercizio precedente di 30 milioni di euro, per effetto delle quote resesi disponibili nell'esercizio e rilevate nel conto economico 2013. La Riserva è vincolata per l'ammontare di 46 milioni di euro, ai sensi dell'art. 172 del D.P.R. n. 917/86, a ricostituzione delle Riserve contributi in conto capitale in sospensione di imposta relative all'incorporata Siciliana Gas S.p.A..

Altre riserve diverse dalle precedenti

Ammontano complessivamente a 788 milioni di euro e comprendono, fra l'altro, le Riserve da rivalutazione Legge n. 342/00 (609 milioni di euro) e Legge n. 413/91 (13 milioni di euro), le Riserve per contributi in conto capitale (56 milioni di euro) e le Riserve da fusione (109 milioni di euro).

Le Riserve da fusione, pari a 109 milioni di euro, sono relative alla ricostituzione della Riserva contributi in conto capitale in sospensione di imposta (ai sensi del previgente art. 55 del D.P.R. n. 917/86), relativa all'incorporata Italgas Sud S.p.A. (86 milioni di euro), della Riserva da rivalutazione monetaria relativa all'incorporata Tirrenia Gas S.p.A. (1 milione di euro) e delle Riserve contributi in conto capitale in sospensione d'imposta (22 milioni di euro) relative all'incorporata Siciliana Gas S.p.A. (ricostituite ai sensi dell'articolo 172 del D.P.R. n. 917/86).

UTILI RELATIVI A ESERCIZI PRECEDENTI

Ammontano a 401 milioni di euro e aumentano, rispetto all'esercizio precedente, di 30 milioni di euro a fronte delle quote resesi disponibili nell'esercizio della Riserva da prima applicazione IFRS ex art. 7 D.L. n. 38/05 comma 7.

DIVIDENDI

L'Assemblea ordinaria degli Azionisti di Italgas S.p.A. ha deliberato in data 22 marzo 2013, la destinazione a titolo di dividendo di 356 milioni di euro e la parte residua dell'utile 2012 (7 mila euro) alla voce Utili portati a nuovo.

ANALISI DEL PATRIMONIO NETTO PER ORIGINE, POSSIBILITÀ DI UTILIZZAZIONE E DISTRIBUIBILITÀ

(milioni di €)	Importo	Possibilità di utilizzazione	Quote riserve disponibili
CAPITALE	252		
RISERVE DI CAPITALE			
Riserva da soprapprezzo delle azioni	50	A, B, C	50
Riserve di rivalutazione	622	A, B, C	622
RISERVE DI UTILI			
Riserva legale	50	B	50
Riserva legale	8	A, B, C	8
Riserva da contributi in conto capitale	56	A, B, C	56
Riserve da fusione	109	A, B, C	109
Riserva facoltativa	1	A, B, C	1
Riserva per rimisurazione piani per benefici ai dipendenti IAS 19	(5)		
Riserva da prima applicazione IFRS ex art. 7 D.L. n. 38/05 comma 7	335	B	335
Utili portati a nuovo	401	A, B, C	401
Utile dell'esercizio	315	A, B, C	315
TOTALE PATRIMONIO NETTO	2.194		
Quota riserve non distribuibili			385
Residua quota riserve distribuibili			1.557

LEGENDA:

A: disponibile per aumento di capitale

B: disponibile per copertura perdite

C: disponibile per distribuzione ai soci

Il Patrimonio netto comprende riserve soggette a tassazione in caso di distribuzione, per complessivi 896 milioni di euro. Su queste riserve non sono state stanziaste imposte differite perché non se ne prevede la distribuzione; le imposte potenziali che sarebbero dovute in caso di distribuzione ammontano a 220 milioni di euro.

In relazione agli ammortamenti, alle rettifiche di valore e agli accantonamenti dedotti ai soli fini fiscali, risultano vincolate, ai sensi dell'art. 109 comma 4 lettera b del D.P.R. n. 917/86, riserve per un ammontare di 328 milioni di euro. Le riserve che possono essere distribuite senza concorrere alla formazione del reddito imponibile ai fini IRES e IRAP ammontano a 401 milioni di euro, oltre all'utile dell'esercizio pari a 315 milioni di euro.

28 GARANZIE, IMPEGNI E RISCHI

Le garanzie ammontano a 100 milioni di euro e sono così analizzate:

(milioni di €)	31.12.2012			31.12.2013		
	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale
Prestate ad altre imprese del Gruppo						
Prestate nell'interesse proprio	109	2	111	98	2	100
	109	2	111	98	2	100

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse proprio di 100 milioni di euro si riferiscono principalmente a manleve a favore di Eni S.p.A. (9 milioni di euro) e Snam S.p.A. (89 milioni di euro) a fronte di fidejussioni rilasciate nell'interesse di Italgas, principalmente a garanzia di buona esecuzione lavori e a fronte di partecipazioni a gare e affidamenti relativi alla distribuzione del gas naturale.

(milioni di €)	31.12.2012	31.12.2013
Impegni		
relativi all'attività di investimento	357	335
relativi ad altre attività	89	
	446	335
Rischi	19	5
	465	340

I rischi, pari a 5 milioni di euro, sono relativi a oneri risarcitori pretesi da terzi in conseguenza di controversie legali in atto, con bassa probabilità di verifica del relativo rischio economico. La Società, infatti, è parte in causa in varie azioni legali, procedimenti amministrativi e contenziosi derivanti dallo svolgimento delle sue attività. Si ritiene che gli esiti probabili delle situazioni di contenzioso e delle altre controversie in relazione a quanto accantonato nei fondi rischi non avranno effetti rilevanti sui conti della Società.

GESTIONE DEI RISCHI FINANZIARI

Premessa

I principali rischi finanziari identificati, monitorati e, per quanto di seguito specificato, gestiti da Italgas S.p.A. sono i seguenti:

- il rischio di mercato derivante dall'esposizione alle variazioni dei tassi di interesse;
- il rischio credito derivante dall'esposizione della Società a potenziali perdite conseguenti al mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalle controparti;
- il rischio liquidità derivante dalla mancanza di risorse finanziarie per far fronte agli impegni a breve termine;
- il rischio default e clausole restrittive sul debito.

La gestione dei rischi finanziari si basa su linee guida (Management System Guideline) emanate centralmente da Snam e recepite dalla Società, al fine di uniformare e coordinare le politiche del gruppo in materia di rischi finanziari. Nel corso del 2012 Italgas ha recepito il modello per la gestione e il controllo dei rischi finanziari adottato da Snam che prevede lo svolgimento delle attività a livello accentrato dalla funzione Pianificazione, Assicurazioni e Finanza di Snam S.p.A.. In particolare tale modello prevede, per ogni rischio, la definizione e il monitoraggio di alcuni indicatori, il cui superamento delle soglie limite stabilite ne comporta la tempestiva segnalazione e l'attivazione, ove necessario o ritenuto opportuno, di interventi correttivi finalizzati al contenimento dei rischi.

Di seguito sono descritte le politiche e i principi per la gestione e il controllo dei rischi derivanti da strumenti finanziari (rischio tasso di interesse, rischio di credito e rischio di liquidità). In accordo con le informazioni da indicare ai sensi dell'IFRS 7, sono altresì illustrati la natura e l'entità dei rischi risultanti da tali strumenti.

Con riferimento agli altri rischi che caratterizzano la gestione (il rischio operation e il rischio legato alla scadenza delle concessioni) si rinvia a quanto indicato nella Relazione sulla gestione al capitolo "Fattori di rischio e di incertezza".

Rischio mercato

Rischio di variazione dei tassi di interesse

Le oscillazioni dei tassi di interesse influiscono sul valore di mercato delle attività e delle passività finanziarie dell'impresa e sul livello degli oneri finanziari netti. L'obiettivo della Società è la minimizzazione del rischio di tasso d'interesse nel perseguimento degli obiettivi di struttura finanziaria definiti nei piani societari.

Italgas intrattiene rapporti finanziari unicamente con la controllante Snam S.p.A. che svolge attività finanziaria per conto delle società del Gruppo, in forza di una convenzione in base alla quale provvede alla copertura dei fabbisogni finanziari e all'impiego della liquidità della Società.

Al 31 dicembre 2013 il gruppo Snam utilizza risorse finanziarie esterne nelle forme di contratti di finanziamento bilaterali e sindacati con Banche e altri Istituti Finanziatori, di debiti finanziari a medio - lungo termine e linee di credito bancarie a tassi di interesse indicizzati sui tassi di riferimento del mercato, in

particolare l'Europe Interbank Offered Rate (EURIBOR), e di prestiti obbligazionari a tasso fisso collocati presso investitori istituzionali operanti in Europa.

La composizione dell'indebitamento finanziario lordo tra tasso fisso e tasso variabile è analizzata nella seguente tabella:

(milioni di €)	31.12.2012		31.12.2013	
	valore	%	valore	%
A tasso variabile	505	37,0%	532	34,2%
A tasso fisso	861	63,0%	1.025	65,8%
	1.366		1.557	

Ipotizzando un'ipotetica variazione del +/-10% dei tassi di interesse effettivamente applicati nel corso del 2013, raffrontati con quelli dell'esercizio 2012 non si evidenziano impatti sul patrimonio netto e sul risultato al 31 dicembre 2013 e al 31 dicembre 2012.

Rischio credito

Il rischio credito rappresenta l'esposizione della società a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalle controparti.

Italgas S.p.A. presta i propri servizi di distribuzione a 201 società di vendita, la più importante delle quali è Eni S.p.A.. Il mancato o ritardato pagamento dei corrispettivi dovuti per il trasporto del gas da uno o più di tali operatori potrebbe incidere negativamente sui risultati economici e sull'equilibrio finanziario di Italgas.

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 regola 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.

La massima esposizione al rischio di credito per Italgas al 31 dicembre 2013 è rappresentata dal valore contabile delle attività finanziarie esposte in bilancio. Di seguito si riporta l'analisi dei crediti scaduti e non svalutati:

(milioni di €)	31.12.2012			31.12.2013		
	Crediti commerciali	Altri crediti	Totale	Crediti commerciali	Altri crediti	Totale
Crediti non scaduti e non svalutati	251	57	308	277	104	381
Crediti svalutati al netto del fondo	12	8	20	4	6	10
Crediti scaduti e non svalutati:						
- da 0 a 3 mesi	20		20	9	2	11
- da 3 a 6 mesi	5		5	1		1
- da 6 a 12 mesi	6		6	7	4	11
- oltre 12 mesi	13	7	20	24	3	27
Totale crediti scaduti e non svalutati	44	7	51	41	9	50
	307	72	379	322	119	441

I crediti scaduti e non svalutati ammontano a 50 milioni di euro (51 milioni di euro al 31 dicembre 2012).

Per maggiori informazioni si rimanda a quanto evidenziato alla nota n. 6 "Crediti commerciali e altri crediti".

Al 31 dicembre 2013 non si evidenziano significativi rischi di credito. Occorre comunque rilevare che l'89% dei crediti commerciali (89% al 31 dicembre 2012) è riferito a clienti di primaria affidabilità, tra i quali Eni S.p.A. che copre oltre il 64% del totale dei crediti commerciali (57% al 31 dicembre 2012).

Rischio liquidità

Il rischio liquidità rappresenta il rischio che, a causa dell'incapacità di reperire nuovi fondi o di liquidare attività sul mercato, l'impresa non riesca a far fronte ai propri impegni di pagamento determinando un impatto sul risultato economico nel caso in cui l'impresa sia costretta a sostenere costi addizionali per fronteggiare i propri impegni o, come estrema conseguenza, una situazione di insolvibilità che pone a rischio l'attività aziendale.

L'obiettivo di Italgas è quello di porre in essere una struttura finanziaria che, in coerenza con gli obiettivi di business e con i limiti definiti (in termini di livello percentuale di leverage e di livelli percentuali del rapporto tra indebitamento a medio lungo termine e di quello tra indebitamento a tasso fisso e a tasso variabile su

indebitamento totale), garantisca un livello di liquidità adeguato, e mantenga un equilibrio in termini di durata e di composizione del debito.

La Società si finanzia interamente tramite prestiti da parte della controllante Snam S.p.A. che svolge attività finanziaria per conto delle società del Gruppo, in forza di una convenzione in base alla quale provvede alla copertura dei fabbisogni finanziari e all'impiego della liquidità della Società.

Pagamenti futuri a fronte di passività finanziarie, debiti commerciali e altri debiti

Le passività finanziarie al 31 dicembre 2013 non attualizzate, comprensive delle quote a breve termine e degli interessi non maturati, e i debiti commerciali e diversi si analizzano per scadenza come segue:

(milioni di €)	2014	2015	2016	2017	2018	Oltre	Totale
Passività finanziarie							
Debiti finanziari	29			151		1.145	1.325
Interessi su debiti finanziari	44	44	44	45	41	78	296
	73	44	44	196	41	1.223	1.621
Debiti commerciali e altri debiti							
Debiti commerciali	104						104
Altri debiti e anticipi	216						216
	320						320
	393	44	44	196	41	1.223	1.941

Altre informazioni sugli strumenti finanziari

Il valore di iscrizione degli strumenti finanziari e i relativi effetti economici e patrimoniali si analizzano come segue:

(milioni di €)	Valore di iscrizione		Proventi (oneri)			
	2012	2013	Conto economico		Patrimonio netto (*)	
	2012	2013	2012	2013	2012	2013
Strumenti finanziari valutati al fair value						
Passività nette per contratti derivati di copertura (**)				(13)		
Crediti e debiti e altre attività/passività valutate al costo ammortizzato						
Crediti commerciali e altri crediti (**)		368				
Debiti commerciali e altri debiti (**)		(305)				
Debiti finanziari (**)		(1.366)		(47)		

(*) Al netto dell'effetto fiscale

(**) Gli effetti a conto economico sono rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari".

Di seguito viene fornito il confronto tra il valore di iscrizione delle passività finanziarie a lungo termine e il relativo fair value. Per le altre attività/passività finanziarie tale informazione non è fornita in quanto il valore contabile è pressochè equivalente al fair value.

(milioni di €)	31 dicembre 2012		31 dicembre 2013	
	valore contabile	valore di mercato	valore contabile	valore di mercato
Debiti finanziari	857	936	1.325	1.426

Rischio default e clausole restrittive sul debito

Il rischio di default è il rischio relativo al verificarsi di un evento di inadempimento contrattuale, che può determinare l'accelerazione del rimborso del finanziamento, generando così un potenziale rischio di liquidità.

Al 31 dicembre 2013 la Società ha in essere solo contratti di finanziamento con la controllante Snam. Tali contratti contengono, inter alia, clausole di change of control che prevedono l'obbligo di Italgas di rimborsare anticipatamente l'intero importo del finanziamento in caso di perdita del controllo di Italgas da parte di Snam. Inoltre, per alcuni di questi sono previsti obblighi di rimborso anticipato al verificarsi di eventi stabiliti nei contratti di provvista stipulati da Snam che causano l'obbligo di rimborso anticipato dei propri finanziamenti.

Alla data del 31 dicembre 2013 tutte le clausole restrittive contrattualmente previste risultano rispettate.

Contenziosi

La Società è parte in procedimenti civili, amministrativi e penali e in azioni legali collegate al normale svolgimento delle sue attività. Sulla base delle informazioni attualmente a disposizione, e tenuto conto dei rischi esistenti, l'impresa ritiene che tali procedimenti e azioni non determineranno effetti negativi rilevanti sul

proprio bilancio d'esercizio. Di seguito è indicata una sintesi dei procedimenti più significativi; salva diversa indicazione non è stato effettuato alcun stanziamento a fronte dei contenziosi di seguito descritti in quanto la Società ritiene improbabile un esito sfavorevole dei procedimenti, ovvero perché l'ammontare dello stanziamento non è stimabile in modo attendibile.

(i) Accertamento nel settore della distribuzione di gas in Italia

L'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM), in data 13 ottobre 2010, ha avviato un'istruttoria per verificare se Italgas abbia abusato della propria posizione dominante, ostacolando i Comuni di Roma e di Todi nella predisposizione dei bandi di gara per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas.

Il provvedimento è stato adottato alla luce delle segnalazioni inviate all'Antitrust dai due enti locali i quali hanno denunciato che la Società, concessionaria del servizio di distribuzione del gas, avrebbe ritardato o rifiutato le informazioni necessarie alle amministrazioni per la predisposizione dei bandi di gara relativi all'affidamento del servizio.

Italgas ha contestato gli addebiti, motivando i propri comportamenti, sia in relazione al ritardo o rifiuto di trasmettere taluni dati e informazioni, sia in ordine all'esistenza di un disegno escludente nelle proprie condotte.

Con provvedimento del 14 dicembre 2011, l'AGCM ha irrogato a Italgas una sanzione pari a circa 5 milioni di euro, per avere posto in essere una condotta presumibilmente abusiva nel contesto delle gare per l'assegnazione del servizio di distribuzione del gas indette dal Comune di Roma e dal Comune di Todi.

Italgas, nei termini di legge, ha provveduto al pagamento della sanzione comminata e, avverso il provvedimento, ha proposto ricorso dinanzi al giudice amministrativo. Inoltre, in data 16 marzo 2012 sono stati trasmessi al Comune di Todi i dati relativi ai contributi privati percepiti, dandone successivamente evidenza all'AGCM.

In data 11 ottobre 2013, il TAR Lazio ha depositato la sentenza con la quale è stata disposta la riduzione della sanzione irrogata a Italgas all'importo complessivo di circa 1,5 milioni di euro. Diventato definitivo tale provvedimento, la Società si è attivata per il parziale recupero dell'importo già pagato.

(ii) Autorità - Istruttoria per violazioni in materia di flussi informativi relativi a dati di misura gas

Con Delibera VIS 73/11, l'Autorità ha avviato nei confronti di tre imprese di distribuzione, tra cui Italgas, un procedimento per accertare la violazione di disposizioni in materia di flusso informativo dei tentativi effettuati di raccolta dei dati di misura a favore degli esercenti la vendita, irrogare le relative sanzioni amministrative e adottare i necessari provvedimenti prescrittivi.

In data 28 marzo 2013, con delibera 134/2013/S/gas, l'Autorità ha accertato la violazione di Italgas e comminato una sanzione di euro 58 mila in relazione al mancato rispetto del termine di messa a disposizione dei dati di misura agli esercenti la vendita. La Società ha pagato nei termini prescritti.

(iii) Istruttoria per violazioni in materia di qualità del servizio di distribuzione del gas

Con la deliberazione VIS 92/09, l'Autorità in data 18 settembre 2009 ha avviato un'istruttoria formale per violazioni in materia di qualità del servizio di distribuzione del gas. In particolare, la pretesa violazione dell'obbligo di provvedere alla sostituzione o risanamento o dismissione reti con condotte in ghisa con giunti in canapa e piombo (non ancora risanate), posto a carico del distributore che le gestisce, nella misura minima del 30% entro il 31 dicembre 2008.

In esito all'istruttoria, la deliberazione dell'Autorità VIS 41/11 pubblicata in data 24 marzo 2011 (i) ha confermato il rispetto da parte di Italgas dell'obbligo di sostituzione nell'intero territorio nazionale e (ii) ha tuttavia accertato la responsabilità della Società per non aver rispettato tale obbligo in relazione alla sola rete di distribuzione della città di Venezia e applicato una sanzione amministrativa pecuniaria di euro 51.000.

Italgas, ritenendo che sussistano fondate motivazioni al mancato adempimento dell'obbligo in relazione alla rete di Venezia, ha provveduto al pagamento della sanzione con riserva di impugnazione che è stata proposta avanti il TAR Lombardia. Si è in attesa della fissazione dell'udienza di merito.

(iv) Violazioni in materia di qualità del servizio di distribuzione del gas

Con Delibera 33/2012/S/gas del 9 febbraio 2012, l'Autorità ha disposto l'“Avvio di quattro procedimenti sanzionatori per l'irrogazione di sanzioni amministrative pecuniarie, in materia di qualità del servizio di distribuzione del gas” per l'accertamento della violazione degli artt. 2, comma 1 e 12, comma 7, lett. b) della delibera ARG/gas 120/08 da parte di quattro imprese di distribuzione del gas naturale, ivi inclusa Italgas S.p.A.

L'Autorità contesta, in particolare, il mancato rispetto da parte della Società con riguardo all'impianto di Venezia, dell'obbligo di risanare o sostituire entro il 31 dicembre 2010, almeno il 50% delle condotte in ghisa con giunti canapa e piombo in esercizio al 31 dicembre 2003, previsto dall'art. 12, comma 7, lett. b) succitato.

Si è in attesa della comunicazione delle risultanze istruttorie da parte dell'Autorità.

(v) Italgas S.p.A. Isontina Reti Gas S.p.A. e Accordo quadro con Acegas-Aps S.p.A.

Con riferimento all'operazione consistente nell'acquisto del 50% del capitale di Isontina Reti Gas S.p.A., e successivo conferimento nella stessa di alcuni rami di azienda di Italgas e Acegas-Aps, sospensivamente condizionata all'autorizzazione da parte dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM), si evidenzia che l'AGCM, in data 17 aprile 2013 ha deciso di vietare l'operazione, in quanto determinerebbe la creazione di una posizione dominante in capo a IRG, tale da eliminare o ridurre in modo sostanziale e durevole la concorrenza nei mercati delle gare future per la concessione del servizio di distribuzione di gas naturale negli ambiti territoriali (ATM) di Gorizia, Trieste, Pordenone e Padova 1.

Avverso il citato provvedimento Italgas ha proposto ricorso dinanzi al TAR Lazio.

(vi) Contenziosi fiscali

Con riferimento alla verifica fiscale effettuata nel corso del 2012 dall'Agenzia delle Entrate (Direzione Regionale del Piemonte, Settore Controlli e Riscossione, Ufficio Grandi Contribuenti) relativa al periodo d'imposta 2009, la Società sta predisponendo memorie difensive atte a confutare le contestazioni dell'Agenzia delle Entrate.

La Società ha prudenzialmente accantonato un fondo rischi nel 2012, pari a euro 1.300.000,00, che non ha subito nel corso del 2013 alcuna movimentazione.

Rischi ambientali

La Società è soggetta a numerose leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente. In particolare, sono stati programmati o sono in corso interventi finalizzati alla bonifica dei siti in passato utilizzati per la produzione e lo stoccaggio di gas manifatturato, alla rimozione di manufatti in amianto e allo smaltimento rifiuti.

29 RICAVI

Di seguito sono analizzate le principali voci che compongono i “Ricavi”. I motivi delle variazioni più significative sono indicati nel “Commento alla situazione economica, finanziaria e patrimoniale” della Relazione sulla gestione.

(milioni di €)	2012	2013
Ricavi della gestione caratteristica	1.281	1.171
Altri ricavi e proventi	81	49
	1.362	1.220

I ricavi della gestione caratteristica (1.171 milioni di euro) si analizzano come segue:

(milioni di €)	2012	2013
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	1.281	1.171
Variazione dei lavori in corso di esecuzione		
	1.281	1.171

I ricavi della gestione caratteristica sono realizzati interamente sul territorio italiano.

I ricavi delle vendite e delle prestazioni sono di seguito ulteriormente dettagliati:

(milioni di €)	2012	2013
Distribuzione gas naturale	958	851
Ricavi per costruzione e migliorie infrastrutture per costi esterni (IFRIC 12)	164	153
Ricavi per costruzione e migliorie infrastrutture per costi interni (IFRIC 12)	128	130
Assistenza tecnica, ingegneristica, informatica e prestazioni varie	29	34
Gestione riscaldamento conto terzi	2	3
	1.281	1.171

I ricavi delle vendite e delle prestazioni sono riferiti al settore gas naturale.

I ricavi della distribuzione del gas si riferiscono al trasporto di gas naturale per conto di tutti gli operatori commerciali che richiedano l'accesso alle reti della Società in base al Codice di Rete; i volumi annuali di trasporto più rilevanti sono stati quelli relativi all'attività svolta nei confronti di Eni S.p.A.. Tali ricavi sono stati determinati in base alle delibere n. 553/2012/R/gas e 328/2013/R/gas dell'Autorità.

ALTRI RICAVI E PROVENTI

Gli altri ricavi e proventi (49 milioni di euro) sono così composti:

(milioni di €)	2012	2013
Rimborsi da terzi e risarcimenti assicurativi	19	19
Plusvalenze da alienazione cespiti	36	11
Proventi da allacciamenti e canalizzazioni	14	9
Proventi degli investimenti immobiliari	6	6
Accertamento sicurezza impianti	3	3
Altri ricavi e proventi	3	1
	81	49

Le plusvalenze da alienazione cespiti (11 milioni di euro) riguardano principalmente le cessioni degli impianti gas relativi ai comuni di Bussolengo (VR) e Marostica (VI), Gubbio (PG) e Città della Pieve (PG). Questi ultimi due a seguito di gara, sono stati riaggiudicati.

I proventi da allacciamenti e canalizzazioni (9 milioni di euro) si riducono di 5 milioni di euro principalmente a fronte della minore proventizzazione delle poste patrimoniali relative alle cessioni degli impianti gas effettuate nell'esercizio.

I rimborsi da terzi e risarcimenti assicurativi pari a 19 milioni di euro, in linea con l'esercizio precedente, riguardano in particolare rimborsi vari da attività regolate (13 milioni di euro) e rimborsi vari di gestione (6 milioni di euro).

Gli altri ricavi e proventi sono realizzati interamente sul territorio italiano.

L'analisi dei ricavi tra attività regolate e non regolate è la seguente:

(milioni di €)	2012	2013
Ricavi attività regolate	1.320	1.186
Ricavi attività non regolate	42	34
	1.362	1.220

I ricavi delle attività regolate (1.186 milioni di euro) comprendono principalmente:

- i ricavi di distribuzione relativi alle prestazioni principali svolte dal distributore (servizio di distribuzione del gas, gestione tecnica dell'impianto distributivo, ecc.), pari a 851 milioni di euro;
- i ricavi per costruzione e miglorie delle infrastrutture per costi interni ed esterni (IFRIC 12), pari a 283 milioni di euro;
- i ricavi di distribuzione relativi alle prestazioni accessorie e opzionali (prevalentemente "Attivazione, Disattivazione, Sospensione e Riattivazione della fornitura gas" e "Spostamento e rimozione dei contatori"), pari a 28 milioni di euro;
- i ricavi per incentivi dell'Autorità connessi al raggiungimento di standard qualitativi di tipo commerciale (tempi di installazione, esecuzione lavori, ecc..) e tecnici (tempi di pronto intervento, controlli odorizzazioni, ecc.), pari a 6 milioni di euro;
- i ricavi per accertamento sicurezza impianti ex Delibera n. 40/04, pari a 3 milioni di euro;
- le plusvalenze da alienazione dei cespiti IFRIC 12 pari a 11 milioni di euro.

I ricavi delle attività non regolate (34 milioni di euro), comprendono in prevalenza le prestazioni di assistenza tecnica, informatica e ingegneristica svolte a favore di società consociate, la vendita materiali, i proventi da investimenti immobiliari e da allacciamenti e canalizzazioni e rimborsi e risarcimenti assicurativi.

30 COSTI OPERATIVI

Di seguito sono analizzate le principali voci facenti parte dei "Costi operativi", le cui variazioni più significative sono state analizzate nel paragrafo "Commento alla situazione economica, finanziaria e patrimoniale" della Relazione sulla gestione.

ACQUISTI, PRESTAZIONI DI SERVIZI E COSTI DIVERSI

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi (401 milioni di euro), includono i costi relativi alla costruzione e al potenziamento delle infrastrutture della distribuzione gas iscritti a fronte dell'entrata in vigore dell'IFRIC 12 dal 1 gennaio 2010 e si analizzano come segue:

(milioni di €)	2012	2013
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	28	35
Costi per servizi	264	257
Costi per godimento di beni di terzi	53	66
Variazioni delle rimanenze	8	4
Oneri diversi di gestione	39	25
Accantonamento (utilizzo) al fondo svalutazione crediti	1	(1)
Accantonamento al fondo rischi e spese future	76	15
	469	401

I costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci di 35 milioni di euro si riferiscono a:

(milioni di €)	2012	2013
Materiali e materie di consumo	23	24
Materiali per il magazzino	5	11
	28	35

I materiali a magazzino si riferiscono in particolare all'acquisto di tubazioni e misuratori gas.

I costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci includono i costi relativi alla costruzione e al potenziamento delle infrastrutture della distribuzione gas (24 milioni di euro) iscritti a fronte dell'entrata in vigore dell'IFRIC 12 dal 1 gennaio 2010.

I costi per servizi (257 milioni di euro) riguardano:

(milioni di €)	2012	2013
Progettazione direzione lavori e manutenzioni impianti	158	150
Servizi generali (service)	41	41
Costi per servizi informatici	17	13
Consulenze e prestazioni professionali	10	10
Costi per servizi relativi al personale	9	10
Servizi postali e telefonici	8	8
Servizi energia elettrica acqua e altri (utility)	6	7
Costi di vendita diversi	7	6
Altri servizi di carattere operativo	5	6
Assicurazioni	5	6
Servizi di pulizia, vigilanza e guardiania	3	3
Pubblicità, propaganda e rappresentanza		1
Servizi diversi		1
Utilizzo fondo rischi	(4)	(3)
	265	259
a dedurre:		
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni - servizi	(1)	(2)
	264	257

I costi per servizi includono i costi relativi alla costruzione e al potenziamento delle infrastrutture della distribuzione gas (169 milioni di euro) iscritti a fronte dell'entrata in vigore dell'IFRIC 12 dal 1 gennaio 2010.

I costi per ricerca e sviluppo non soddisfano le condizioni stabilite per la rilevazione all'attivo dello Stato patrimoniale; conseguentemente essi sono iscritti a Conto economico e sono di importo inferiore al milione di euro.

I costi per godimento di beni di terzi (66 milioni di euro) includono i costi relativi alla costruzione e al potenziamento delle infrastrutture della distribuzione gas (11 milioni di euro) iscritti a fronte dell'entrata in vigore dell'IFRIC 12 dal 1 gennaio 2010 e si riferiscono a:

(milioni di €)	2012	2013
Canoni per brevetti, licenze e concessioni	50	63
Locazioni e noleggi	3	3
	53	66

I canoni per brevetti, licenze d'uso e concessioni riguardano principalmente canoni riconosciuti agli enti concedenti, per lo svolgimento del servizio di distribuzione gas. I canoni per leasing operativi di immobili ad uso ufficio sono pari a 2 milioni di euro.

I pagamenti minimi futuri di detti contratti non annullabili si analizzano come segue:

(milioni di €)	2012	2013
Pagabili entro:		
1 anno	1	1
da 2 a 5 anni	1	1
oltre 5 anni		
	2	2

Gli **oneri diversi di gestione** di 25 milioni di euro si analizzano come segue:

(milioni di €)	2012	2013
Titoli di Efficienza Energetica	4	16
Imposte indirette, tasse e tributi locali	7	7
Minusvalenze da alienazioni di immobilizzazioni	24	7
Oneri per transazioni, risarcimenti e sanzioni	1	1
Contributi associativi	1	1
Utilizzo fondi rischi		(7)
Altri oneri	2	
	39	25

Gli oneri per transazioni, risarcimenti e sanzioni pari a 1 milione di euro riguardano perdite per transazioni e liti.

Le imposte indirette, tasse e tributi locali comprendono l'imposta sugli immobili (3 milioni di euro), la tassa occupazione suolo pubblico (2 milioni di euro), la tassa smaltimento rifiuti (1 milione di euro) e tributi diversi (1 milione di euro).

Gli oneri da Titoli di Efficienza Energetica (16 milioni di euro), sono esposti al netto dei ricavi degli stessi titoli, pari a 71 milioni di euro.

Sulla base di valutazioni del rischio di eventuali mancati incassi dei crediti iscritti al 31/12/2013, nell'esercizio non sono stati effettuati accantonamenti al fondo svalutazione crediti.

Gli **accantonamenti al fondo rischi e spese future**, pari a 15 milioni di euro, sono riferiti a potenziali oneri che potrebbero derivare da contenziosi legali, fiscali e contrattuali, da spese future per interventi ambientali, da benefici differiti del personale, ecc. e sono esposti al netto dei relativi utilizzi.

Le informazioni relative ai fondi rischi e oneri sono indicate nel precedente paragrafo n. 22.

COSTO LAVORO

Il costo lavoro è così dettagliato:

(milioni di €)	2012	2013
Salari e stipendi	115	118
Oneri sociali	38	38
Oneri per benefici ai dipendenti	11	11
Costi personale in comando	4	4
Altri costi	3	13
	171	184
a dedurre:		
- proventi relativi al personale	(17)	(17)
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni - lavoro	(2)	(2)
	152	165

La voce include i costi relativi alla costruzione e al potenziamento delle infrastrutture della distribuzione gas (79 milioni di euro) iscritti a fronte dell'entrata in vigore dell'IFRIC 12 dal 1 gennaio 2010.

Il costo lavoro comprende le retribuzioni corrisposte al personale, le retribuzioni differite, gli accantonamenti per trattamento di fine rapporto, la valorizzazione delle ferie maturate e non godute, i costi accessori del personale, gli oneri previdenziali e assistenziali a carico della Società, secondo i contratti di lavoro e le leggi vigenti.

L'incremento relativo agli altri costi (+10 milioni di euro) è dovuto essenzialmente ai maggiori oneri relativi agli incentivi all'esodo agevolato.

Il numero medio dei dipendenti ripartito per categoria è il seguente:

Qualifica professionale	Ruolo		Forza	
	2012	2013	2012	2013
Dirigenti	28	25	22	22
Quadri	163	171	114	125
Impiegati	1.420	1.404	1.283	1.288
Operai	1.141	1.117	1.141	1.118
	2.752	2.717	2.560	2.553

Per dipendenti a ruolo si intendono i lavoratori iscritti nel Libro Unico del Lavoro della società; per dipendenti in forza si intendono i suddetti dipendenti a ruolo al netto dei lavoratori dati/ricevuti in comando a/da altre società.

I compensi spettanti ai soggetti che hanno il potere e la responsabilità della pianificazione, direzione e controllo della società, ivi inclusi gli amministratori esecutivi e non, i direttori generali e i dirigenti con responsabilità strategiche (cd. key management personnel) in carica al 31 dicembre 2013 ammontano a 1 milione di euro e si analizzano come di seguito indicato:

(milioni di €)	2012	2013
Benefici a breve termine (salari e stipendi)	1	1
Benefici successivi al rapporto di lavoro (*)		
Altri benefici a lungo termine		
Indennità per cessazione del rapporto di lavoro		
Pagamenti in azioni (stock option e stock grant)		
	1	1

(*) TFR, FISDE, altri piani pensionistici e assistenziali

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a 87 e 92 mila euro, rispettivamente per gli esercizi 2012 e 2013. I compensi spettanti ai sindaci ammontano a 107 e 105 mila euro, rispettivamente per gli esercizi 2012 e 2013. I compensi comprendono gli emolumenti e ogni altra somma avente natura retributiva, previdenziale e assistenziale dovuti per lo svolgimento della funzione che abbiano costituito un costo per la società, anche se non soggetti all'imposta sul reddito delle persone fisiche.

AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI

Gli ammortamenti e svalutazioni, pari a 202 milioni di euro, si analizzano come di seguito indicato:

(milioni di €)	2012	2013
Ammortamenti:		
- Immobili, impianti e macchinari	17	13
- Attività immateriali	13	16
- Attività immateriali IFRIC 12	150	173
	180	202
Svalutazioni (utilizzi):		
- Immobili, impianti e macchinari	4	
	4	
	184	202

Un'analisi più approfondita degli ammortamenti è riportata nelle note al bilancio ai paragrafi 11 "Immobili, impianti e macchinari" e 12 "Attività immateriali".

31 PROVENTI (ONERI) FINANZIARI

Gli oneri finanziari netti di 66 milioni di euro si analizzano come segue:

(milioni di €)	2012	2013
Proventi finanziari	2	
Oneri finanziari	(47)	(66)
	(45)	(66)

Gli oneri finanziari netti si riferiscono a interessi passivi verso la controllante Snam S.p.A..

Il tasso di interesse utilizzato per la capitalizzazione degli oneri finanziari, di importo non significativo in milioni di euro, è stato del 3,67% (3,06% nel 2012).

STRUMENTI DERIVATI

Gli oneri netti su strumenti derivati diminuiscono di 13 milioni di euro si analizzano come segue:

(milioni di €)	2012	2013
Oneri su contratti derivati:		
- Differenziali di interessi maturati nell'esercizio	(4)	
- Adeguamento al fair value	(9)	
	(13)	

La riduzione è dovuta agli effetti del rimborso anticipato dei 2 contratti stipulati a suo tempo con Eni S.p.A..

Al 31 dicembre 2013 Italgas non detiene strumenti finanziari derivati.

32 PROVENTI NETTI SU PARTECIPAZIONI

I proventi netti su partecipazioni, pari a 101 milioni di euro (77 milioni di euro al 31 dicembre 2012), si riferiscono sostanzialmente ai dividendi societari deliberati nell'esercizio.

I dividendi sono di seguito elencati:

(milioni di €)	2012	2013
Napoletana Gas S.p.A.	44	36
A.E.S. S.p.A.	19	34
Toscana Energia S.p.A.	10	29
Metano Casalpusterlengo S.p.A. (in liquidazione)	2	
Metano Borgonamero S.p.A. (liquidata)	1	
Metano Arcore S.p.A.	1	
Acam Gas S.p.A.		2
	77	101

33 IMPOSTE SUL REDDITO

Le imposte sul reddito si analizzano come segue:

(milioni di €)	2012	2013
Imposte correnti:		
IRES	254	186
IRAP	50	35
	304	221
Imposte differite e anticipate nette:		
IRES	(69)	(43)
IRAP	(15)	(6)
	(84)	(49)
	220	172

Le imposte sul reddito (172 milioni di euro) diminuiscono, rispetto all'esercizio precedente, di 48 milioni di euro, in particolare per effetto della riduzione del risultato dell'esercizio.

L'incidenza delle imposte dell'esercizio sul risultato prima delle imposte è del 35,3% (38,2% nell'esercizio 2012).

L'analisi della differenza tra l'aliquota teorica e l'aliquota effettiva è la seguente:

(milioni di €)	2012			2013		
	Importo	Aliquota	Imposta	Importo	Aliquota	Imposta
UTILE PRIMA DELLE IMPOSTE	576	38,0%	219	487	38,0%	185
UTILE OPERATIVO	557			452		
Costi per il personale	152			165		
Capitalizzazioni	2			2		
UTILE OPERATIVO RETTIFICATO (*)	711	4,2%	30	619	4,2%	26
ALIQUOTA TEORICA (**)		43,2%	249		43,3%	211
Effetto delle variazioni in aumento (diminuzione) rispetto all'aliquota teorica						
- Costi auto		0,2%	1		0,2%	1
- Costi di passati esercizi		0,3%	2		0,2%	1
- Variazioni per differenti aliquote IRAP		1,0%	6		0,8%	4
- Dividendi		-5,0%	(29)		-7,4%	(36)
- Imposte differite esercizi precedenti		0,9%	5			
- Imposte esercizio precedente		-1,2%	(7)		-1,6%	(8)
- Deduzione IRES per deducibilità IRAP sul costo del lavoro		-1,4%	(8)		-0,8%	(4)
- altre		0,2%	1		0,6%	3
ALIQUOTA EFFETTIVA		38,2%	220		35,3%	172

(*) L'utile operativo (da schemi IAS) è rettificato dei seguenti importi: costo del personale, capitalizzazioni relative al costo lavoro e oneri finanziari.

(**) L'aliquota teorica è determinata rapportando le imposte IRES e IRAP all'utile prima delle imposte.

34 CORRISPETTIVI DI REVISIONE CONTABILE E DEI SERVIZI DIVERSI DALLA REVISIONE

Ai sensi dell'art. 149-duodecies del Regolamento Emittenti Consob di seguito sono evidenziati i corrispettivi erogati alla Società di revisione e a entità a essa collegate.

Tipologia di servizi	Soggetto che ha erogato il servizio	Destinatario	Compensi (in migliaia di euro)
Attività di revisione del Bilancio (*)	Reconta Ernst & Young S.p.A.	Italgas S.p.A.	192
Attività di revisione del Bilancio	Reconta Ernst & Young S.p.A.	A.E.S. S.p.A.	8
Attività di revisione del Bilancio	Reconta Ernst & Young S.p.A.	Acam Gas S.p.A.	6
Servizi attestazione (**)	Reconta Ernst & Young S.p.A.	Italgas S.p.A.	15
Altri servizi (***)	Reconta Ernst & Young S.p.A.	Italgas S.p.A.	10
			231

(*) I servizi di revisione contabile comprendono: (i) la revisione del bilancio d'esercizio, (ii) la revisione limitata della relazione finanziaria semestrale, (iii) le verifiche contabili nel corso dell'esercizio ai sensi dell'art.155, comma 1 del D.Lgs n.58/1998.

(**) I servizi di attestazione riguardano la verifica dei rendiconti annuali separati ai sensi della Delibera dell'AEEG n.11/07

(***) Gli altri servizi riguardano la verifica, su base volontaria, dei prospetti contabili redatti ai fini della determinazione del vincolo ai ricavi ammessi di impresa e i servizi relativi all'attività di revisione del sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria.

35 UTILE PER AZIONE

L'utile per azione risulta di 1,25 euro, rispetto all'1,41 del precedente esercizio, ottenuto dal risultato d'esercizio pari a 315.075.887,03 euro diviso per il numero delle azioni.

36 INFORMATIVA PER SETTORE DI ATTIVITÀ E PER AREA GEOGRAFICA

In riferimento alle informazioni richieste dai principi IFRS si conferma che i ricavi e i costi operativi, gli investimenti, le attività e le passività riguardano esclusivamente il settore della distribuzione e misura del gas e sono realizzati in Italia.

37 RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

Italgas S.p.A. è una società controllata da Snam S.p.A..

Le operazioni compiute dalla stessa con le parti correlate riguardano essenzialmente la prestazione di servizi, la compravendita di beni con la controllante Snam S.p.A. e con società da quest'ultima controllate, collegate o a controllo congiunto nonché con altre società possedute o controllate dallo Stato, oltre che la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con la controllante Snam.

Tutte le operazioni fanno parte della ordinaria gestione, sono regolate a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti e sono state compiute nell'interesse della società.

Sono di seguito evidenziati gli ammontari più rilevanti dei rapporti di natura commerciale e diversa e di natura finanziaria posti in essere con parti correlate.

Rapporti commerciali e diversi

(milioni di €)

Denominazione	31.12.2013			2013					
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Costi			Ricavi		
				Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro
Imprese controllate, joint venture e collegate di Italgas	7	1			1	3	7	1	
Napoletana Gas S.p.A.	3				1	3	4	1	
A.E.S. S.p.A.	2	1					1		
Toscana Energia S.p.A.	1						2		
Acam Gas S.p.A.	1								
Imprese controllanti	2	17			37	2	1	2	
Snam S.p.A.	2	17			37	2	1	2	
Imprese controllate da Snam S.p.A.		3		3	2	1		2	
Snam Rete Gas S.p.A.		3		3	2	1		2	
Imprese possedute o controllate dallo Stato	244	22		4	4	11	792	33	
Gruppo Eni	225	22		4	4	10	725	32	
Gruppo Anas						1			
Gruppo Enel	19						67	1	
Altre parti correlate					1	1		1	
Altri					1	1		1	
	253	43		7	45	18	800	36	

Rapporti finanziari

(milioni di €)

Denominazione	31.12.2013			2013	
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi
Imprese controllate, joint venture e collegate di Italgas					101
Napoletana Gas S.p.A.					36
A.E.S. S.p.A.					34
Toscana Energia S.p.A.					29
Acam Gas S.p.A.					2
Imprese controllanti		1.557	89	57	
Snam S.p.A.		1.557	89	57	
Imprese possedute o controllate dallo Stato			9		
Gruppo Eni			9		
		1.557	98	57	101

Rapporti con imprese controllate, joint venture e collegate di Italgas

I principali rapporti commerciali attivi intercorsi riguardano le seguenti tipologie:

- prestiti di personale a Napoletana Gas S.p.A. e A.E.S. S.p.A.;
- prestazioni di carattere informatico a Napoletana Gas S.p.A. e Toscana Energia S.p.A..

I principali rapporti passivi intrattenuti si riferiscono a rapporti di natura commerciale con A.E.S. S.p.A. e Toscana Energia S.p.A..

I rapporti finanziari attivi riguardano dividendi da partecipazioni relative alle società A.E.S. S.p.A., Napoletana Gas S.p.A., Toscana Energia S.p.A., Metano Arcore S.p.A., Metano Borgomanero in liquidazione S.p.A., Metano Casalpusterlengo in liquidazione S.p.A., Metano Sant'Angelo Lodigiano S.p.A., Acam Gas S.p.A. e Umbria Distribuzione Gas S.p.A..

Rapporti con la controllante Snam

I principali rapporti commerciali passivi si riferiscono a prestazioni per servizi erogati dalle unità di staff e per servizi di carattere informatico, sviluppo delle infrastrutture e prestiti di personale.

I principali rapporti commerciali attivi riguardano prestiti del personale e locazione di immobili.

I principali rapporti finanziari intrattenuti con Snam S.p.A. riguardano la copertura dei fabbisogni finanziari e l'impiego delle liquidità tramite una convenzione di tesoreria per far fronte ai fabbisogni finanziari correnti e tramite contratti di finanziamento a medio-lungo termine²⁵.

Rapporti con imprese controllate e collegate di Snam S.p.A.

I rapporti passivi di natura commerciale riguardano l'erogazione di servizi tecnici (relativi alla misura e alla protezione catodica), di project control, di procurement e di realizzazione investimenti da parte di Snam Rete Gas S.p.A..

Rapporti con imprese possedute o controllate dallo Stato

Rapporti con società del Gruppo Eni

I principali rapporti commerciali attivi si riferiscono a:

- distribuzione gas naturale e prestiti di personale nei confronti di Eni S.p.A. (Divisione Gas & Power);
- servizi di gestione immobiliare, prestazioni di carattere informatico e prestiti di personale nei confronti di Eni S.p.A..

I principali rapporti passivi riguardano:

- fornitura di energia elettrica e di gas metano per consumi interni da parte di Eni S.p.A.;
- servizi inerenti la conduzione e la manutenzione degli immobili, servizi relativi al personale, gestione mense e altri servizi di carattere generale da parte di Eni Servizi S.p.A..

Rapporti con altre imprese possedute o controllate dallo Stato

I principali rapporti commerciali attivi si riferiscono alla distribuzione di gas naturale nei confronti di Enel Energia S.p.A..

Incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulla situazione patrimoniale e sul risultato economico

L'incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulle voci dello Stato patrimoniale è indicata nella seguente tabella riepilogativa:

²⁵ Informazioni dettagliate sui finanziamenti a medio-lungo termine sono fornite nel punto 21 delle presenti Note al bilancio di esercizio.

(milioni di €)	31.12.2012			31.12.2013		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Crediti commerciali e altri crediti	379	201	53,0	441	253	57,4
Passività finanziarie a breve termine	509	509	100,0	232	232	100,0
Quota a breve delle passività a lungo termine	12	12	100,0	29	29	100,0
Debiti commerciali e altri debiti	353	103	29,2	321	43	13,4
Passività finanziarie a lungo termine	845	845	100,0	1.296	1.296	100,0

L'incidenza delle operazioni con parti correlate sulle voci del Conto economico è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(milioni di €)	2012			2013		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Ricavi della gestione caratteristica	1.281	722	56,4	1.171	800	68,3
Altri ricavi e proventi	81	45	55,6	49	36	73,5
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	469	62	13,2	401	66	16,5
Costo lavoro	152	(13)	(8,6)	165	(13)	(7,9)
Proventi finanziari	2					
Oneri finanziari	48	47	97,9	66	57	86,4
Proventi su partecipazioni	77	77	100,0	101	101	100,0

Le operazioni con parti correlate fanno parte della ordinaria gestione e sono generalmente regolate a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti.

38 POSIZIONI O TRANSAZIONI DERIVANTI DA OPERAZIONI ATIPICHE E/O INUSUALI

Nel 2013 e nel 2012 non si segnalano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

39 EVENTI E OPERAZIONI SIGNIFICATIVE NON RICORRENTI

Nel 2013 non vi sono state operazioni significative non ricorrenti.

40 ATTIVITÀ DI DIREZIONE E COORDINAMENTO

A norma dell'art. 2497-bis, comma 4 del Codice Civile si indicano i dati essenziali del Bilancio al 31 dicembre 2012 di Snam S.p.A. che, al 31 dicembre 2013, esercitava sull'impresa un'attività di direzione e coordinamento.

Stato patrimoniale

(in milioni di €)	31.12.2011		31.12.2012	
	Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
ATTIVITA'				
Attività correnti				
Disponibilità liquide ed equivalenti	(6)	275.211		2.220.584
Crediti commerciali e altri crediti	(7)	598.572.713	310.226.569	3.569.567.304
- crediti finanziari				3.221.936.243
- crediti commerciali ed altri crediti		598.572.713		347.631.061
Rimanenze	(8)	156.103.188		
Attività per imposte sul reddito correnti	(9)			1.335.805
Attività per altre imposte correnti	(9)	3.358.605		5.542.823
Altre attività correnti	(10)	30.274.449	1.450.754	30.359.525
		788.584.166		3.609.026.041
Attività non correnti				
Immobili, impianti e macchinari	(11)	11.758.643.049		3.411.474
Attività immateriali	(12)	75.954.002		9.065.823
Partecipazioni in controllate e a controllo congiunto	(13)	4.672.002.965		7.609.004.079
Altre attività finanziarie	(14)	267.214		7.834.694.567
Altre attività finanziarie	(14)			7.834.427.469
Attività per imposte anticipate	(15)			6.736.957
Altre attività non correnti	(16)	72.563.771	626.600	63.433.379
		16.579.431.001		15.526.346.279
TOTALE ATTIVITA'		17.368.015.167		19.135.372.320
PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO				
Passività correnti				
Passività finanziarie a breve termine	(17)	1.840.313.062	1.840.310.733	363.760.176
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	(22)	1.018.162.756	1.018.162.756	109.754.914
Debiti commerciali e altri debiti	(18)	841.702.360	187.859.916	106.140.248
Passività per imposte sul reddito correnti	(19)	105.297.877		1.853.198
Passività per altre imposte correnti	(20)	4.777.188		1.267.842
Altre passività correnti	(21)	109.829.389	62.622.178	2.040.683
		3.920.082.632		584.817.061
Passività non correnti				
Passività finanziarie a lungo termine	(22)	5.500.000.000	5.500.000.000	11.937.978.551
Fondi per rischi e oneri	(23)	107.683.220		3.333.430
Fondi per benefici ai dipendenti	(24)	34.495.284		12.665.605
Passività per imposte differite		401.804.153		
Altre passività non correnti	(25)	404.734.969	155.241.547	18.321.862
		6.448.717.626		11.972.299.448
TOTALE PASSIVITA'		10.368.800.258		12.557.116.509
PATRIMONIO NETTO				
Capitale sociale	(26)	3.571.187.994		3.571.187.994
Riserve		3.855.804.739		2.967.399.386
Utile netto		692.728.698		389.532.575
Azioni proprie		(782.643.028)		(11.990.970)
Acconto sul dividendo		(337.863.494)		(337.873.174)
TOTALE PATRIMONIO NETTO		6.999.214.909		6.578.255.811
TOTALE PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO		17.368.015.167		19.135.372.320

Conto economico

(in milioni di €)	2011		2012	
	Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
(in €)				
RICAVI (28)				
Ricavi della gestione caratteristica	1.945.410.866	1.206.903.580	184.133.954	173.282.187
Altri ricavi e proventi	13.843.168	550.574	325.017	114.752
Totale ricavi	1.959.254.034		184.458.971	
COSTI OPERATIVI (29)				
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(242.157.767)	(79.935.528)	(116.952.362)	(19.318.751)
Costo lavoro	(144.657.730)	(21.518.769)	(59.475.376)	(15.957.899)
AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI	(435.304.399)		(2.375.105)	
UTILE OPERATIVO	1.137.134.138		5.656.128	
(ONERI) PROVENTI FINANZIARI (30)				
Proventi finanziari	729.794	128.091	205.903.967	205.878.295
Oneri finanziari	(173.213.116)	(163.785.312)	(233.379.850)	(9.161.777)
Strumenti derivati	(59.404.030)	(59.404.030)		
	(231.887.352)		(27.475.883)	
PROVENTI SU PARTECIPAZIONI (31)	290.963.292		407.148.719	
UTILE PRIMA DELLE IMPOSTE	1.196.210.078		385.328.964	
Imposte sul reddito (32)	(503.481.380)		4.203.611	
Utile netto	692.728.698		389.532.575	
Utile per azione (ammontari in € per azione) (33)				
- semplice	0,21		0,12	
- diluito	0,21		0,12	

Prospetto dell'utile complessivo

(in milioni di €)	2011	2012
Utile netto	693	390
Altre componenti dell'utile complessivo:		
Oneri da valutazione al fair value di strumenti derivati di copertura	(153)	
Effetto fiscale delle altre componenti dell'utile complessivo	61	
Totale altre componenti dell'utile complessivo al netto dell'effetto fiscale	(92)	
Totale utile complessivo dell'esercizio	601	390

Per un'adeguata e completa comprensione della situazione patrimoniale e finanziaria di Snam al 31 dicembre 2012, nonché del risultato economico conseguito nell'esercizio chiuso a tale data, si rinvia alla lettura del Bilancio che, corredato della relazione della società di revisione, è disponibile presso la sede della Società.

41 PUBBLICAZIONE DEL BILANCIO

Il Bilancio è stato autorizzato alla pubblicazione, da effettuarsi nei termini di Legge, dal Consiglio di Amministrazione di Italgas S.p.A. nella riunione del 20 febbraio 2014. Il Consiglio di Amministrazione ha autorizzato l'Amministratore Delegato ad apportare al Bilancio quelle modifiche che risultassero necessarie od opportune per il perfezionamento della forma del documento nel periodo di tempo intercorrente tra il 20 febbraio 2014 e la data di approvazione da parte dell'Assemblea degli Azionisti.

42 FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA DELL'ESERCIZIO

I fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio sono indicati al capitolo "Altre informazioni" della Relazione sulla gestione.

Proposte del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli Azionisti

Signori Azionisti,

in relazione a quanto precedentemente esposto, Vi proponiamo di:

- approvare il Bilancio di esercizio al 31 dicembre 2013, che chiude con un utile di 315.075.887,03 euro;
- deliberare l'attribuzione dell'utile di esercizio di 315.075.887,03 euro come segue:
 - all'azionista, a titolo di dividendo, in ragione di 0,6245 euro per azione per le 252.263.314 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro, l'importo di 157.538.439,59 euro;
 - destinare a "Utili Portati a Nuovo" l'importo residuo di 157.537.447,44 euro;
- approvare la messa in pagamento del dividendo a partire dal quindicesimo giorno successivo alla data dell'Assemblea degli Azionisti.

Torino, 20 febbraio 2014

Il Consiglio di Amministrazione

Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea degli Azionisti

Signor Azionista,

nel ricordare che il Collegio è stato nominato il 22 marzo 2013, riferiamo sull'attività svolta nel corso dell'esercizio, nell'anche considerare che Italgas S.p.A è controllata da Snam S.p.A, le cui azioni sono quotate in borsa:

- il Collegio ha tenuto quindici riunioni ed ha partecipato alle undici adunanze del Consiglio di Amministrazione e alle due Assemblee degli Azionisti, ricevendo illustrazione dell'andamento sociale e di operazioni di rilievo economico, finanziario e patrimoniale;
- sulla base delle informazioni disponibili, possiamo ragionevolmente ritenere che esse siano conformi alla legge e allo statuto sociale e non manifestamente imprudenti, azzardate, in contrasto con le delibere assembleari o tali da compromettere l'integrità del patrimonio sociale;
- abbiamo incontrato l'Amministratore Delegato, responsabili di funzioni aziendali e rappresentanti della società di revisione;
- abbiamo vigilato sull'osservanza della legge e dello statuto;
- non abbiamo rilevato l'esistenza di operazioni atipiche e/o inusuali con società del Gruppo, con terzi o con parti correlate, né abbiamo ricevuto indicazioni della loro esistenza dagli amministratori o dalla società di revisione;
- sulla base delle informazioni rese dagli amministratori ai sensi di legge, non risultano operazioni in potenziale conflitto d'interessi con essi e non ne sussistono con i sindaci;
- abbiamo acquisito informazioni e vigilato, per quanto di competenza, sull'adeguatezza dell'assetto organizzativo adottato;
- abbiamo attivato sistematici contatti con i rappresentanti di Reconta Ernst & Young S.p.A. – titolare dell'incarico di revisione legale per il novennio 2010-2018 – e tenuto conto dei risultati raggiunti sulla gestione amministrativa e contabile, comunicatici e commentatici periodicamente; essi non ci hanno segnalato fatti ritenuti censurabili od omissioni, né abbiamo avuto differenti occasioni di conoscenza in merito;
- nel 2013, è stato conferito un incarico aggiuntivo per le procedure di revisione delle società Aes S.p.A. e Acam S.p.A., necessarie all'applicazione del metodo del patrimonio netto, alla stessa società di revisione;
- non abbiamo avuto evidenza di incarichi attribuiti, nel corso dell'esercizio, a soggetti ad essa legati da rapporti continuativi;
- abbiamo vigilato, anche mediante confronti con i rappresentanti di Reconta Ernst & Young S.p.A., sul funzionamento del sistema amministrativo-contabile, al fine di valutarne l'affidabilità, l'adeguatezza e la capacità di rappresentare correttamente i fatti di gestione;
- abbiamo incontrato rappresentanti della funzione internal audit, acquisendo informazioni in ordine alla sua struttura organizzativa e funzionale, alle metodologie di valutazione dei rischi e ai criteri adottati nella definizione del piano dei suoi interventi per l'esercizio;
- siamo stati aggiornati e abbiamo esaminato i rapporti sulle risultanze dei controlli svolti con riferimento a Italgas S.p.A. e a Napoletanagas S.p.A.; ove tali attività abbiano reso necessarie azioni correttive, ne abbiamo monitorato l'esecuzione mediante l'esame dei report di follow up emessi;
- abbiamo incontrato l'Organismo di Vigilanza, che ha relazionato in merito all'aggiornamento del Modello 231 e all'attività di diffusione dello stesso e del Codice Etico;

- abbiamo preso visione e ottenuto informazioni sulle attività di carattere organizzativo e procedurale poste in essere ai sensi del D. Lgs. 231/2001;
- abbiamo acquisito informazioni e vigilato in merito all'adeguatezza e al funzionamento del Sistema di Controllo Interno, considerando anche il rapporto 2013, da cui risulta la sua efficacia;
- abbiamo incontrato il Collegio di Snam S.p.A. e quello di Napoletanagas S.p.A, dando corso allo scambio di reciproche informazioni;
- non siamo stati destinatari e non abbiamo avuto notizia del pervenimento di denunce ex art 2408 C.C;
- abbiamo esaminato i rapporti periodici sulle segnalazioni, anche anonime, ricevute dalla Società, gli esiti delle relative istruttorie ed i conseguenti provvedimenti disciplinari assunti; al riguardo, non abbiamo osservazioni da formulare;
- abbiamo espresso parere favorevole quanto alla rimodulazione della composizione dell'Organismo di Vigilanza, alle proposte relative all'aggiornamento del Modello 231 e al conferimento del menzionato incarico aggiuntivo alla società di revisione.

Abbiamo considerato, per quanto di competenza, l'impostazione e la struttura del progetto di bilancio, il cui stato patrimoniale pareggia in euro 4.907.323.974, e che evidenzia il patrimonio netto di euro 2.193.569.112, incluso l'utile di euro 315.075.887.

Gli amministratori, nella relazione sulla gestione, tra l'altro: illustrano la genesi del risultato; ripercorrono i profili salienti dell'attività sociale e di quella delle principali partecipate; commentano i dati economici, finanziari e patrimoniali più rilevanti; elencano le numerose tipologie di operazioni di scambio di beni e di servizi intervenuti con le partecipate, con la controllante, con le società del Gruppo Snam, fornendo informazioni sui criteri seguiti in merito all'attuazione e alla regolazione delle stesse.

Nella nota integrativa, essi indicano i principi contabili e i criteri di determinazione dei valori patrimoniali e reddituali, riportando la composizione e le variazioni intervenute nella consistenza delle voci dello stato patrimoniale e del conto economico.

Poiché la controllante Snam S.p.A. redige il bilancio consolidato, la Società continua ad avvalersi della facoltà di esonero dal formare il proprio.

Per effetto della riferita attività svolta direttamente in merito all'impostazione ed alla struttura del progetto di bilancio, nonché delle favorevoli conclusioni della società di revisione, riteniamo che esso possa essere approvato, unitamente alla proposta di destinazione dell'utile formulata dal Consiglio di Amministrazione.

18 marzo 2014

Il collegio sindacale

Roberto Lonzar

Stefania Mancino

Paolo Piccatti



Reconta Ernst & Young S.p.A.
Via Confindenza, 10
10121 Torino

Tel: +39 011 5161611
Fax: +39 011 5612554
ey.com

**Relazione della società di revisione
ai sensi dell'art. 14 del D. Lgs. 27.1.2010, n. 39 e dell'art. 165 del D. Lgs. 24 febbraio
1998, n. 58**

All'Azionista della
Italgas - Società Italiana per il Gas p.A.

1. Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio d'esercizio, costituito dallo stato patrimoniale, dal conto economico, dal prospetto dell'utile complessivo, dal prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto, dal rendiconto finanziario e dalle relative note di commento, della Italgas - Società Italiana per il Gas p.A. chiuso al 31 dicembre 2013. La responsabilità della redazione del bilancio in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea compete agli Amministratori della Italgas - Società Italiana per il Gas 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 e i criteri per la revisione contabile raccomandati dalla Consob. In conformità ai predetti principi e criteri, la revisione è stata pianificata e svolta al fine di acquisire ogni elemento necessario per accertare se il bilancio d'esercizio 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.

Per quanto riguarda i dati comparativi relativi al bilancio dell'esercizio precedente ed allo stato patrimoniale al 1 gennaio 2012, derivato dal bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2011, rideterminati in seguito all'applicazione retroattiva dell'emendamento allo IAS 19, come illustrato nelle note di commento, si fa riferimento alle relazioni emesse rispettivamente da noi in data 26 febbraio 2013 e in data 27 marzo 2012. Le modalità di rideterminazione dei dati comparativi e la relativa informativa presentata nelle note di commento sono state da noi esaminate ai fini dell'emissione della presente relazione.

3. A nostro giudizio, il bilancio d'esercizio della Italgas - Società Italiana per il Gas p.A. al 31 dicembre 2013 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 della Italgas - Società Italiana per il Gas p.A. per l'esercizio chiuso a tale data.
4. Come consentito dalla vigente normativa, la Società si è avvalsa della facoltà di esonero dalla predisposizione del bilancio consolidato, in quanto redatto dalla controllante Snam S.p.A..

Reconta Ernst & Young S.p.A.
Sede Legale: 00198 Roma - Via Po, 32
Capitale Sociale € 1.402.500,00 i.v.
Iscritta alla S.O. del Registro delle Imprese presso la C.C.I.A.A. di Roma
Codice fiscale e numero di Iscrizione 00434000584
PIVA 00891231003
Iscritta all'Albo Revisori Contabili al n. 70945 Pubblicato sulla G.U. Suppl. 13 - IV Serie Speciale del 17/2/1998
Iscritta all'Albo Speciale delle società di revisione
Consob al progressivo n. 2 delibera n.10831 del 16/7/1997

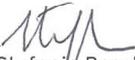
A member firm of Ernst & Young Global Limited



5. La responsabilità della redazione della relazione sulla gestione, in conformità a quanto previsto dalle norme di legge, compete agli Amministratori della Italgas - Società Italiana per il Gas 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 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 d'esercizio della Società Italiana per il Gas p.A. al 31 dicembre 2013.

Torino, 18 marzo 2014

Reconta Ernst & Young S.p.A.


Stefania Boschetti
(Socio)

Deliberazioni dell'Assemblea degli Azionisti

L'Assemblea Ordinaria degli Azionisti di Italgas, riunitasi il giorno 11 aprile 2014, ha deliberato di:

- approvare il Bilancio di esercizio al 31 dicembre 2013, che chiude con un utile di esercizio di 315.075.887,03 euro;
- deliberare l'attribuzione dell'utile di esercizio di 315.075.887,03 euro come segue:
 - all'Azionista, a titolo di dividendo, in ragione di 0,6245 euro per azione per le 252.263.314 azioni ordinarie di valore nominale di 1 euro, l'importo di 157.538.439,59 euro;
 - destinare a "Utili Portati a Nuovo" l'importo residuo di 157.537.447,44 euro;
- approvare la messa in pagamento del dividendo a partire dal quindicesimo giorno successivo alla data dell'Assemblea degli Azionisti.

San Donato Milanese, 11 aprile 2014



ITALGAS

A cura di
Snam

Stampa
AG Printing

Stampato su carta ecologica:
Fedrigoni Symbol Freelifa

Per informazioni rivolgersi a
Italgas S.p.A.
Largo Regio Parco, 9
10153 Torino
Sito Internet: www.italgas.it

Marzo 2014



ITALGAS
