Prospetto Informativo

relativo all'offerta in opzione agli azionisti e all'ammissione a quotazione sul Mercato Telematico Azionario organizzato e gestito da Borsa Italiana S.p.A. di azioni ordinarie Snam Rete Gas S.p.A.

Prospetto Informativo depositato presso Consob in data 24 aprile 2009, a seguito di comunicazione dell'avvenuto rilascio del nulla osta con nota del 21 aprile 2009, protocollo n. 9035821.

Il Prospetto Informativo contiene anche le informazioni previste dagli artt. 71 e 71-*bis* del Regolamento Emittenti approvato con Delibera Consob n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modifiche e integrazioni.

L'adempimento di pubblicazione del presente Prospetto Informativo non comporta alcun giudizio della Consob sull'opportunità dell'investimento proposto e sul merito dei dati e delle notizie allo stesso relativi.

Il presente Prospetto Informativo è disponibile presso la sede sociale di Snam Rete Gas S.p.A. in Piazza Santa Barbara, 7, San Donato Milanese - Milano, nonché sul sito internet della società www.snamretegas.it e presso Borsa Italiana in Piazza Affari, 6, Milano.

INDICE

ARTICOLO **PAGINA**

DEFINIZIONI **9**
GLOSSARIO **13**
NOTA DI SINTESI **19**
SEZIONE PRIMA **35**
1. PERSONE RESPONSABILI 37
1.1 PERSONE RESPONSABILI DEL PROSPETTO INFORMATIVO 37
1.2 DICHIARAZIONE DI RESPONSABILITÀ 37
2. REVISORI LEGALI DEI CONTI 38
2.1 REVISORI LEGALI DELL'EMITTENTE 38
2.2 REVISORI LEGALI DI ITALGAS E STOGIT 38
2.3 INFORMAZIONI SUI RAPPORTI CON LA SOCIETÀ DI REVISIONE 39
3. INFORMAZIONI FINANZIARIE SELEZIONATE 40
4. FATTORI DI RISCHIO 49
5. INFORMAZIONI SULLA SOCIETÀ 72
5.1 STORIA ED EVOLUZIONE DELLA SOCIETÀ 72
5.1.1 DENOMINAZIONE SOCIALE DELLA SOCIETÀ 72
5.1.2 LUOGO DI REGISTRAZIONE DELLA SOCIETÀ E SUO NUMERO DI REGISTRAZIONE 72
5.1.3 DATA DI COSTITUZIONE E DURATA DELLA SOCIETÀ 72
5.1.4 DOMICILIO E FORMA GIURIDICA DELLA SOCIETÀ, LEGISLAZIONE IN BASE ALLA QUALE OPERA, PAESE DI COSTITUZIONE, INDIRIZZO E NUMERO DI TELEFONO DELLA SEDE SOCIALE 72
5.1.5 FATTI IMPORTANTI NELL'EVOLUZIONE DELL'ATTIVITÀ DELLA SOCIETÀ 72
5.2 INVESTIMENTI 77
5.2.1 INVESTIMENTI EFFETTUATI NEL CORSO DELL'ULTIMO TRIENNIO 77
5.2.2 INVESTIMENTI IN CORSO DI REALIZZAZIONE 80
5.2.3 INVESTIMENTI FUTURI 80
6. PANORAMICA DELLE ATTIVITÀ 82
6.1 PRINCIPALI ATTIVITÀ 82
6.1.1 INTRODUZIONE 82
6.1.2 IL GAS NATURALE IN ITALIA 82
6.1.3 LA STRUTTURA DELL'INDUSTRIA 84
6.2 L'ATTIVITÀ DI TRASPORTO SVOLTA DA SNAM RETE GAS 86
6.2.1 IL SISTEMA DI TRASPORTO DI SNAM RETE GAS 86
6.2.2 IL SERVIZIO DI TRASPORTO 92
6.2.3 ANDAMENTO OPERATIVO DELL'ATTIVITÀ DI TRASPORTO 96
6.3 LE ATTIVITÀ DI RIGASSIFICAZIONE DEL GNL SVOLTA DA GNL ITALIA 99

6.3.1 IL TERMINALE GNL DI PANIGAGLIA 100
6.3.2 IL PROCESSO DI CONFERIMENTO DELLA CAPACITÀ DI RIGASSIFICAZIONE 101
6.3.3 ANDAMENTO OPERATIVO ATTIVITÀ DI RIGASSIFICAZIONE 102
6.4 L'ATTIVITÀ DI STOCCAGGIO DEL GAS NATURALE SVOLTA DA STOGIT 102
6.4.1 INFRASTRUTTURE DI STOCCAGGIO 103
6.4.2 SERVIZI DI STOCCAGGIO 106
6.5 L'ATTIVITÀ DI DISTRIBUZIONE SVOLTA DA ITALGAS 107
6.5.1 L'ATTIVITÀ DI DISTRIBUZIONE 107
6.5.2 IL SISTEMA DISTRIBUTIVO: MODALITÀ DI FUNZIONAMENTO E DATI OPERATIVI 109
6.6 QUADRO NORMATIVO 112
6.6.1 LA NORMATIVA COMUNITARIA 112
6.6.2 LA NORMATIVA NAZIONALE E L'ATTUAZIONE DELLE DIRETTIVE COMUNITARIE 112
6.6.3 DEFINIZIONI NORMATIVE 115
6.6.4 ACCESSO AL SERVIZIO 117
6.6.5 DETERMINAZIONE DELLE TARIFFE 119
6.6.6 SEPARAZIONE SOCIETARIA, AMMINISTRATIVA E CONTABILE ("UNBUNDLING") 124
6.7 PROGRAMMI FUTURI E STRATEGIE 127
6.8 PRINCIPALI MERCATI 127
6.9 FATTORI ECCEZIONALI 128
6.10 DIPENDENZA DA BREVETTI O LICENZE, DA CONTRATTI INDUSTRIALI, COMMERCIALI O FINANZIARI, O DA NUOVI PROCEDIMENTI DI FABBRICAZIONE 128
6.11 POSIZIONE CONCORRENZIALE 129
6.12 GESTIONE DEI RISCHI 130
6.12.1 PREMESSA 130
6.12.2 RISCHIO DI MERCATO 130
6.12.3 RISCHIO LIQUIDITÀ 132
6.12.4 RISCHIO OPERATION 133
7. STRUTTURA ORGANIZZATIVA 134
7.1 GRUPPO DI APPARTENENZA DELL'EMITTENTE 134
8. IMMOBILI, IMPIANTI E MACCHINARI 135
8.1 IMMOBILIZZAZIONI MATERIALI 135
8.1.1 BENI IMMOBILI, IMPIANTI E ATTREZZATURE IN PROPRIETÀ 135
8.1.2 BENI IN USO 138
8.1.3 IMMOBILI IN LEASING 138
8.2 PROBLEMATICHE AMBIENTALI 138
9. RESOCONTO DELLA SITUAZIONE GESTIONALE E FINANZIARIA 139

9.1 SITUAZIONE FINANZIARIA 139
9.2 GESTIONE OPERATIVA 140
9.2.1 INFORMAZIONI RIGUARDANTI EVENTI IMPORTANTI CHE HANNO AVUTO RIPERCUSSIONI SIGNIFICATIVE SUL REDDITO DERIVANTE DALL'ATTIVITÀ DEL NUOVO GRUPPO SNAM RETE GAS 140
9.2.2 CONTI ECONOMICI RELATIVI AGLI ESERCIZI CHIUSI AL 31 DICEMBRE 2008, 2007 E 2006 DEL GRUPPO SNAM RETE GAS, RICONDUCIBILE ALL'ATTIVITÀ DI TRASPORTO E RIGASSIFICAZIONE 143
9.2.3 CONTI ECONOMICI RELATIVI AGLI ESERCIZI CHIUSI AL 31 DICEMBRE 2008, 2007 E 2006 DI STOGIT, RICONDUCIBILE ALL'ATTIVITÀ DI STOCCAGGIO 155
9.2.4 CONTI ECONOMICI RELATIVI AGLI ESERCIZI CHIUSI AL 31 DICEMBRE 2008, 2007 E 2006 DEL GRUPPO ITALGAS, RICONDUCIBILE ALL'ATTIVITÀ DI DISTRIBUZIONE 163
10. RISORSE FINANZIARIE 172
10.1 RISORSE FINANZIARIE 172
10.1.1 INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO 172
10.1.2 STRUMENTI FINANZIARI DERIVATI 175
10.2 FLUSSI DI CASSA RELATIVI AGLI ESERCIZI CHIUSI AL 31 DICEMBRE 2008, 2007, 2006 176
10.3 RISCHI FINANZIARI 181
10.4 LIMITAZIONI ALL'USO DELLE RISORSE FINANZIARIE 181
10.5 FONTI PREVISTE DI FINANZIAMENTO 181
11. RICERCA E SVILUPPO, BREVETTI E LICENZE D'USO 182
11.1 L'ATTIVITÀ DI RICERCA E SVILUPPO 182
12. INFORMAZIONI SULLE TENDENZE PREVISTE 183
12.1 TENDENZE SIGNIFICATIVE RECENTI NELL'ANDAMENTO DELLA PRODUZIONE, DELLE VENDITE E DELLE SCORTE E NELL'EVOLUZIONE DEI COSTI E DEI PREZZI DI VENDITA DALLA CHIUSURA DELL'ULTIMO ESERCIZIO FINO ALLA DATA DEL PROSPETTO INFORMATIVO 183
12.2 INFORMAZIONI SU TENDENZE, INCERTEZZE, RICHIESTE, IMPEGNI O FATTI NOTI CHE POTREBBERO RAGIONEVOLMENTE AVERE RIPERCUSSIONI SIGNIFICATIVE SULLE PROSPETTIVE DELLA SOCIETÀ ALMENO PER L'ESERCIZIO IN CORSO 183
13. PREVISIONE O STIME DEGLI UTILI 187
14. ORGANI DI AMMINISTRAZIONE, DI DIREZIONE O DI VIGILANZA E ALTI DIRIGENTI 188
14.1 INFORMAZIONI CIRCA GLI ORGANI AMMINISTRATIVI, DI DIREZIONE E DI VIGILANZA, I SOCI E GLI ALTI DIRIGENTI 188
14.1.1 CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE 188
14.1.2 COLLEGIO SINDACALE 193
14.1.3 PRINCIPALI DIRIGENTI 199

14.2 CONFLITTO DI INTERESSI DEGLI ORGANI DI AMMINISTRAZIONE, DI DIREZIONE E DI VIGILANZA E DEGLI ALTI DIRIGENTI....202
14.2.1 POTENZIALI CONFLITTI DI INTERESSE DEI MEMBRI DEL CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE E DEL COLLEGIO SINDACALE O DEI PRINCIPALI DIRIGENTI....202
14.2.2 ACCORDI O INTESE DEI MEMBRI DEL CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE E DEL COLLEGIO SINDACALE O DEI DIRIGENTI CON I PRINCIPALI AZIONISTI, CLIENTI O FORNITORI DELL'EMITTENTE....202
14.2.3 EVENTUALI RESTRIZIONI CONCORDATE DAI MEMBRI DEL CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE E DEL COLLEGIO SINDACALE E DAI DIRIGENTI....202
15. REMUNERAZIONI E BENEFICI....204
15.1 REMUNERAZIONE E BENEFICI CORRISPOSTI AI MEMBRI DEL CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE, DEL COLLEGIO SINDACALE E AI PRINCIPALI DIRIGENTI....204
15.2 AMMONTARE DEGLI IMPORTI ACCANTONATI O ACCUMULATI DALL'EMITTENTE O DA SUE SOCIETÀ CONTROLLATE PER LA CORRESPONSIONE DI PENSIONI, INDENNITÀ DI FINE RAPPORTO O BENEFICI ANALOGHI....205
16. PRASSI DEL CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE....206
16.1 DURATA DELLA CARICA DEL CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE E DEL COLLEGIO SINDACALE....206
16.2 INFORMAZIONI SUI CONTRATTI DI LAVORO STIPULATI DAI MEMBRI DEGLI ORGANI DI AMMINISTRAZIONE, DI DIREZIONE O DI VIGILANZA CON LA SOCIETÀ O CON LE SOCIETÀ CONTROLLATE CHE PREVEDONO INDENNITÀ DI FINE RAPPORTO....206
16.3 INFORMAZIONI SUL COMITATO PER IL CONTROLLO INTERNO E SUL COMITATO PER LA REMUNERAZIONE DELLA SOCIETÀ....206
16.4 DICHIARAZIONE CHE ATTESTA L'OSSERVANZA DA PARTE DELLA SOCIETÀ DELLE NORME IN MATERIA DI GOVERNO SOCIETARIO VIGENTI....208
16.5 SEPARAZIONE SOCIETARIA, FUNZIONALE ED ORGANIZZATIVA DEI GESTORI DI SISTEMI DI TRASPORTO E DISPACCIAMENTO GAS FACENTI PARTE DI GRUPPI DI IMPRESE VERTICALMENTE INTEGRATE....208
17. DIPENDENTI....211
17.1 NUMERO DIPENDENTI....211
17.2 PARTECIPAZIONI AZIONARIE E STOCK OPTION....211
17.3 DESCRIZIONE DI EVENTUALI ACCORDI DI PARTECIPAZIONE DEI DIPENDENTI AL CAPITALE DELLA SOCIETÀ....215
18. PRINCIPALI AZIONISTI....216
18.1 PRINCIPALI AZIONISTI DELLA SOCIETÀ....216
18.2 DIRITTI DI VOTO DEI PRINCIPALI AZIONISTI....216
18.3 SOGGETTO CONTROLLANTE LA SOCIETÀ....216
18.4 ACCORDI CHE POSSONO DETERMINARE UNA VARIAZIONE DELL'ASSETTO DI CONTROLLO DELLA SOCIETÀ....216
19. OPERAZIONI CON PARTI CORRELATE....217

19.1 OPERAZIONI STRAORDINARIE CON PARTI CORRELATE....222
20. INFORMAZIONI FINANZIARIE RIGUARDANTI LE ATTIVITÀ E LE PASSIVITÀ, LA SITUAZIONE FINANZIARIA E I PROFITTI E LE PERDITE DELL'EMITTENTE....224
20.1 INFORMAZIONI FINANZIARIE RELATIVE AGLI ESERCIZI PASSATI....224
20.2 INFORMAZIONI *PRO-FORMA*....313
20.3 POLITICA DEI DIVIDENDI....329
20.4 PROCEDIMENTI GIUDIZIARI E ARBITRALI....330
20.4.1 PROCEDIMENTO PENALE....330
20.4.2 CONTENZIOSO CIVILE E AMMINISTRATIVO....331
20.4.3 CONTENZIOSO FISCALE....332
20.5 CAMBIAMENTI SIGNIFICATIVI NELLA SITUAZIONE FINANZIARIA O COMMERCIALE DELL'EMITTENTE....332
21. INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI....333
21.1 CAPITALE AZIONARIO....333
21.1.1 CAPITALE AZIONARIO EMESSO....333
21.1.2 AZIONI NON RAPPRESENTATIVE DEL CAPITALE....333
21.1.3 AZIONI PROPRIE....333
21.1.4 IMPORTO DELLE OBBLIGAZIONI CONVERTIBILI, SCAMBIABILI O CON WARRANT....333
21.1.5 INDICAZIONE DI EVENTUALI DIRITTI E/O OBBLIGHI DI ACQUISTO SUL CAPITALE DELLA SOCIETÀ AUTORIZZATO MA NON EMESSO O DI IMPEGNO ALL'AUMENTO DI CAPITALE....333
21.1.6 ESISTENZA DI OFFERTE IN OPZIONE AVENTI AD OGGETTO IL CAPITALE DI EVENTUALI MEMBRI DEL GRUPPO SNAM RETE GAS....334
21.1.7 DESCRIZIONE DELL'EVOLUZIONE DEL CAPITALE AZIONARIO....334
21.2 ATTO COSTITUTIVO E STATUTO....335
21.2.1 DESCRIZIONE DELL'OGGETTO SOCIALE E DEGLI SCOPI DELLA SOCIETÀ....335
21.2.2 SINTESI DELLE DISPOSIZIONI DELLO STATUTO DELLA SOCIETÀ RIGUARDANTI I MEMBRI DEGLI ORGANI DI AMMINISTRAZIONE, DI DIREZIONE E DI VIGILANZA....336
21.2.3 DESCRIZIONE DEI DIRITTI, DEI PRIVILEGI E DELLE RESTRIZIONI CONNESSI A CIASCUNA CLASSE DI AZIONI ESISTENTI....342
21.2.4 DESCRIZIONE DELLE MODALITÀ DI MODIFICA DEI DIRITTI DEI POSSESSORI DELLE AZIONI, CON INDICAZIONE DEI CASI IN CUI LE CONDIZIONI SONO PIÙ SIGNIFICATIVE DELLE CONDIZIONI PREVISTE PER LEGGE....343
21.2.5 DESCRIZIONE DELLE CONDIZIONI CHE DISCIPLINANO LE MODALITÀ DI CONVOCAZIONE DELLE ASSEMBLEE ANNUALI E DELLE ASSEMBLEE STRAORDINARIE DEGLI AZIONISTI, IVI COMPRESE LE CONDIZIONI DI AMMISSIONE....344

21.2.6 DESCRIZIONE DELLE DISPOSIZIONI DELLO STATUTO CHE POTREBBERO AVERE L'EFFETTO DI RITARDARE, RINVIARE O IMPEDIRE UNA MODIFICA DELL'ASSETTO DI CONTROLLO DELLA SOCIETÀ 345
21.2.7 INDICAZIONE DI EVENTUALI DISPOSIZIONI DELLO STATUTO DELLA SOCIETÀ CHE DISCIPLINANO LA SOGLIA DI POSSESSO AL DI SOPRA DELLA QUALE VIGE L'OBBLIGO DI COMUNICAZIONE AL PUBBLICO DELLA QUOTA DI AZIONI POSSEDUTA 345
21.2.8 DESCRIZIONE DELLE CONDIZIONI PREVISTE DALL'ATTO COSTITUTIVO E DALLO STATUTO PER LA MODIFICA DEL CAPITALE SOCIALE 346
22. CONTRATTI IMPORTANTI 347
22.1 PROGETTO GALSI 347
22.2 L'ACQUISIZIONE DI ITALGAS 348
22.3 L'ACQUISIZIONE DI STOGIT 351
22.4 MOTIVAZIONI E FINALITÀ DELLE ACQUISIZIONI 354
22.5 FONTI DI FINANZIAMENTO INDIVIDUATE A COPERTURA DEL PREZZO DELLE ACQUISIZIONI 355
23. INFORMAZIONI PROVENIENTI DA TERZI, PARERI DI ESPERTI E DICHIARAZIONI DI INTERESSI 357
23.1 RELAZIONI E PARERI DI ESPERTI 357
23.2 INFORMAZIONI PROVENIENTI DA TERZI 357
24. DOCUMENTI ACCESSIBILI AL PUBBLICO 358
25. INFORMAZIONI SULLE PARTECIPAZIONI 360
SEZIONE SECONDA 361
1. PERSONE RESPONSABILI 363
1.1 PERSONE RESPONSABILI DELLE INFORMAZIONI 363
1.2 DICHIARAZIONE DI RESPONSABILITÀ 363
2. FATTORI DI RISCHIO 364
3. INFORMAZIONI FONDAMENTALI 365
3.1 DICHIARAZIONE RELATIVA AL CAPITALE CIRCOLANTE 365
3.2 FONDI PROPRI E INDEBITAMENTO 365
3.3 INTERESSI DI PERSONE FISICHE E GIURIDICHE PARTECIPANTI ALL'OFFERTA 365
3.4 RAGIONI DELL'OFFERTA E IMPIEGO DEI PROVENTI 365
4. INFORMAZIONI RIGUARDANTI GLI STRUMENTI FINANZIARI DA OFFRIRE E DA AMMETTERE ALLA NEGOZIAZIONE 367
4.1 TIPO E CLASSE DEGLI STRUMENTI FINANZIARI OFFERTI AL PUBBLICO E AMMESSI ALLA NEGOZIAZIONE 367
4.2 LEGISLAZIONE IN BASE ALLA QUALE LE AZIONI SARANNO EMESSE 367
4.3 CARATTERISTICHE DELLE AZIONI 367
4.4 VALUTA DI EMISSIONE DEGLI STRUMENTI FINANZIARI 367
4.5 DESCRIZIONE DEI DIRITTI CONNESSI ALLE AZIONI 367

4.6 INDICAZIONE DELLA DELIBERA IN VIRTÙ DELLA QUALE LE AZIONI SARANNO EMESSE 368
4.7 DATA PREVISTA PER L'EMISSIONE DELLE AZIONI 368
4.8 DESCRIZIONE DI EVENTUALI RESTRIZIONI ALLA LIBERA TRASFERIBILITÀ DEGLI STRUMENTI FINANZIARI 368
4.9 INDICAZIONE DELL'ESISTENZA DI EVENTUALI NORME IN MATERIA DI OBBLIGO DI OFFERTA AL PUBBLICO DI ACQUISTO E/O DI OFFERTA DI ACQUISTO E DI VENDITA RESIDUALI IN RELAZIONE ALLE AZIONI 368
4.10 INDICAZIONE DELLE OFFERTE PUBBLICHE DI ACQUISTO EFFETTUATE DA TERZI SULLE AZIONI DELLA SOCIETÀ NEL CORSO DELL'ULTIMO ESERCIZIO E DELL'ESERCIZIO IN CORSO 369
4.11 REGIME FISCALE 369
5. CONDIZIONI DELL'OFFERTA 380
5.1 CONDIZIONI, STATISTICHE RELATIVE ALL'OFFERTA, CALENDARIO PREVISTO E MODALITÀ DI SOTTOSCRIZIONE DELL'OFFERTA 380
5.1.1 CONDIZIONI ALLE QUALI L'OFFERTA È SUBORDINATA 380
5.1.2 AMMONTARE TOTALE DELL'OFFERTA 380
5.1.3 PERIODO DI VALIDITÀ DELL'OFFERTA E MODALITÀ DI SOTTOSCRIZIONE 380
5.1.4 REVOCA E SOSPENSIONE DELL'OFFERTA 381
5.1.5 RIDUZIONE DELLE ADESIONI E MODALITÀ DI RIMBORSO 382
5.1.6 AMMONTARE MINIMO E/O MASSIMO DELLE ADESIONI 382
5.1.7 POSSIBILITÀ DI RITIRARE L'ADESIONE 382
5.1.8 MODALITÀ E TERMINI PER IL PAGAMENTO E LA CONSEGNA DELLE AZIONI 382
5.1.9 PUBBLICAZIONE DEI RISULTATI DELL'OFFERTA 383
5.1.10 PROCEDURA PER L'ESERCIZIO DI UN EVENTUALE DIRITTO DI PRELAZIONE, PER LA NEGOZIABILITÀ DEI DIRITTI DI SOTTOSCRIZIONE E PER IL TRATTAMENTO DEI DIRITTI DI SOTTOSCRIZIONE NON ESERCITATI 383
5.2 PIANO DI RIPARTIZIONE E DI ASSEGNAZIONE 383
5.2.1 DESTINATARI E MERCATI DELL'OFFERTA 383
5.2.2 IMPEGNI A SOTTOSCRIVERE LE AZIONI 384
5.2.3 INFORMAZIONI DA COMUNICARE PRIMA DELL'ASSEGNAZIONE 385
5.2.4 PROCEDURA PER LA COMUNICAZIONE AI SOTTOSCRITTORI DELL'AMMONTARE ASSEGNATO 385
5.2.5 OVER ALLOTMENT E GREENSHOE 385
5.3 FISSAZIONE DEL PREZZO 385
5.3.1 PREZZO DI OFFERTA 385
5.3.2 LIMITAZIONE DEL DIRITTO DI OPZIONE DEGLI AZIONISTI 385
5.3.3 EVENTUALE DIFFERENZA TRA IL PREZZO DI EMISSIONE DELLE AZIONI E PREZZO DELLE AZIONI PAGATO NEL CORSO DELL'ANNO

PRECEDENTE O DA PAGARE DA PARTE DEI MEMBRI DEL CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE, DEI MEMBRI DEL COLLEGIO SINDACALE, DEI PRINCIPALI DIRIGENTI O PERSONE AFFILIATE 385
5.4 COLLOCAMENTO E SOTTOSCRIZIONE 386
5.4.1 INDICAZIONE DEI RESPONSABILI DEL COLLOCAMENTO DELL'OFFERTA E DEI COLLOCATORI 386
5.4.2 DENOMINAZIONE E INDIRIZZO DEGLI ORGANISMI INCARICATI DEL SERVIZIO FINANZIARIO E DEGLI AGENTI DEPOSITARI IN OGNI PAESE....386
5.4.3 IMPEGNI DI SOTTOSCRIZIONE E GARANZIA 386
5.4.4 DATA DI STIPULA DELL'ACCORDO DI SOTTOSCRIZIONE E GARANZIA 387
6. AMMISSIONE ALLA NEGOZIAZIONE E MODALITÀ DI NEGOZIAZIONE 388
6.1 DOMANDA DI AMMISSIONE ALLE NEGOZIAZIONI....388
6.2 ALTRI MERCATI REGOLAMENTATI....388
6.3 ALTRE OPERAZIONI....388
6.4 INTERMEDIARI NEL MERCATO SECONDARIO 388
6.5 STABILIZZAZIONE 388
7. POSSESSORI DI STRUMENTI FINANZIARI CHE PROCEDONO ALLA VENDITA 389
8. SPESE LEGATE ALL'OFFERTA....390
8.1 PROVENTI NETTI TOTALI E STIMA DELLE SPESE TOTALI LEGATE ALL'OFFERTA 390
9. DILUIZIONE 391
9.1 AMMONTARE E PERCENTUALE DELLA DILUIZIONE IMMEDIATA DERIVANTE DALL'OFFERTA 391
10. INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI....392
10.1 CONSULENTI....392
10.2 INDICAZIONE DI ALTRE INFORMAZIONI CONTENUTE NELLA PRESENTE SEZIONE SOTTOPOSTE A REVISIONE O A REVISIONE LIMITATA DA PARTE DI REVISORI LEGALI DEI CONTI 392
10.3 PARERI O RELAZIONI DEGLI ESPERTI....392
10.4 INFORMAZIONI PROVENIENTI DA TERZI....392
APPENDICI....393
ALLEGATO 1 395
ALLEGATO 2 401
ALLEGATO 3 403

DEFINIZIONI

Si riporta di seguito un elenco delle principali definizioni e dei termini utilizzati, in maniera più ricorrente, all'interno del Prospetto Informativo. Tali definizioni e termini (menzionati nella loro forma singolare o plurale), salvo quanto diversamente specificato, hanno il significato di seguito indicato.

Acquisizioni	L'acquisto dell'intero capitale sociale di Italgas e Stogit in base ai contratti stipulati in data 12 febbraio 2009 tra Snam Rete Gas ed Eni.
Aumento di Capitale	L'aumento di capitale sociale a pagamento di Euro 3.470.728.647 da eseguirsi in forma scindibile, mediante emissione di massime n. 1.614.292.394 azioni ordinarie del valore nominale unitario di Euro 1,00 cadauna, da offrirsi in opzione agli aventi diritto ai sensi dell'articolo 2441, primo comma, del Codice Civile.
AEEG	L'Autorità per l'energia elettrica e il gas, operativa dal 1997, preposta alla regolamentazione dei mercati nazionali dell'energia elettrica e del gas naturale. Tra le sue funzioni vi sono la determinazione e l'aggiornamento delle tariffe, nonché la predisposizione delle regole per l'accesso alle infrastrutture e per l'erogazione dei servizi relativi alle attività di trasporto e dispacciamento del gas naturale, di rigassificazione del GNL, di stoccaggio e di distribuzione del gas naturale.
Azioni	Le n. 1.614.292.394 azioni ordinarie di nuova emissione della Società, ciascuna del valore nominale di Euro 1,00, oggetto dell'Offerta in Opzione.
BNP PARIBAS	BNP Paribas, con sede legale in 16 Boulevard des Italiens, 75009 - Parigi, Francia.
Borsa Italiana	Borsa Italiana S.p.A., con sede in Piazza Affari 6, Milano.
Capitale Sociale di Snam Rete Gas Post Offerta	Il capitale sociale dell'Emittente, quale risulterà ipotizzando l'integrale sottoscrizione dell'Aumento di Capitale.
Co-Bookrunners	BNP PARIBAS, Credit Suisse, Merrill Lynch International e UniCredit Group (HVB).
Codice Civile	Il Regio Decreto 16 marzo 1942, n. 262, come successivamente modificato e integrato.
Codice di Autodisciplina	Il Codice di Autodisciplina delle società quotate predisposto ed approvato dal Comitato per la *Corporate Governance* di Borsa Italiana.
Consob	Commissione Nazionale per le Società e la Borsa, con sede in Via G.B. Martini 3, Roma.
Credit Suisse	Credit Suisse Securities (Europe) Limited, con sede legale in One Cabot Square, Londra, E14 4QJ, Regno Unito.

Data del Prospetto Informativo	La data di pubblicazione del Prospetto Informativo.
Diritti di Opzione	I diritti che danno diritto alla sottoscrizione delle Azioni.
Emittente o Snam Rete Gas o la Società	Snam Rete Gas S.p.A. con sede legale in Piazza Santa Barbara 7, San Donato Milanese, Milano.
Eni	Eni S.p.A. con sede legale in Piazzale Enrico Mattei 1, Roma.
Galsi	Società di sviluppo, realizzazione e gestione del gasdotto Algeria-Italia Via Sardegna S.p.A. in forma abbreviata Galsi S.p.A.. Galsi è partecipata da Sonatrach per il 41,6%, da Edison S.p.A. per il 20,8%, da Enel Produzione S.p.A. per il 15,6%, da Hera Trading S.r.l. per il 10,4% e da Società Finanziaria Industriale Rinascita Sardegna s.f.i.r.s. S.p.A. per l'11,5%.
GNL Italia	GNL Italia S.p.A., con sede legale in Piazza Santa Barbara, 7, San Donato Milanese, Milano.
Gruppo Eni	Eni e le società dalla stessa controllate ai sensi dell'articolo 2359 del Codice Civile e dell'articolo 93 del TUF.
Gruppo Italgas	Italgas e le società dalla stessa controllate ai sensi dell'articolo 2359 del Codice Civile e dell'articolo 93 del TUF.
Gruppo Snam Rete Gas	Snam Rete Gas e la controllata GNL Italia.
IFRS o Principi Contabili Internazionali	Tutti gli "*International Financial Reporting Standards*", tutti gli "*International Accounting Standards*" (IAS), tutte le interpretazioni dell'"*International Reporting Interpretations Committee*" (IFRIC), precedentemente denominate "*Standing Interpretations Committe*" (SIC), adottati dall'Unione Europea.
Italgas	Società Italiana per il Gas S.p.A. o Italgas S.p.A. con sede legale in Largo Regio Parco, 9, Torino.
Joint Global Coordinators e Joint Bookrunners	Mediobanca, Morgan Stanley e UBS.
Mediobanca	Mediobanca - Banca di Credito Finanziario S.p.A., con sede legale in Piazzetta Cuccia, 1, Milano.
Merrill Lynch International	Merrill Lynch International, con sede legale in 2 King Edward Street, Londra, EC1A 1HQ, Regno Unito.
Monte Titoli	Monte Titoli S.p.A., con sede legale in Via Mantegna, 6, Milano.
Morgan Stanley	Morgan Stanley & Co. International Plc con sede legale in 25 Cabot Square, Canary Wharf, Londra, E14 4QA, Regno Unito.

MTA o Mercato Telematico Azionario	Il Mercato Telematico Azionario organizzato e gestito da Borsa Italiana.
Nuovo Gruppo Snam Rete Gas	Snam Rete Gas, GNL Italia, Stogit ed il Gruppo Italgas.
Offerta in Borsa	Il periodo di offerta sul mercato regolamentato dei Diritti di Opzione non esercitati nel Periodo di Opzione, ai sensi dell'articolo 2441, terzo comma, del Codice Civile.
Offerta o Offerta in Opzione	L'offerta in opzione di n. 1.614.292.394 Azioni, rivolta agli azionisti di Snam Rete Gas nel rapporto di n. 11 Azioni ogni n. 12 azioni ordinarie Snam Rete Gas possedute.
Parti Correlate	Indica i soggetti ricompresi nella definizione del principio contabile internazionale IAS 24.
Periodo di Opzione	Periodo di adesione all'Offerta in Opzione compreso tra il 27 aprile 2009 e il 15 maggio 2009 inclusi.
Piano Strategico 2009-2012	Il piano strategico, approvato dal Consiglio di Amministrazione dell'Emittente in data 12 febbraio 2009, che individua le scelte d'indirizzo strategico d'impresa e programma le azioni necessarie al raggiungimento degli obiettivi definiti per il periodo 2009-2012.
Prezzo di Offerta	Il prezzo al quale ciascuna Azione è offerta in opzione nell'ambito dell'Offerta, pari a Euro 2,15, di cui Euro 1,15 a titolo di sovrapprezzo.
Prospetto Informativo	Il presente prospetto informativo di Offerta in Opzione e di ammissione a quotazione sul Mercato Telematico Azionario organizzato e gestito da Borsa Italiana S.p.A.. Il Prospetto Informativo contiene anche le informazioni previste dagli artt. 71 e 71-*bis* del Regolamento Emittenti.
Regolamento CE 1606/2002	Il Regolamento CE del 19 luglio 2002 relativo all'applicazione dei Principi Contabili Internazionali.
Regolamento di Borsa	Il regolamento dei mercati organizzati e gestiti da Borsa Italiana, vigente alla Data del Prospetto Informativo.
Regolamento Emittenti	Il regolamento adottato da Consob con Delibera n. 11971 in data 14 maggio 1999 e sue successive modifiche ed integrazioni.
Società di Revisione	PricewaterhouseCoopers S.p.A., con sede in Via Monte Rosa, 91, Milano.
Statuto	Lo statuto sociale dell'Emittente vigente alla Data del Prospetto Informativo.
Stogit	Stoccaggi Gas Italia S.p.A. o Stogit S.p.A. con sede legale in Via dell'Unione Europea, 4, San Donato Milanese, Milano.

Testo Unico della Finanza o TUF	Il Decreto Legislativo n. 58 del 24 febbraio 1998 e sue successive modifiche ed integrazioni.
Testo Unico Bancario o TUB	Il Decreto Legislativo n. 385 del 1 settembre 1993 e sue successive modifiche ed integrazioni.
Testo Unico delle Imposte sui Redditi o TUIR	Il Decreto del Presidente della Repubblica del 22 dicembre 1986, n. 917 e sue successive modifiche ed integrazioni.
UBS	UBS Limited con sede legale in 1 Finsbury Avenue, Londra, EC2M 2PP, Regno Unito.
UniCredit Group (HVB)	Bayerische Hypo- und Vereinsbank AG, Succursale di Milano con sede legale in Via Tommaso Grossi, 10, 20121 - Milano.

GLOSSARIO

Anno Termico	Periodo temporale di riferimento in cui viene suddiviso il periodo di regolazione per l'attività di trasporto e dispacciamento del gas naturale e per l'attività di rigassificazione del GNL, la cui durata va dal 1 ottobre di ciascun anno al 30 settembre dell'anno successivo.
Anno Termico per l'Attività di Distribuzione	Periodo temporale di riferimento in cui viene suddiviso il periodo di regolazione per l'attività di distribuzione del gas naturale, la cui durata va dal 1 gennaio al 31 dicembre di ciascun anno.
Anno Termico per l'Attività di Stoccaggio	Periodo temporale di riferimento in cui viene suddiviso il periodo di regolazione per l'attività di stoccaggio del gas naturale, la cui durata va dal 1 aprile di ciascun anno al 31 marzo dell'anno successivo.
Centrali di Compressione	Impianti, di proprietà di Snam Rete Gas, aventi lo scopo di aumentare la pressione del gas nelle condotte e riportarla al valore necessario per assicurare il flusso di gas richiesto. Le centrali di compressione sono posizionate lungo la Rete Nazionale e comprendono generalmente più unità di compressione.
Centri di Manutenzione	Unità operative di Snam Rete Gas presidiate da personale specializzato e distribuite sul territorio nazionale lungo il sistema di trasporto, con il compito di garantire la manutenzione e l'esercizio dei gasdotti e di tutti gli impianti a questi connessi e di effettuare gli eventuali interventi di emergenza al fine di assicurare le regolari condizioni di esercizio dei gasdotti stessi.
Centro di Dispacciamento	Centro operativo, di proprietà di Snam Rete Gas, costantemente presidiato per la supervisione, il controllo e il governo del sistema di trasporto del gas naturale. Il Centro di Dispacciamento riceve informazioni in via telematica sulla pressione, portata e temperatura del gas nonché sulla situazione delle valvole di intercettazione delle condotte e delle Centrali di Compressione. In funzione delle informazioni ricevute e dei programmi di trasporto, il dispacciamento regola il flusso del gas agendo sulle valvole e sulle unità di compressione.
Cliente Idoneo	La persona fisica o giuridica che ha la capacità, per effetto del Decreto Letta, di stipulare contratti di fornitura, acquisto e vendita con qualsiasi produttore, importatore o grossista sia in Italia che all'estero, ed ha diritto di accesso al Sistema.
Codice di Distribuzione	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 naturale.

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 trasporto e dispacciamento del gas naturale.
Codice di Rigassificazione	Documento che stabilisce le norme che regolano i diritti e gli obblighi dei soggetti coinvolti nel processo di erogazione del servizio di rigassificazione del GNL.
Codice di Stoccaggio	Documento che stabilisce le norme che regolano i diritti e gli obblighi dei soggetti coinvolti nell'erogazione del servizio di stoccaggio del gas naturale.
Decreto Letta	Decreto Legislativo 23 maggio 2000, n. 164 "*Attuazione della Direttiva 98/30/CE recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale*".
Direttiva Gas	Direttiva 98/30/CE del Parlamento e del Consiglio Europeo del 22 giugno 1998.
Dispacciamento del gas naturale	Le operazioni finalizzate ad impartire disposizioni per l'utilizzazione e l'esercizio di tutti gli impianti necessari al funzionamento della rete di trasporto del gas naturale.
Distribuzione del gas naturale	Le operazioni finalizzate al trasporto del gas naturale attraverso reti di gasdotti in ambito urbano.
Gas Naturale Liquefatto (GNL)	Gas naturale, costituito prevalentemente da metano liquefatto per raffreddamento a circa -160 °C, a pressione atmosferica, allo scopo di renderlo idoneo al trasporto mediante apposite navi cisterna (metaniere) oppure allo stoccaggio in serbatoi. Per essere immesso nella Rete di Trasporto, il prodotto liquido deve essere riconvertito allo stato gassoso in impianti di rigassificazione del GNL e portato alla pressione di esercizio dei gasdotti.
Joule (J)	Il Joule è l'unità di misura dell'energia. I suoi multipli più usati sono il Giga Joule (1 GJ=1 miliardo di Joule) e il Mega Joule (1 MJ=1 milione di Joule).
metro cubo di gas (m^3)	Un quantitativo di gas che abbia contenuto energetico pari a 9.100 kcal (=38.100 J), riferito alle condizioni standard.
Periodo di Regolazione	Il periodo temporale, normalmente quadriennale, per il quale sono definiti i criteri per la determinazione delle tariffe per i servizi di trasporto e dispacciamento del gas naturale, di rigassificazione del GNL, di stoccaggio e di distribuzione del gas naturale.

PIG	Dispositivo utilizzato per verificare l'integrità delle condotte. Viene inserito e percorre l'interno delle tubazioni spinto dalla differenza di pressione che si crea a monte ed a valle del dispositivo stesso. Contiene una strumentazione che consente di raccogliere informazioni relative all'integrità della condotta ispezionata.
Potere Calorifico Superiore	La quantità di energia prodotta dalla combustione completa di una quantità unitaria di gas naturale a determinate condizioni, quando la pressione di reazione è mantenuta costante ed i prodotti della sua combustione vengono riportati alla temperatura iniziale dei reagenti.
Price-Cap	Meccanismo in base al quale un prezzo (*price*) viene aggiornato sulla base dell'andamento dell'inflazione e di un valore prefissato (*cap*) di efficienza/produttività.
Punto di Scambio Virtuale (PSV)	Punto virtuale situato tra i punti di entrata della Rete Nazionale e i punti di uscita della Rete Nazionale, presso il quale gli Utenti e gli altri soggetti abilitati possono effettuare, su base giornaliera, scambi e cessioni di gas.
RAB	Valore del capitale investito netto calcolato sulla base delle regole definite dall'AEEG per le imprese che svolgono le attività di trasporto e dispacciamento del gas naturale, rigassificazione del GNL, di stoccaggio e di distribuzione del gas naturale al fine della determinazione dei ricavi di riferimento.
Rete di Trasporto del Gas Naturale o Rete di Trasporto	Insieme dei gasdotti, degli impianti di linea, delle Centrali di Compressione e delle infrastrutture, che a carattere Nazionale e Regionale assicurano il trasporto di gas, mediante l'interconnessione con le reti di trasporto internazionali, i punti di produzione e di stoccaggio del gas naturale, ai punti di riconsegna finalizzati alla distribuzione ed utilizzo. È ripartita in Rete Nazionale di Gasdotti e Rete di Trasporto Regionale; il servizio di trasporto è da intendersi come un servizio integrato a partire dai punti di entrata e fino ai punti di riconsegna.

Rete Nazionale di Gasdotti o Rete Nazionale (RN)	Rete costituita da gasdotti di cui all'articolo 2 del Decreto Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato del 22 dicembre 2000 e successivi aggiornamenti annuali, ovvero l'insieme dei metanodotti e degli impianti dimensionati e verificati tenendo in considerazione i vincoli dati dalle importazioni/esportazioni, dalle principali produzioni nazionali e dagli stoccaggi, con la funzione di trasferire rilevanti quantità di gas da tali punti di immissione in rete fino alle macro aree di consumo. Con lo stesso obiettivo ne fanno parte alcuni metanodotti interregionali, nonché condotte di minori dimensioni aventi la funzione di chiudere maglie di rete formate dalle condotte sopra citate. La Rete Nazionale comprende inoltre le Centrali di Compressione e gli impianti connessi alle condotte sopra descritte.
Rete di Trasporto Regionale o Rete Regionale (RR)	Costituita da gasdotti non compresi nell'elenco di cui all'articolo 2 del Decreto Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato del 22 dicembre 2000 e successivi aggiornamenti annuali, aventi la funzione principale di movimentare e distribuire il gas in ambiti territoriali delimitati, tipicamente su scala regionale.
Rigassificazione del GNL	Le operazioni finalizzate alla conversione del GNL allo stato gassoso per l'immissione nella rete di trasporto del gas naturale.
Seconda Direttiva Gas	Direttiva 2003/55/CE del Parlamento e del Consiglio Europeo del 26 giugno 2003.
Shipper o Utente o Utente del Sistema Gas	È l'utilizzatore del Sistema Gas. Gli *Shipper* acquistano il gas da produttori, importatori o altri *Shipper* e vendono il gas a grandi clienti finali, quali centrali elettriche ed impianti industriali, normalmente collegati direttamente alla Rete di Trasporto, ai clienti residenziali e commerciali, collegati alla rete di distribuzione in ambito urbano o ad altri *Shipper*. A tal fine, gli *Shipper* utilizzano, attraverso le loro infrastrutture, i servizi forniti dalle imprese che operano nelle attività di trasporto e dispacciamento del gas naturale, di rigassificazione del GNL, di stoccaggio e di distribuzione del gas naturale. Nel Prospetto Informativo, ci si riferirà a *Shipper* o Utenti o Utenti del Sistema sia nel senso generale del Sistema Gas, sia come utilizzatori di uno o più dei servizi del Sistema stesso.
Sistema o Sistema Gas	La Rete di Trasporto, la rete di distribuzione, gli stoccaggi e gli impianti di GNL ubicati nel territorio nazionale e nelle zone marine soggette al diritto italiano di proprietà o gestiti dalle imprese di gas naturale, così come definito dal Decreto Letta.
Standard metro cubo (Sm^3)	Unità di misura di volume, usata per i gas, riferita a condizioni fisiche "*standard*", ossia alla pressione di 1,01325 bar (pressione atmosferica standard) ed alla temperatura di 15°C.

Stoccaggio del gas naturale	Le operazioni finalizzate all'immagazzinamento del gas naturale per il successivo utilizzo che consentono l'ottimizzazione dei flussi di gas in relazione alla variabilità della domanda, con particolare riferimento ai consumi invernali e ad eventuali picchi di domanda.
Tariffe di Rigassificazione	Prezzi unitari applicati al servizio di rigassificazione del GNL. Comprendono tariffe di capacità impegnata ("*Capacity*") e tariffe per unità di energia rigassificata ("*Commodity*") connesse rispettivamente alla capacità di rigassificazione richiesta dagli Utenti e ai volumi di gas scaricati dalle navi metaniere.
Tariffe di Trasporto	Prezzi unitari applicati al servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale. Comprendono tariffe di capacita impegnata ("*Capacity*") e tariffe per unità di energia trasportata ("*Commodity*") connesse, rispettivamente, alla capacità di trasporto richiesta dagli Utenti e al volume di gas immesso in rete.
Tonnellata equivalente di petrolio (tep)	L'equivalente energetico di una tonnellata di petrolio. Un miliardo di metri cubi di gas equivale a 0,825 milioni di tep. 1 milione di tep=1,212 miliardi di metri cubi di gas.
Trasporto del gas naturale	Le operazioni di movimentazione del gas naturale attraverso la rete di gasdotti.
WACC	*Weighted Average Cost of Capital* è il costo medio ponderato del capitale inteso come il costo che l'azienda deve sostenere per raccogliere risorse finanziarie presso soci e terzi finanziatori. Si tratta di una media ponderata tra il costo del capitale proprio ed il costo del debito, con "pesi" rappresentati dai mezzi propri e dai debiti finanziari complessivi.

[QUESTA PAGINA È STATA LASCIATA VOLUTAMETE BIANCA]

NOTA DI SINTESI

Avvertenze

Il presente Prospetto Informativo contiene anche le informazioni richieste ai sensi dell'art. 71 e art. 71-bis e dell'allegato 3B, schema n. 3 e n. 4 del Regolamento Emittenti.

Le informazioni su Stogit, Italgas e sul Gruppo Italgas contenute nel presente Prospetto Informativo sono tratte esclusivamente da documenti pubblici.

L'Emittente non assume alcuna responsabilità in relazione alla veridicità, esaustività o completezza di ogni e qualsiasi informazione tratta dai documenti pubblici, bilanci e/o dati contabili di Stogit, Italgas e del Gruppo Italgas contenute nel presente Prospetto Informativo. Tali informazioni sono state riprodotte fedelmente e, per quanto a conoscenza dell'Emittente, non sono stati omessi fatti che potrebbero rendere tali informazioni inesatte o ingannevoli.

Con riferimento ai bilanci di Italgas, delle società del Gruppo Italgas e di Stogit la responsabilità compete ai rispettivi organi amministrativi.

La presente Nota di Sintesi, redatta ai sensi del Regolamento 809/2004/CE e della Direttiva 2003/71/CE, riporta sinteticamente i rischi e le caratteristiche essenziali connessi all'Emittente, al Gruppo Snam Rete Gas, al Nuovo Gruppo Snam Rete Gas ed alle Azioni oggetto dell'Offerta.

Al fine di effettuare un corretto apprezzamento dell'investimento, gli investitori sono invitati a valutare le informazioni contenute nella Nota di Sintesi congiuntamente alle altre informazioni contenute nel Prospetto Informativo.

Si fa presente che la Nota di Sintesi non sarà oggetto di pubblicazione o di diffusione al pubblico separatamente dalle altre Sezioni in cui il Prospetto Informativo si articola.

In particolare, si avverte espressamente che:

(a) la Nota di Sintesi deve essere letta come un'introduzione al Prospetto Informativo;

(b) qualsiasi decisione di investire nelle Azioni dovrebbe basarsi sull'esame da parte dell'investitore del Prospetto Informativo completo;

(c) qualora sia proposta un'azione dinanzi all'autorità giudiziaria in merito alle informazioni contenute nel Prospetto Informativo, l'investitore ricorrente potrebbe essere tenuto a sostenere le spese di traduzione del Prospetto Informativo prima dell'inizio del procedimento; e

(d) la responsabilità civile incombe sulle persone che hanno redatto la Nota di Sintesi e, eventualmente, la sua traduzione, soltanto qualora la stessa Nota di Sintesi risulti fuorviante, imprecisa e incoerente se letta congiuntamente alle altre parti del Prospetto Informativo.

I termini riportati con la lettera maiuscola sono definiti nelle apposite sezioni *Definizioni* e *Glossario* del Prospetto Informativo. I rinvii a Sezioni, Capitoli e Paragrafi si riferiscono alle Sezioni, ai Capitoli ed ai Paragrafi del Prospetto Informativo.

A. FATTORI DI RISCHIO

L'operazione descritta nel Prospetto Informativo presenta gli elementi di rischio tipici di un investimento in titoli azionari quotati. Al fine di effettuare un corretto apprezzamento dell'investimento, gli investitori sono invitati a valutare gli specifici fattori di rischio relativi: (i) all'Emittente e al Gruppo Snam Rete Gas ad essa facente capo, (ii) al settore di attività in cui gli stessi operano e (iii) agli strumenti finanziari offerti. Inoltre, in considerazione del fatto che alla Data del Prospetto Informativo è in via di perfezionamento l'operazione di acquisizione di Italgas e Stogit, si riportano altresì alcuni rischi specifici, relativi alle attività di queste ultime e delle società da esse controllate.

I Fattori di Rischio descritti di seguito devono essere letti congiuntamente alle informazioni contenute nel Prospetto Informativo.

* * *

1. FATTORI DI RISCHIO RELATIVI ALL'EMITTENTE

1.1 Rischi connessi alle Acquisizioni

1.1.1 Rischi connessi al mancato perfezionamento delle Acquisizioni

1.1.2 Rischi connessi alla natura delle Acquisizioni quali operazioni con parti correlate

1.1.3 Rischi connessi al programma di finanziamento a servizio delle Acquisizioni

1.1.4 Rischi connessi alle informazioni relative a Italgas e Stogit contenute nel Prospetto Informativo

1.1.5 Rischi connessi alle attività svolte da Italgas e dalle Società del Gruppo Italgas

1.1.6 Rischi connessi all'attività svolta da Stogit

1.1.7 Rischi connessi all'integrazione con Stogit e Italgas

1.2 Rischi derivanti dal controllo e dalla dipendenza dal Gruppo Eni

1.2.1 Rischi connessi ai rapporti finanziari in essere tra l'Emittente e il Gruppo Eni

1.2.2 Rischi connessi al controllo di diritto di Eni nei confronti dell'Emittente e alla non contendibilità della Società

1.3 Rapporti con parti correlate

1.4 Particolari previsioni statutarie

1.4.1 Deliberazioni dell'Assemblea della Società

1.4.2 Limiti all'esercizio del diritto di voto in assemblea

1.5 Rischi legati alla rappresentazione dei dati economico finanziari su base *pro-forma* e all'inserimento di dati contabili aggregati

1.6 Rischi connessi a dati e stime previsionali, alla mancata implementazione del Piano Strategico 2009-2012 e alle dichiarazioni di preminenza contenute nel Prospetto Informativo

1.7 Rischi derivanti da eventuali malfunzionamenti degli impianti

1.8 Rischi di mercato: tassi di interesse e prezzo del gas combustibile

1.9 Rischi derivanti dai procedimenti giudiziali in essere

1.10 Rischi derivanti dal numero ristretto di clienti

* * *

2. FATTORI DI RISCHIO RELATIVI AL SETTORE IN CUI L'EMITTENTE OPERA

2.1 Rischi legati alla regolamentazione del settore di attività in cui opera Snam Rete Gas

2.2 Rischi derivanti dall'approvazione del nuovo Sistema Tariffario

2.3 Rischi derivanti dai livelli di efficienza impliciti nel Sistema Tariffario

2.4 Rischi derivanti dal futuro andamento dei consumi di gas naturale

2.5 Rischi legati alla tutela dell'ambiente

2.6 Rischi legati alla possibile concorrenza derivante dalla costruzione di nuove linee di gasdotti o nuovi terminali di rigassificazione

2.7 Rischi connessi a particolari situazioni socio-politiche dei paesi produttori e dei paesi di transito del gas naturale

* * *

3. FATTORI DI RISCHIO RELATIVI ALLE AZIONI OGGETTO DI OFFERTA

3.1 Rischi relativi alla liquidabilità e volatilità delle Azioni

3.2 Rischi connessi all'andamento del mercato dei diritti di opzione

3.3 Effetti diluitivi

3.4 Impegni alla sottoscrizione

3.5 Esclusione dei mercati nei quali non sia consentita l'Offerta

* * *

B. L'EMITTENTE E IL GRUPPO, L'ATTIVITÀ E I PRODOTTI

1. Informazioni sull'Emittente e sul Gruppo Snam Rete Gas

L'Emittente è costituita in forma di società per azioni, opera in base alla legge italiana ed ha sede sociale in Piazza Santa Barbara n. 7, San Donato Milanese, 20097 - Milano. L'Emittente è iscritta

presso la Camera di Commercio Industria Artigianato e Agricoltura di Milano - Ufficio Registro delle Imprese di Milano e partita IVA n. 13271390158, R.E.A. Milano n. 1633443.

Alla Data del Prospetto Informativo il capitale sociale della Società è pari ad Euro 1.956.476.100,00 interamente sottoscritto e versato, suddiviso in n. 1.956.476.100 azioni ordinarie del valore nominale di Euro 1,00 cadauna.

Cfr. Sezione Prima, Capitolo 5, Paragrafo 5.1.

2. Informazioni sull'attività

Snam Rete Gas è il principale operatore italiano per il trasporto e dispacciamento di gas naturale, nonché, alla Data del Prospetto Informativo, l'unico operatore attivo nella rigassificazione del GNL, attraverso la controllata GNL Italia.

Snam Rete Gas svolge il servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale rendendo disponibile, attraverso l'utilizzo e lo sviluppo della propria Rete di Trasporto, la capacità di trasporto necessaria per far fronte alla domanda di mercato e soddisfare le richieste di accesso alla propria Rete di Trasporto presentate dagli *Shipper*.

Alla data del 31 dicembre 2008, Snam Rete Gas dispone della quasi totalità della Rete di Trasporto in Italia, con 31.474 chilometri di gasdotti in alta e media pressione (oltre il 95% dell'intera Rete di Trasporto).

Al 31 dicembre 2008, il Gruppo Snam Rete Gas ha registrato ricavi consolidati della gestione caratteristica pari ad Euro 1.902 milioni, realizzando un utile netto consolidato pari ad Euro 530 milioni. Alla stessa data, gli investimenti consolidati sono stati pari ad Euro 1.044 milioni.

A seguito delle Acquisizioni (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 22, Paragrafi 22.2 e 22.3) il Nuovo Gruppo Snam Rete Gas, tramite Stogit e Italgas, svolgerà anche le attività di stoccaggio e di distribuzione del gas naturale, divenendo, pertanto, un unico operatore integrato a presidio delle attività regolate del settore del gas in Italia ed un operatore di assoluta rilevanza in Europa.

Cfr. Sezione Prima, Capitolo 6, Paragrafo 6.1.

3. Dipendenti

La tabella sottostante indica l'evoluzione del personale del Gruppo Snam Rete Gas ripartito per categoria al 31 dicembre 2006, 31 dicembre 2007 e 31 dicembre 2008:

Categorie contrattuali	**2006**	**2007**	**2008**
Dirigenti	63	62	65
Quadri	256	255	265
Impiegati	1.269	1.250	1.241
Operai	815	790	774
	2.403	**2.357**	**2.345**

Società	2006	2007	2008
Snam Rete Gas S.p.A.	2.314	2.270	2.252
GNL Italia S.p.A.	89	87	93
	2.403	**2.357**	**2.345**

Cfr. Sezione Prima, Capitolo 17, Paragrafo 17.1.

4. Strategie del Gruppo Snam Rete Gas

I programmi futuri e le strategie del Gruppo Snam Rete Gas sono focalizzati sull'attuazione delle iniziative programmate dal Piano Strategico 2009-2012. Per i dettagli relativi alle linee guida e agli obiettivi strategici definiti dal Piano Strategico 2009-2012 si rimanda alla Sezione Prima, Capitolo 12, Paragrafo 12.2.

5. Acquisizione Stogit e Italgas

Il 12 febbraio 2009 Snam Rete Gas ha sottoscritto i contratti di compravendita da Eni dell'intero capitale sociale di Stogit, maggiore operatore italiano nel settore dello stoccaggio del gas naturale, e di Italgas, principale operatore nell'attività di distribuzione di gas in Italia. Il prezzo è stato determinato in Euro 1.650 milioni per Stogit ed in Euro 3.070 milioni per Italgas (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 22, Paragrafi 22.2 e 22.3).

L'operazione sarà finanziata attraverso l'Aumento di Capitale, nonché attraverso nuovi finanziamenti a medio-lungo termine già assicurati da Eni per massimi Euro1.300 milioni.

Cfr. Sezione Prima, Capitolo 22, Paragrafi 22.2, 22.3 e 22.5.

6. Operazioni con parti correlate

Le operazioni compiute da Snam Rete Gas con le parti correlate, individuate dal principio contabile internazionale IAS 24, riguardano essenzialmente lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con l'impresa controllante Eni e con le altre imprese controllate di Eni, nonché con Enel S.p.A., società controllata dallo Stato, e le sue controllate.

Il Consiglio di Amministrazione della Società, nell'adunanza del 24 febbraio 2003, ha approvato i "*Principi di comportamento in materia di operazioni con parti correlate*" che definiscono i criteri da seguire nell'esecuzione delle operazioni con parti correlate.

Tutte le operazioni fanno parte dell'ordinaria gestione di Snam Rete Gas (fatto salvo quanto previsto nell'ambito delle Acquisizioni, Cfr. Sezione Prima, Capitolo 22, Paragrafi 22.2, 22.3 e 22.5), sono generalmente regolate a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti, e sono state compiute nell'interesse di Snam Rete Gas e GNL Italia.

In data 12 febbraio 2009 Snam Rete Gas ha sottoscritto i contratti di compravendita con Eni dell'intero capitale sociale di Stogit e di Italgas (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 22, Paragrafi 22.2 e 22.3). Le Acquisizioni si configurano come operazioni fra parti correlate in quanto (i) Eni è l'azionista di controllo di Snam Rete Gas, (ii) Snam Rete Gas, in data 12 febbraio 2009, ha ricevuto da parte di Eni un impegno irrevocabile (c.d. *commitment letter*) a sottoscrivere un contratto, entro la data di perfezionamento delle Acquisizioni, per l'erogazione di un finanziamento a medio-lungo termine in

favore di Snam Rete Gas di importo massimo pari ad Euro 1.300 milioni da utilizzare al fine del pagamento di parte del prezzo delle Acquisizioni (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 22, Paragrafi 22.2, 22.3 e 22.5), (iii) Eni, in data 12 febbraio 2009, si è impegnata a sottoscrivere le Azioni di propria competenza.

Si dichiara che, alla Data del Prospetto Informativo, non sono previste modifiche all'ammontare dei compensi degli organi amministrativi del Gruppo Snam Rete Gas in conseguenza delle Acquisizioni.

7. Ricerca e sviluppo

L'attività di ricerca e sviluppo di Snam Rete Gas è volta principalmente all'individuazione di nuove tecnologie per la sicurezza e l'efficienza della Rete di Trasporto.

In particolare, la Società partecipa alle attività di due associazioni internazionali di ricerca: il *GERG* e l'*EPRG*.

Cfr. Sezione Prima, Capitolo 11, Paragrafo 11.1.

8. Organi sociali ed azionariato

Consiglio di Amministrazione, Collegio Sindacale, altri dirigenti e revisori contabili

Consiglio di Amministrazione

Alla Data del Prospetto Informativo, il Consiglio di Amministrazione dell'Emittente risulta composto da 9 membri, tutti nominati dall'Assemblea Ordinaria dell'Emittente tenutasi in data 26 aprile 2007. Tutti gli amministratori rimarranno in carica fino all'Assemblea Ordinaria chiamata ad approvare il bilancio al 31 dicembre 2009 (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 14, Paragrafo 14.1.1).

Alla Data del Prospetto Informativo, il Consiglio di Amministrazione di Snam Rete Gas è composto, per la maggioranza dei suoi membri (cinque su nove), da consiglieri che posseggono i requisiti di indipendenza stabiliti per i Sindaci dall'art. 148, comma 3, del TUF e dall'art. 3 del Codice di Autodisciplina. Tre di questi consiglieri sono stati nominati su proposta degli Azionisti di minoranza.

Le generalità dei membri del Consiglio di Amministrazione sono indicate nella tabella che segue.

Nome e Cognome	Carica	Luogo e data di nascita
Alberto Meomartini	Presidente	Milano, 6 luglio 1947
Carlo Malacarne	Amministratore Delegato	Pavia, 15 maggio 1953
Giuseppe Airoldi (*) (**)	Consigliere	Costa Masnaga (LC), 11 ottobre 1945
Davide Croff (*)	Consigliere	Venezia, 1 ottobre 1947
Roberto Lonzar (*) (**)	Consigliere	Trieste, 9 dicembre 1953
Roberto Lugano (*) (**)	Consigliere	Voghera (PV), 27 ottobre 1959
Massimo Mantovani	Consigliere	Milano, 3 ottobre 1963
Massimo Mondazzi	Consigliere	Monza, 17 luglio 1963
Renato Santini (*)	Consigliere	Bologna, 4 dicembre 1960

(*) Consigliere indipendente.

(**) Consigliere nominato su proposta delle minoranze.

Tutti i membri del Consiglio di Amministrazione, ai fini della carica svolta, sono domiciliati presso la sede sociale dell'Emittente.

Collegio Sindacale

Alla Data del Prospetto Informativo, il Collegio Sindacale dell'Emittente, nominato dall'Assemblea Ordinaria del 26 aprile 2007, risulta composto da 3 membri effettivi e 2 supplenti, le cui generalità sono indicate nella tabella che segue. Tutti i membri del Collegio Sindacale rimarranno in carica fino all'Assemblea Ordinaria chiamata ad approvare il bilancio al 31 dicembre 2009 (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 14, Paragrafo 14.1.2).

Nome e Cognome	Carica	Luogo e data di nascita
Pierumberto Spanò	Presidente	Roma, 25 maggio 1961
Roberto Mazzei	Sindaco effettivo	Sambiase (Lamezia Terme), 16 agosto 1962
Riccardo Perotta	Sindaco effettivo	Milano, 21 aprile 1949
Giulio Gamba	Sindaco supplente	Thiene (VI), 20 maggio 1942
Luigi Rinaldi	Sindaco supplente	Pavia, 29 agosto 1959

Tutti i membri del Collegio Sindacale di Snam Rete Gas sono iscritti all'Albo dei Dottori Commercialisti tenuto presso il Ministero della Giustizia e, ai fini della carica svolta, sono domiciliati presso la sede sociale dell'Emittente.

Principali dirigenti

La tabella di seguito riportata contiene le informazioni relative ai principali dirigenti del Gruppo Snam Rete Gas in carica alla Data del Prospetto Informativo, con l'indicazione della carica ricoperta (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 14, Paragrafo 14.1.3).

Nome e Cognome	Carica ricoperta
Francesco Iovane	Direttore Generale Operations
Antonio Paccioretti	Direttore Amministrazione Finanza e Controllo
Federico Spiller	Direttore Affari Generali
Francesco Galimberti	Direttore Personale e Organizzazione
Paolo Mosa	Direttore Sviluppo Commerciale

Revisori contabili

Alla Data del Prospetto Informativo, la società di revisione incaricata della revisione contabile dell'Emittente è PricewaterhouseCoopers S.p.A., con sede legale in Milano, Via Monte Rosa n. 91 (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 2, Paragrafo 2.1).

Azionariato

Alla Data del Prospetto Informativo, gli azionisti che, secondo le risultanze del libro soci e le altre informazioni disponibili all'Emittente, possiedono un numero di azioni rappresentante una partecipazione superiore al 2% del capitale sociale, sono indicati nella tabella che segue.

Azionista	N. Azioni (*)	% Capitale Sociale
Eni S.p.A.	978.843.070	50,03
Pictet Funds (Europe) SA (**)	76.870.700	3,93

(*) Si segnala che, alla Data del Prospetto Informativo, l'Emittente detiene n. 195.429.850 azioni proprie pari al 9,99% del Capitale Sociale.

(**) In qualità di gestore, tra l'altro, del fondo PGSF Global Utilities Equities Fund che detiene il 3.67%.

Cfr. Sezione Prima, Capitolo 18, Paragrafo 18.1.

* * *

C. INFORMAZIONI CONTABILI E FINANZIARIE RILEVANTI

In data 12 febbraio 2009 l'Emittente ha sottoscritto, con Eni, due contratti di compravendita rispettivamente del 100% del capitale sociale di Stogit e del 100% del capitale sociale di Italgas, da perfezionare entro e non oltre il 31 dicembre 2009. La determinazione dei prezzi di compravendita, nonché le modalità di liquidazione e finanziamento degli stessi sono ampiamente descritti nella Sezione Prima, Capitolo 22, Paragrafi 22.2, 22.3 e 22.5 del presente Prospetto Informativo.

L'Emittente, il Gruppo Italgas e Stogit, pur non essendo legate da rapporti giuridici partecipativi fino al perfezionamento delle Acquisizioni, sono state sottoposte per tutto il periodo qui rappresentato al medesimo controllo e all'attività di direzione e coordinamento da parte di Eni; pertanto, per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006, e ai soli fini della predisposizione del presente Prospetto Informativo, le informazioni economiche, patrimoniali e finanziarie sono state predisposte in forma aggregata. Si evidenzia che l'operazione di aggregazione dei dati non ha l'obiettivo di rappresentare gli effetti delle Acquisizioni di Italgas e Stogit e del relativo consolidamento delle stesse da parte della Società, ma esclusivamente le principali grandezze economiche, finanziarie e patrimoniali del Nuovo Gruppo Snam Rete Gas per tutti i periodi rappresentati nel Prospetto Informativo.

Al fine di simulare gli effetti delle Acquisizioni e del consolidamento di Stogit e Italgas, sono stati predisposti lo stato patrimoniale e il conto economico consolidati *pro-forma* del Gruppo Snam Rete Gas relativi all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008. In particolare, rispetto ai bilanci aggregati, i dati *pro-forma* includono anche la simulazione degli effetti delle Acquisizioni con riferimento alla variazione dell'indebitamento, all'aumento del capitale, nonché gli effetti sul patrimonio netto del Gruppo Snam Rete Gas correlati al consolidamento delle società oggetto di acquisizione.

Di seguito si riportano alcune informazioni finanziarie relative al Nuovo Gruppo Snam Rete Gas per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006, nonché per l'esercizio 2008 *pro-forma*. Tali informazioni sono state estratte:

- dai bilanci aggregati del Nuovo Gruppo Snam Rete Gas per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006, predisposti in conformità agli IFRS adottati dall'Unione Europea, approvati dal Consiglio di Amministrazione dell'Emittente in data 23 marzo 2009 ed assoggettati a revisione contabile dalla Società di Revisione, che ha emesso la propria relazione in data 23 marzo 2009 (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 20, Paragrafo 20.1.1);
- dallo stato patrimoniale e conto economico consolidati *pro-forma* del Gruppo Snam Rete Gas relativi all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008, approvati dal Consiglio di Amministrazione dell'Emittente in data 23 marzo 2009 e assoggettati a esame da parte della Società di Revisione, che ha emesso la propria relazione in data 23 marzo 2009, con riferimento alla ragionevolezza delle ipotesi di base per la redazione, alla correttezza della metodologia utilizzata, nonché alla correttezza dei principi contabili adottati (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 20, Paragrafo 20.2).

Le informazioni finanziarie di seguito riportate devono essere lette congiuntamente ai Capitoli 3, 9, 10 e 20 della Sezione Prima del Prospetto Informativo.

DATI DI CONTO ECONOMICO

	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2008 - *pro-forma*	**Esercizi chiusi al 31 dicembre**		
(milioni di Euro)		**2008**	**2007**	**2006**
Totale Ricavi	3.045	3.045	3.133	3.127
Utile operativo	1.518	1.158	1.573	1.388
Utile netto	805	844	1.048	737
- di competenza del Gruppo	802	841	1.046	735
- di competenza di terzi azionisti	3	3	2	2

DATI DI STATO PATRIMONIALE E INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

	Al 31 dicembre 2008 - *pro-forma*	**Al 31 dicembre**		
(milioni di Euro)		**2008**	**2007**	**2006**
Attività correnti	1.904	1.904	1.930	1.937
Attività non correnti	16.662	16.662	15.812	15.444
Attività destinate a essere cedute	3	3	0	11
Totale attività	**18.569**	**18.569**	**17.742**	**17.392**
Passività correnti	3.599	3.599	3.644	3.231
Passività non correnti	9.510	8.358	7.461	6.541
Patrimonio netto	5.460	6.612	6.637	7.620
Totale passività e patrimonio netto	**18.569**	**18.569**	**17.742**	**17.392**
Indebitamento finanziario netto	**9.469**	**8.309**	**7.513**	**5.985**

SINTESI DEI FLUSSI FINANZIARI

	Esercizi chiusi al 31 dicembre		
(milioni di Euro)	**2008**	**2007**	**2006**
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	1.532	1.386	1.783
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(1.529)	(941)	(792)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(67)	(435)	(967)
Disponibilità derivanti da società entrate nell'area di consolidamento	-		51
Flusso di cassa netto dell'esercizio	**(64)**	**10**	**75**

* * *

D. INFORMAZIONI RELATIVE ALL'OFFERTA IN OPZIONE

1. Caratteristiche dell'Offerta in Opzione

L'Offerta non è subordinata ad alcuna condizione.

L'Assemblea Straordinaria di Snam Rete Gas, in data 17 marzo 2009, ha attribuito al Consiglio di Amministrazione, ai sensi dell'articolo 2443 Codice Civile, la facoltà di aumentare a pagamento, in una o più volte, il capitale sociale, entro il 31 dicembre 2010, per un importo massimo, comprensivo di eventuale sovrapprezzo, di Euro 3,5 miliardi, mediante emissione di azioni ordinarie del valore nominale di Euro 1,00 cadauna, godimento regolare, da offrire in opzione agli aventi diritto, con facoltà per gli Amministratori di stabilire di volta in volta il numero delle azioni da emettere, il prezzo di emissione e dunque l'eventuale sovrapprezzo delle azioni stesse.

Il Consiglio di Amministrazione dell'Emittente, in data 23 marzo 2009 - in esecuzione della suddetta delega - ha deliberato di aumentare a pagamento il capitale sociale di Snam Rete Gas, in via scindibile, per massimi Euro 3,5 miliardi, compreso il sovrapprezzo, mediante emissione di azioni del valore nominale di Euro 1,00 ciascuna, aventi godimento regolare, e aventi le medesime caratteristiche di quelle in circolazione alla data dell'emissione, da offrire in opzione a coloro che risulteranno essere azionisti dell'Emittente alla data di inizio dell'Offerta in Opzione, in proporzione al numero di azioni possedute.

Nella medesima deliberazione del Consiglio di Amministrazione del 23 marzo 2009, si è altresì rinviato a successiva deliberazione dello stesso Consiglio di Amministrazione, da tenersi nel rispetto della procedura ex art. 2443 Codice Civile in prossimità dell'inizio dell'Offerta in Opzione, la determinazione dell'esatto ammontare dell'Aumento di Capitale, del prezzo di emissione delle azioni e, più precisamente, del sovrapprezzo, e così la determinazione del numero delle azioni da emettersi e il conseguente rapporto di opzione, precisandosi che detto sovrapprezzo sarà determinato tenendo conto, tra l'altro, della prassi di mercato per operazioni dello stesso tipo, delle condizioni del mercato in generale e delle quotazioni del titolo della Società in particolare, nonché dell'andamento economico, patrimoniale e finanziario della Società e del gruppo ad essa facente capo.

In data 23 aprile 2009, il Consiglio di Amministrazione ha quindi determinato di emettere n. 1.614.292.394 azioni ordinarie di nuova emissione, tutte del valore nominale di Euro 1,00 cadauna, aventi le stessi caratteristiche di quelle in circolazione, da offrire in opzione agli azionisti della Società, al prezzo di Euro 2,15 per azione, di cui Euro 1,15 a titolo di sovrapprezzo, nel rapporto di n. 11 azioni di nuova emissione per ogni 12 azioni possedute.

I Diritti di Opzione che danno diritto alla sottoscrizione delle Azioni dovranno essere esercitati, a pena di decadenza, nel periodo dal 27 aprile 2009 fino al 15 maggio 2009 compresi, presentando apposita richiesta presso gli intermediari autorizzati aderenti al sistema di gestione accentrata gestito da Monte Titoli (gli "**Intermediari Autorizzati**" e/o singolarmente l'"**Intermediario Autorizzato**").

I Diritti di Opzione validi per sottoscrivere le Azioni saranno negoziabili in borsa dal 27 aprile 2009 all'8 maggio 2009 compresi.

Cfr. Sezione Seconda, Capitolo 5, Paragrafo 5.1.

2. Destinatari e modalità di adesione

Le Azioni oggetto dell'Offerta saranno offerte in opzione agli azionisti dell'Emittente.

L'Offerta è promossa esclusivamente in Italia sulla base del Prospetto Informativo. Il presente Prospetto Informativo non costituisce offerta di strumenti finanziari negli Stati Uniti d'America, Giappone e Australia o in qualsiasi altro paese nel quale tale offerta non sia consentita in assenza di autorizzazioni da parte delle competenti Autorità (congiuntamente con Stati Uniti d'America, Giappone ed Australia, i "**Paesi Esclusi**"). L'Offerta non è promossa e non sarà promossa nei Paesi Esclusi, né ai soggetti ivi residenti. Nessuno strumento finanziario può essere offerto o negoziato nei Paesi Esclusi in assenza di specifica registrazione o esenzione dalla registrazione in conformità alle disposizioni di legge ivi applicabili.

Le Azioni ed i relativi Diritti di Opzione non sono stati registrati né saranno registrati ai sensi dello *United States Securities Act of 1933*, come modificato, né ai sensi delle corrispondenti normative degli altri Paesi Esclusi e non potranno conseguentemente essere offerti, venduti o consegnati, direttamente o indirettamente, nei Paesi Esclusi. Ogni adesione all'Offerta posta in essere direttamente o indirettamente in violazione delle restrizioni di cui sopra sarà considerata non valida.

* * *

L'adesione all'Offerta avverrà mediante sottoscrizione di appositi moduli appositamente predisposti dagli Intermediari Autorizzati.

L'Offerta diverrà irrevocabile dalla data del deposito presso il Registro delle Imprese di Milano del corrispondente avviso, ai sensi dell'articolo 2441, comma 2, del Codice Civile.

Qualora non dovesse essere effettuato tale deposito e conseguentemente non si desse esecuzione all'Offerta nei termini previsti nel Prospetto Informativo, di tali circostanze verrà data comunicazione al mercato e alla Consob con le modalità di cui all'articolo 66, commi 2 e 3, del Regolamento Emittenti, entro il giorno di mercato aperto antecedente quello previsto per l'inizio del Periodo di Opzione, nonché mediante apposito avviso pubblicato su un quotidiano a diffusione nazionale e contestualmente trasmesso alla Consob entro il giorno antecedente quello previsto per l'inizio del Periodo di Opzione.

I Diritti di Opzione non esercitati entro il 15 maggio 2009 compreso, saranno offerti sull'MTA dall'Emittente, ai sensi dell'articolo 2441, comma 3, del Codice Civile. Entro il giorno precedente l'inizio dell'offerta sull'MTA dei Diritti di Opzione non esercitati, sarà pubblicato su il quotidiano a

diffusione nazionale "Il Sole 24 Ore" un avviso con l'indicazione del numero dei Diritti di Opzione non esercitati da offrire sull'MTA e delle date delle sedute in cui l'offerta sarà effettuata.

3. Caratteristiche delle Azioni

Oggetto dell'Offerta in Opzione sono massime n. 1.614.292.394 Azioni ordinarie di Snam Rete Gas aventi le stesse caratteristiche delle azioni ordinarie in circolazione alla data della loro emissione.

Le azioni oggetto dell'Offerta rappresentano una percentuale del 45,2% circa del Capitale Sociale di Snam Rete Gas Post Offerta.

Ai Diritti di Opzione per la sottoscrizione delle Azioni è stato attribuito il codice IT0004487440.

Le Azioni avranno godimento 1 gennaio 2009.

Le Azioni non parteciperanno quindi alla distribuzione del dividendo relativo all'esercizio 2008; viceversa le azioni ordinarie già quotate alla Data del Prospetto Informativo parteciperanno alla distribuzione del saldo del dividendo relativo all'esercizio 2008 in relazione al quale è prevista come data di stacco cedola il 18 maggio 2009 con pagamento il 21 maggio 2009.

Le Azioni saranno fungibili con quelle attualmente negoziate in Borsa solo a partire dal 18 maggio 2009 per liquidazione dal 21 maggio 2009 e successivi. Le Azioni avranno codice ISIN IT0004487457 sino al 20 maggio 2009.

Dal 21 maggio 2009, alle Azioni sarà automaticamente attribuito lo stesso codice ISIN delle azioni ordinarie Snam Rete Gas quotate alla Data del Prospetto Informativo (ISIN IT0003153415) e le Azioni saranno pienamente fungibili con tali azioni.

Le Azioni saranno emesse munite della cedola n. 12 e seguenti.

Cfr. Sezione Seconda, Capitoli 4 e 5, rispettivamente relativamente ai Paragrafi 4.1 e 5.1.4 e 5.2.1.

4. Calendario e dati rilevanti dell'Offerta

La seguente tabella riassume il calendario previsto per l'Offerta:

CALENDARIO INDICATIVO DELL'OFFERTA	
Inizio del Periodo di Opzione	27 aprile 2009
Inizio del periodo di negoziazione dei Diritti di Opzione	27 aprile 2009
Ultimo giorno di negoziazione dei Diritti di Opzione	8 maggio 2009
Termine del Periodo di Opzione	15 maggio 2009
Comunicazione dei risultati dell'Offerta al termine del Periodo di Opzione	Entro cinque giorni dal termine del Periodo di Opzione

DATI RILEVANTI	
Numero di Azioni offerte in opzione	1.614.292.394
Rapporto di opzione	n. 11 Azioni ogni n. 12 azioni possedute
Prezzo di Offerta per ciascuna Azione	Euro 2,15
Controvalore totale dell'Aumento di Capitale	3.470.728.647
Numero totale di azioni componenti il Capitale Sociale di Snam Rete Gas Post Offerta	3.570.768.494
Capitale Sociale di Snam Rete Gas Post Offerta	Euro 3.570.768.494
Percentuale delle Azioni sul Capitale Sociale di Snam Rete Gas Post Offerta	45,2

Si rende noto che il calendario dell'Offerta è indicativo e potrebbe subire modifiche al verificarsi di eventi e circostanze indipendenti dalla volontà dell'Emittente, ivi inclusi particolari condizioni di volatilità dei mercati finanziari, che potrebbero pregiudicare il buon esito dell'Offerta. Eventuali modifiche del Periodo di Opzione saranno comunicate al pubblico con apposito avviso da pubblicarsi con le stesse modalità di diffusione del Prospetto Informativo. Resta comunque inteso che l'inizio dell'Offerta avverrà entro e non oltre un mese dalla data del rilascio del provvedimento di autorizzazione alla pubblicazione del Prospetto Informativo da parte della Consob.

Cfr. Sezione Seconda, Capitolo 5, Paragrafo 5.1.3.

5. Impegni di sottoscrizione e garanzia sul buon esito dell'Offerta

In relazione all'Aumento di Capitale, Eni, in data 12 febbraio 2009, si è impegnata irrevocabilmente nei confronti dell'Emittente ad esercitare integralmente i Diritti di Opzione relativi a tutte le azioni da essa possedute, pari al 50,03% del capitale sociale dell'Emittente ed al 55,58% del capitale sociale al netto delle azioni proprie detenute dall'Emittente.

Mediobanca si è impegnata a sottoscrivere con l'Emittente entro il giorno antecedente l'avvio dell'Offerta un contratto di garanzia, in linea con la prassi internazionale per operazioni similari, volto a garantire la sottoscrizione delle Azioni (al netto delle Azioni che saranno sottoscritte da parte di Eni in base all'impegno descritto nella Sezione Seconda, Capitolo 5, Paragrafo 5.2.2), in numero corrispondente ai Diritti di Opzione che risultassero eventualmente non esercitati dopo l'Offerta in Borsa ai sensi dell'art. 2441, terzo comma, del Codice Civile (Cfr. Sezione Seconda, Capitolo 5, Paragrafo 5.4.3).

L'Offerta (al netto delle Azioni che saranno sottoscritte da parte di Eni in base all'impegno descritto nella Sezione Seconda, Capitolo 5, Paragrafo 5.2.2), sarà quindi assistita da una garanzia di un consorzio coordinato e diretto da Mediobanca, Morgan Stanley e UBS in qualità di *Joint Global Coordinators* e *Joint Bookrunners*, al quale parteciperanno anche BNP PARIBAS, Credit Suisse, Merrill Lynch International e UniCredit Group (HVB), in qualità di *Co-Bookrunners*.

Il contratto di garanzia sarà governato dalla legge italiana, sarà in linea con la migliore prassi di mercato per operazioni similari, e conterrà, tra l'altro, le usuali dichiarazioni e garanzie, impegni, condizioni, clausole di indennizzo, clausole di recesso tra cui, *inter alia*, le clausole c.d. di "*material adverse change*" e "*force majeure*" in linea con la migliore prassi internazionale.

La Società assumerà l'impegno nei confronti di Mediobanca, Morgan Stanley e UBS, fino a 180 giorni decorrenti dalla conclusione dell'Offerta in Borsa ai sensi dell'art. 2441, terzo comma, del Codice Civile (Cfr. Sezione Seconda, Capitolo 5, Paragrafo 5.4.3), a non proporre, senza il preventivo

consenso di Mediobanca, Morgan Stanley e UBS (consenso che non potrà essere irragionevolmente negato) aumenti di capitale ovvero emissioni di strumenti finanziari che attribuiscano il diritto di acquistare, sottoscrivere o scambiare con, o convertire in, azioni Snam Rete Gas, salvi comunque i casi in cui ciò sia richiesto da disposizioni di legge. Restano in ogni caso salve: (i) l'emissione e la sottoscrizione delle Azioni oggetto dell'Offerta in Opzione; (ii) l'emissione di azioni Snam Rete Gas, la cessione o il trasferimento di azioni proprie o l'attribuzione di Diritti di Opzione in favore di amministratori, dirigenti e dipendenti della Società, del Gruppo Snam Rete Gas, di Stogit e/o del Gruppo Italgas ai sensi di eventuali piani di *stock option*; (iii) le eventuali operazioni di disposizione di azioni proprie, purché non comportino operazioni sul mercato dei capitali e a condizione che l'accordo che regola la disposizione a favore di soggetti terzi (esclusi quelli di cui al (ii) che precede) preveda da parte di questi ultimi l'assunzione di un impegno sulle azioni così trasferite in linea per contenuti e durata con l'impegno assunto dalla Società nei confronti di Mediobanca, Morgan Stanley e UBS.

Cfr. Sezione Seconda, Capitolo 5, Paragrafo 5.2.2 e 5.4.3.

6. Effetti diluitivi dell'Aumento di Capitale

Trattandosi di un aumento di capitale in opzione, non vi sono effetti diluitivi in termini di quote di partecipazione al capitale sociale nei confronti degli azionisti di Snam Rete Gas che vi aderiranno sottoscrivendo la quota di loro competenza. Nel caso di mancato esercizio dei Diritti di Opzione spettanti, gli azionisti subirebbero una diluizione massima della propria partecipazione, in termini percentuali sul capitale sociale, pari al 45,2%.

Cfr. Sezione Seconda, Capitolo 9, Paragrafo 9.1.

7. Ragioni dell'Offerta, stima del ricavato netto e sua destinazione

Il 12 febbraio 2009 Snam Rete Gas ha sottoscritto i contratti di acquisto da Eni dell'intero capitale sociale di Stogit, maggiore operatore italiano nel settore dello stoccaggio del gas naturale, e di Italgas, principale operatore nell'attività di distribuzione di gas in Italia. Il prezzo è stato determinato in Euro 1.650 milioni per Stogit ed in Euro 3.070 milioni per Italgas (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 22, Paragrafi 22.2 e 22.3).

I proventi netti rivenienti dall'Aumento di Capitale saranno utilizzati dall'Emittente per finanziare in parte le Acquisizioni. Inoltre, Snam Rete Gas, al fine di disporre delle ulteriori risorse finanziarie necessarie per le Acquisizioni, in concomitanza con la firma dei contratti relativi alle Acquisizioni, ha ricevuto da parte di Eni un impegno irrevocabile (c.d. *commitment letter*) a sottoscrivere un contratto, entro la data di perfezionamento delle Acquisizioni, per l'erogazione di un finanziamento a medio-lungo termine in favore di Snam Rete Gas di importo massimo pari ad Euro 1.300 milioni da utilizzare al fine del pagamento di parte del prezzo delle Acquisizioni (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 22, Paragrafo 22.5).

Qualora le Acquisizioni fossero abbandonate o divenissero impossibili o ragionevolmente non attuabili successivamente all'esecuzione dell'Offerta in Opzione, Snam Rete Gas valuterà, entro un termine ragionevole, come utilizzare gli ammontari, al netto delle spese, rivenienti dall'Aumento di Capitale prendendo in considerazione eventuali acquisizioni o nuovi investimenti strategici alternativi, ovvero distribuendo agli azionisti dividendi straordinari.

I proventi netti derivanti dall'Aumento di Capitale sono stimati pari a circa Euro 3.440 milioni (Cfr. Sezione Seconda, Capitolo 8, Paragrafo 8.1).

8. Spese

L'ammontare complessivo delle spese, inclusivo delle commissioni è stimato in massimi Euro 31 milioni circa (Cfr. Sezione Seconda, Capitolo 8, Paragrafo 8.1).

* * *

E. DOCUMENTI ACCESSIBILI AL PUBBLICO

Per la durata di validità del Prospetto Informativo, sono a disposizione del pubblico presso la sede sociale di Snam Rete Gas in Piazza Santa Barbara, 7, San Donato Milanese - Milano, nonchè presso la sede di Borsa Italiana in Piazza degli Affari, 6, Milano, in orari d'ufficio e durante i giorni lavorativi, nonché sul sito Internet di Snam Rete Gas (www.snamretegas.it), i seguenti documenti:

- atto costitutivo e statuto dell'Emittente;
- Prospetto Informativo;
- progetto di bilancio di esercizio dell'Emittente per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008, predisposto in conformità agli IFRS adottati dall'Unione Europea e corredato dalla relazione della Società di Revisione;
- bilanci di esercizio dell'Emittente per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2007 e 2006, predisposti in conformità agli IFRS adottati dall'Unione Europea e corredati dalle relazioni della Società di Revisione;
- bilanci consolidati dell'Emittente per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006, predisposti in conformità agli IFRS adottati dall'Unione Europea e corredati dalle relazioni della Società di Revisione;
- presentazione *Results and Strategy*, "*Creating a Leader in the regulated gas business*", del 13 febbraio 2009.

Sarà altresì disponibile sul sito internet di Snam Rete Gas (www.snamretegas.it) il resoconto intermedio consolidato di Snam Rete Gas al 31 marzo 2009 che verrà approvato entro il 23 aprile 2009 e che sarà, non appena possibile, reso pubblico su tale sito.

Sono inoltre disponibili sul sito internet di Italgas (www.italgas.it) i seguenti documenti:

- progetto di bilancio di esercizio di Italgas per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008, predisposto in conformità agli IFRS adottati dall'Unione Europea e corredato dalla relazione della Società di Revisione;
- bilanci di esercizio di Italgas per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2007 e 2006, predisposti in conformità agli IFRS adottati dall'Unione Europea e corredati dalle relazioni della Società di Revisione; e

- bilanci consolidati contrattuali di Italgas per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006, predisposti in conformità agli IFRS adottati dall'Unione Europea e corredati dalla relazione della Società di Revisione; tali bilanci sono stati redatti esclusivamente per adempiere alle obbligazioni contrattuali previste dall'accordo di compravendita del 12 febbraio 2009 sottoscritto tra l'Emittente e Eni e relativo alle informazioni necessarie alla predisposizione del Prospetto Informativo relativo all'Aumento di Capitale; e

Sarà altresì disponibile sul sito internet di Italgas (www.italgas.it) il resoconto intermedio consolidato di Italgas al 31 marzo 2009 che verrà approvato entro il 23 aprile 2009 e che sarà, non appena possibile, reso pubblico su tale sito.

Sono inoltre disponibili sul sito internet di Stogit (www.stogit.it) i seguenti documenti:

- progetto di bilancio di esercizio di Stogit per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008, predisposto in conformità agli IFRS adottati dall'Unione Europea e corredato dalla relazione della Società di Revisione;

- bilanci di esercizio di Stogit per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2007 e 2006, predisposti in conformità agli IFRS adottati dall'Unione Europea e corredati dalle relazioni della Società di Revisione.

Sarà altresì disponibile sul sito internet di Stogit (www.stogit.it) il resoconto intermedio di Stogit al 31 marzo 2009 che verrà approvato entro il 23 aprile 2009 e che sarà, non appena possibile, reso pubblico su tale sito.

* * *

SEZIONE PRIMA

[QUESTA PAGINA È STATA LASCIATA VOLUTAMETE BIANCA]

1. PERSONE RESPONSABILI

1.1 Persone responsabili del Prospetto Informativo

Snam Rete Gas S.p.A., con sede legale in Piazza Santa Barbara, 7, San Donato Milanese - Milano, assume la responsabilità della veridicità e completezza dei dati e delle notizie contenute nel Prospetto Informativo.

Trattandosi di un'offerta in opzione ai sensi dell'art. 2441, primo comma, del Codice Civile, non esiste un responsabile del collocamento e pertanto i *Joint Global Coordinators* e *Joint Bookrunners* non sono persone responsabili delle informazioni contenute nel Prospetto Informativo.

1.2 Dichiarazione di responsabilità

L'Emittente, responsabile della redazione del Prospetto Informativo, dichiara che il presente Prospetto Informativo è conforme al modello depositato in Consob in data 24 aprile 2009 e che, avendo adottato tutta la ragionevole diligenza a tale scopo, le informazioni in esso contenute sono, per quanto a propria conoscenza, conformi ai fatti e non presentano omissioni tali da alterarne il senso.

2. REVISORI LEGALI DEI CONTI

2.1 Revisori legali dell'Emittente

Il revisore legale dei conti dell'Emittente per i periodi contabili presentati nel Prospetto Informativo è la società di revisione PricewaterhouseCoopers S.p.A. con sede legale e amministrativa in Milano, Via Monte Rosa, 91, iscritta nell'Albo speciale delle società di revisione di cui all'articolo 161 del TUF.

La Società di Revisione ha ricevuto, ai sensi dell'art. 159 del Testo Unico, dall'Assemblea Ordinaria dell'Emittente del 27 aprile 2004, l'incarico con riferimento al triennio 2004-2006 per:

(a) la revisione contabile dei bilanci d'esercizio e consolidati;

(b) la revisione contabile limitata delle relazioni finanziarie semestrali consolidate al 30 giugno, in conformità alle disposizioni di cui alla Delibera CONSOB n. 10867 del 31 luglio 1997; e

(c) la verifica della regolare tenuta della contabilità sociale e della corretta rilevazione dei fatti di gestione nelle scritture contabili.

Inoltre, la Società di Revisione ha ricevuto dall'Assemblea Ordinaria dell'Emittente del 26 aprile 2007 la proroga per gli incarichi sopra riportati con riferimento agli esercizi 2007-2012.

Nel triennio 2006-2008 non vi sono stati rilievi o rifiuti di attestazione da parte della Società di Revisione, in merito ai bilanci dell'Emittente sottoposti a revisione e alle relazioni semestrali sottoposte a revisione contabile limitata.

La Società di Revisione ha altresì sottoposto a revisione contabile i bilanci aggregati del Nuovo Gruppo Snam Rete Gas per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006, e ha sottoposto a verifica sulla ragionevolezza delle ipotesi di base e delle metodologie adottate i dati *pro-forma* dell'Emittente al 31 dicembre 2008, con le relative note esplicative. Entrambi i documenti e le relative relazioni della Società di Revisione emesse rispettivamente in data 23 marzo 2009 e in data 23 marzo 2009, sono contenuti nel Prospetto Informativo nella Sezione Prima, Capitolo 20, Paragrafo 20.1.1 e 20.2.

2.2 Revisori legali di Italgas e Stogit

Il revisore legale dei conti di Italgas e Stogit per i periodi contabili presentati nel Prospetto Informativo è la Società di Revisione.

La Società di Revisione ha ricevuto, ai sensi dell'art. 165 del Testo Unico, rispettivamente dall'Assemblea Ordinaria di Italgas del 28 aprile 2004 e di Stogit del 29 aprile 2004, l'incarico con riferimento al triennio 2004-2006 per:

(a) la revisione contabile dei bilanci d'esercizio; e

(b) la verifica della regolare tenuta della contabilità sociale e della corretta rilevazione dei fatti di gestione nelle scritture contabili.

La Società di Revisione ha ricevuto rispettivamente dall'Assemblea Ordinaria di Italgas del 26 aprile 2007, e dall'Assemblea Ordinaria di Stogit del 23 aprile 2007 la proroga per gli incarichi sopra riportati con riferimento agli esercizi 2007-2009.

Nel triennio 2006-2008 non vi sono stati rilievi o rifiuti di attestazione da parte della Società di Revisione, in merito ai bilanci di Italgas e Stogit sottoposti a revisione.

La Società di Revisione ha altresì sottoposto a revisione contabile i bilanci consolidati contrattuali di Italgas per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006, redatti esclusivamente per adempiere alle obbligazioni contrattuali previste dall'accordo di compravendita del 12 febbraio 2009, ai fini di fornire le informazioni necessarie alla predisposizione del Prospetto Informativo relativo all'Aumento di Capitale. La Società di Revisione ha emesso la propria relazione in data 23 marzo 2009.

2.3 Informazioni sui rapporti con la Società di Revisione

Fino alla Data del Prospetto Informativo non è intervenuta alcuna revoca dell'incarico conferito dall'Emittente, da Stogit e da Italgas alla Società di Revisione né la Società di Revisione ha rinunciato all'incarico stesso.

3. INFORMAZIONI FINANZIARIE SELEZIONATE

Premessa

In data 12 febbraio 2009 l'Emittente ha sottoscritto, con Eni, due contratti di compravendita rispettivamente del 100% del capitale sociale di Stogit e del 100% del capitale sociale di Italgas, da perfezionare entro e non oltre il 31 dicembre 2009. La determinazione dei prezzi di compravendita, nonché le modalità di liquidazione e finanziamento degli stessi, sono ampiamente descritti nella Sezione Prima, Capitolo 22, Paragrafi 22.2, 22.3 e 22.5 del presente Prospetto Informativo.

L'Emittente, il Gruppo Italgas e Stogit, pur non essendo legate da rapporti giuridici partecipativi fino al perfezionamento delle Acquisizioni, sono state sottoposte per tutto il periodo qui rappresentato al medesimo controllo e all'attività di direzione e coordinamento da parte di Eni; pertanto, per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006, e ai soli fini della preparazione del presente Prospetto Informativo, le informazioni economiche, patrimoniali e finanziarie sono state predisposte in forma aggregata, per rappresentare la situazione patrimoniale, finanziaria ed economica delle attività che faranno capo a Snam Rete Gas, come se il Nuovo Gruppo Snam Rete Gas avesse operato da sempre come un gruppo unico autonomo riconducibile all'Emittente. Si evidenzia che l'operazione di aggregazione dei dati non ha l'obiettivo di rappresentare le Acquisizioni di Italgas e Stogit e il relativo consolidamento delle stesse da parte della Società. I dati aggregati derivano esclusivamente dalla somma dei dati di bilancio e/o progetti di bilancio del Gruppo Snam Rete Gas e delle società oggetto delle Acquisizioni al fine di rappresentare le principali grandezze economiche, finanziarie e patrimoniali del Nuovo Gruppo Snam Rete Gas per tutti i periodi rappresentati nel Prospetto Informativo. Conseguentemente i dati aggregati del patrimonio netto del Nuovo Gruppo Snam Rete Gas, non riflettono gli effetti delle Acquisizioni e del consolidamento di Italgas e Stogit da parte di Snam Rete Gas.

Inoltre, sono stati predisposti lo stato patrimoniale e il conto economico consolidati *pro-forma* del Gruppo Snam Rete Gas relativi all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008, ai soli fini della predisposizione del presente Prospetto Informativo, per simulare gli effetti delle Acquisizioni sopra menzionate sull'andamento economico e sulla situazione patrimoniale del Gruppo Snam Rete Gas, come se esse fossero virtualmente avvenute il 31 dicembre 2008 e, per quanto si riferisce ai soli effetti economici, il 1° gennaio 2008. In particolare, rispetto ai bilanci aggregati, i dati *pro-forma* includono anche la simulazione degli effetti delle Acquisizioni con riferimento alla variazione dell'indebitamento, all'aumento del capitale, nonché gli effetti sul patrimonio netto del Gruppo Snam Rete Gas correlati al consolidamento delle società oggetto di acquisizione.

I suddetti bilanci aggregati e i dati *pro-forma* sono stati predisposti sulla base dei documenti pubblicati di seguito riportati:

- bilanci consolidati di Snam Rete Gas, predisposti in conformità agli IFRS adottati dall'Unione Europea, relativi agli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006, assoggettati a revisione contabile da parte della Società di Revisione;

- progetto di bilancio di esercizio per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008, bilanci di esercizio per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2007 e 2006, bilanci consolidati contrattuali per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006 di Italgas, predisposti in conformità agli IFRS adottati dall'Unione Europea, assoggettati a revisione contabile da parte della Società di Revisione; si

precisa che i bilanci consolidati contrattuali sono stati predisposti da Italgas e approvati dal relativo Consiglio di Amministrazione in data 12 marzo 2009, esclusivamente per adempiere alle obbligazioni contrattuali previste dall'accordo di compravendita del 12 febbraio 2009, ai fini di fornire le informazioni necessarie alla predisposizione del Prospetto Informativo relativo all'Aumento di Capitale;

- progetto di bilancio di esercizio per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008 e bilanci di esercizio per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2007 e 2006 di Stogit, predisposti in conformità agli IFRS adottati dall'Unione Europea, assoggettati a revisione contabile da parte della Società di Revisione.

L'Emittente, pur ritenendo le informazioni pubbliche di Stogit e Italgas sufficienti per la redazione dei dati aggregati e *pro-forma*, non può assicurare che le stesse siano sufficienti ai fini di rendere integralmente conoscibili le società acquisende al pubblico e agli investitori.

Di seguito si riportano alcune informazioni finanziarie relative al Nuovo Gruppo Snam Rete Gas per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006, nonché per l'esercizio 2008 *pro-forma*. Tali informazioni sono state estratte:

- dai bilanci aggregati del Nuovo Gruppo Snam Rete Gas per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006, predisposti in conformità agli IFRS adottati dall'Unione Europea, approvati dal Consiglio di Amministrazione dell'Emittente in data 23 marzo 2009 ed assoggettati a revisione contabile dalla Società di Revisione, che ha emesso la propria relazione in data 23 marzo 2009 (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 20, Paragrafo 20.1.1);

- dallo stato patrimoniale e conto economico consolidati *pro-forma* del Gruppo Snam Rete Gas relativi all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008, approvati dal Consiglio di Amministrazione dell'Emittente in data 23 marzo 2009 e assoggettati a esame da parte della Società di Revisione, che ha emesso la propria relazione in data 23 marzo 2009, con riferimento alla ragionevolezza delle ipotesi di base per la redazione, alla correttezza della metodologia utilizzata, nonché alla correttezza dei principi contabili adottati (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 20, Paragrafo 20.2).

Le informazioni finanziarie di seguito riportate devono essere lette congiuntamente ai Capitoli 9, 10 e 20 della Sezione Prima del Prospetto Informativo.

CONTO ECONOMICO

	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2008 - *pro-forma*			Esercizi chiusi al 31 dicembre								
				2008			2007			2006		
(*milioni di Euro*)		di cui verso parti correlate	di cui non ricorrenti		di cui verso parti correlate	di cui non ricorrenti		di cui verso parti correlate	di cui non ricorrenti		di cui verso parti correlate	di cui non ricorrenti
Ricavi												
Ricavi della gestione caratteristica	2.965	2.230		2.965	2.230		3.010	2.318	68	3.058	2.293	
Altri ricavi e proventi	80	56		80	56		123	29	71	69	22	20
Totale Ricavi	**3.045**			**3.045**			**3.133**			**3.127**		
Costi operativi												
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(579)	(317)		(579)	(317)		(614)	(227)		(751)	(441)	
Costo lavoro	(257)	4	(11)	(257)	4	(11)	(264)	7	(11)	(298)	5	(25)
Ammortamenti e svalutazioni	(691)			(691)			(682)			(690)		
Utile Operativo	**1.518**			**1.518**			**1.573**			**1.388**		
(Oneri) Proventi finanziari												
Proventi finanziari	13	2		13	2		23	4	10	11	1	
Oneri Finanziari	(408)	(395)		(354)	(341)		(282)	(265)		(188)	(175)	
Strumenti derivati	27	27		27	27		14	14		(19)	(19)	
Totale (oneri) e proventi finanziari	**(368)**			**(314)**			**(245)**			**(196)**		
(Oneri) Proventi su partecipazioni												
Proventi su partecipazioni	29	29		29	29		74	74	54	42	42	
Oneri su partecipazioni							(8)	(8)				
Totale (oneri) e proventi su partecipazioni	**29**			**29**			**66**			**42**		
Utile prima delle imposte	**1.179**			**1.233**			**1.394**			**1.234**		
Imposte sul reddito	(374)		3	(389)		3	(346)		(53)	(497)		1
Utile netto	**805**			**844**			**1.048**			**737**		
- di competenza del Gruppo	802			841			1.046			735		
- di competenza di terzi azionisti	3			3			2			2		

STATO PATRIMONIALE

(*milioni di Euro*)	Al 31 dicembre 2008, *pro-forma*	di cui verso parti correlate	2008	di cui verso parti correlate	Al 31 dicembre 2007	di cui verso parti correlate	2006	di cui verso parti correlate
ATTIVITÀ								
Attività correnti								
Disponibilità liquide ed equivalenti	64	34	64	34	128	49	118	33
Attività finanziarie disponibili per la vendita	2	2	2	2	2	2	4	2
Crediti commerciali e altri crediti	1.276	584	1.276	584	1.299	582	1.288	570
Rimanenze	487		487		451		430	
Attività per imposte sul reddito correnti	7		7		2		1	
Attività per altre imposte correnti	14		14		21		27	
Altre attività correnti	54	6	54	6	27	23	69	12
Totale Attività correnti	**1.904**		**1.904**		**1.930**		**1.937**	
Attività non correnti								
Immobili, impianti o macchinari	15.208		15.208		14.300		13.958	
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	411		411		411		411	
Attività immateriali	739		739		748		760	
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	291		291		281		260	
Altre partecipazioni	2		2		1		6	
Altre attività finanziarie	1		1		1	1	1	1
Altre attività non correnti	10	1	10	1	70	55	48	44
Totale Attività non correnti	16.662		16.662		15.812		15.444	
Attività non correnti destinate ad essere cedute	3		3		-		11	
TOTALE ATTIVITÀ	**18.569**		**18.569**		**17.742**		**17.392**	
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO								
Passività correnti								
Passività finanziarie a breve termine	1.818	1.818	1.818	1.818	1.984	1.984	1.221	1.221
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	222	222	222	222	223	222	552	538
Debiti commerciali e altri debiti	1.469	286	1.469	286	1.378	321	1.360	379
Passività per imposte sul reddito correnti	11		11		13		5	
Passività per altre imposte correnti	21		21		19		48	
Altre passività correnti	58	25	58	25	27		45	6
Totale Passività correnti	**3.599**		**3.599**		**3.644**		**3.231**	
Passività non correnti								
Passività finanziarie a lungo termine	7.496	7.350	6.336	6.335	5.437	5.436	4.245	4.242
Fondi per i rischi e oneri	649		649		598		598	
Fondi per benefici ai dipendenti	107		107		111		131	
Passività per imposte differite	1.001		1.009		1.141		1.421	
Altre passività non correnti	257	19	257	19	174	6	146	9
Totale Passività non correnti	**9.510**		**8.358**		**7.461**		**6.541**	
TOTALE PASSIVITÀ	**13.109**		**11.957**		**11.105**		**9.772**	
Patrimonio netto								
Patrimonio netto di competenza del Gruppo	5.453		6.605		6.630		7.613	
Patrimonio netto di competenza di terzi azionisti	7		7		7		7	
TOTALE PATRIMONIO NETTO	**5.460**		**6.612**		**6.637**		**7.620**	
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	**18.569**		**18.569**		**17.742**		**17.392**	

SINTESI DEI FLUSSI FINANZIARI

	Esercizi chiusi al 31 dicembre		
(*milioni di Euro*)	**2008**	**2007**	**2006**
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	1.532	1.386	1.783
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(1.529)	(941)	(792)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(67)	(435)	(967)
Disponibilità derivanti da società entrate nell'area di consolidamento	-	-	51
Flusso di cassa netto dell'esercizio	(64)	10	75

INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

Di seguito si riporta l'analisi dell'indebitamento finanziario netto, determinato sulla base dello schema previsto dal paragrafo 127 delle raccomandazioni CESR/05-054b implementative del Regolamento CEE 809/2004, che fornisce i criteri per la predisposizione dei prospetti informativi da predisporre in occasione di operazioni sugli strumenti finanziari, recepito dal Regolamento Emittenti.

	Al 31 dicembre 2008, *pro-forma*		**Al 31 dicembre 2008**		**2007**		**2006**	
(*milioni di Euro*)		**di cui verso parti correlate**		**di cui verso parti correlate**		**di cui verso parti correlate**		**di cui verso parti correlate**
A. Disponibilità liquide	(64)	(34)	(64)	(34)	(128)	(49)	(118)	(33)
B. Altre disponibilità liquide			-	-	-	-	-	-
C. Titoli detenuti per la negoziazione	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(4)	(2)
D. Liquidità (A)+(B)+(C)	(66)	(36)	(66)	(36)	(130)	(51)	(122)	(35)
E. Crediti finanziari	(1)	-	(1)	-	(1)	(1)	(1)	(1)
F. Debiti bancari correnti	-	-	-	-	-	-	-	-
G. Parte corrente dei finanziamenti a medio-lungo termine	222	222	222	222	223	222	552	538
H. Altri debiti finanziari correnti	1.818	1.818	1.818	1.818	1.984	1.984	1.221	1.221
I. Debiti e altre passività finanziarie correnti (F)+(G)+(H)	2.040	2.040	2.040	2.040	2.207	2.206	1.773	1.759
J. Indebitamento finanziario corrente netto (D)+(E)+(I)	1.973	2.004	1.973	2.004	2.076	2.154	1.650	1.723
K. Parte non corrente dei finanziamenti a medio-lungo termine	7.351	7.350	6.336	6.335	5.437	5.436	4.245	4.242
L. Obbligazioni emesse	-	-	-	-	-	-	-	-
M. Altri debiti non correnti	145	-	-	-	-	-	-	-
N. Debiti ed altre passività finanziarie non correnti (K)+(L)+(M)	7.496	7.350	6.336	6.335	5.437	5.436	4.245	4.242
O. Indebitamento finanziario netto (J)+(N)	9.469	9.354	8.309	8.339	7.513	7.590	5.895	5.965

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO E ALTRE INFORMAZIONI

Le tabelle che seguono riportano le principali informazioni finanziarie utilizzate dall'Emittente per monitorare e valutare l'andamento economico e finanziario del Nuovo Gruppo Snam Rete Gas.

Con riferimento allo stato patrimoniale riclassificato, lo stesso è stato costruito aggregando i valori dell'attivo e del passivo secondo il criterio della funzionalità alla gestione d'impresa, suddivisa convenzionalmente nelle tre funzioni fondamentali: investimento, esercizio e finanziamento. L'Emittente ritiene che lo schema sotto riportato rappresenti un'utile informativa per l'investitore in quanto consente di individuare le fonti di risorse finanziarie (mezzi propri e terzi) e gli impieghi di risorse finanziarie nel capitale immobilizzato e in quello di esercizio.

Le informazioni sotto riportate non sono identificate come misure contabili nell'ambito degli IFRS adottati dall'Unione Europea, pertanto non devono essere considerate misure alternative per la valutazione dell'andamento economico del Nuovo Gruppo Snam Rete Gas e la relativa posizione finanziaria. L'Emittente ritiene che le informazioni finanziarie di seguito riportate siano un importante parametro per la misurazione delle performance del Nuovo Gruppo Snam Rete Gas, in quanto permettono di analizzare l'andamento economico e finanziario dello stesso. Poiché tali informazioni finanziarie non sono misure la cui determinazione è regolata dai principi contabili di riferimento per la predisposizione del bilancio dell'Emittente, il criterio applicato per la relativa determinazione potrebbe non essere omogeneo con quello adottato da altri gruppi e, pertanto, i relativi valori potrebbero non essere comparabili.

	Al 31 dicembre	**Al 31 dicembre**		
(*milioni di Euro*)	**2008, *pro-forma***	**2008**	**2007**	**2006**
Immobili impianti e macchinari	15.208	15.208	14.300	13.958
Attività Immateriali	739	739	748	760
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	411	411	411	411
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto e Altre partecipazioni	293	293	282	266
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	2	2	2	4
Debiti netti relativi all'attività di investimento (1)	(393)	(393)	(324)	(284)
Capitale immobilizzato	16.260	16.260	15.419	15.115
Capitale di esercizio netto (2)	(1.224)	(1.232)	(1.158)	(1.469)
Fondi per benefici a dipendenti	(107)	(107)	(111)	(131)
Capitale investito netto	14.929	14.921	14.150	13.515
Patrimonio netto	5.460	6.612	6.637	7.620
Indebitamento finanziario netto	9.469	8.309	7.513	5.895
Coperture	14.929	14.921	14.150	13.515

(1) I debiti netti relativi all'attività di investimento sono costituiti dai debiti per attività di investimenti, inclusi nella voce Debiti commerciali e altri debiti dello stato patrimoniale, al netto dei crediti per attività di investimento e disinvestimento, inclusi nella voce Crediti commerciali e altri crediti dello stato patrimoniale.

(2) Il Capitale di esercizio netto è determinato come segue:

(*milioni di Euro*)	**Al 31 dicembre 2008, *pro-forma***	**2008**	**Al 31 dicembre 2007**	**2006**
Crediti commerciali e altri crediti	1.276	1.276	1.299	1.288
Crediti per attività di investimento/disinvestimento	(22)	(22)	(18)	(18)
Rimanenze	487	487	451	430
Attività per imposte sul reddito correnti	7	7	2	1
Attività per altre imposte correnti	14	14	21	27
Altre attività correnti	54	54	27	69
Altre attività non correnti	10	10	70	48
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	(2)	(2)	(2)	(4)
Attività non correnti destinate ad essere cedute	3	3	-	11
Debiti commerciali e altri debiti	(1.469)	(1.469)	(1.378)	(1.360)
Debiti per attività investimento	415	415	342	302
Passività per imposte sul reddito correnti	(11)	(11)	(13)	(5)
Passività per altre imposte correnti	(21)	(21)	(19)	(48)
Altre passività correnti	(58)	(58)	(27)	(45)
Fondi per rischi e oneri	(649)	(649)	(598)	(598)
Passività per imposte differite	(1.001)	(1.009)	(1.141)	(1.421)
Altre passività non correnti	(257)	(257)	(174)	(146)
Capitale di esercizio netto	(1.224)	(1.232)	(1.158)	(1.469)

ALTRE INFORMAZIONI

(*milioni di Euro*)	**Al 31 dicembre 2008, *pro-forma***	**2008**	**Al 31 dicembre 2007**	**2006**
Margine operativo lordo (3)	2.209	2.209	2.255	2.078
Investimenti	1.600	1.600	1.145	956
Free Cash Flow (4)		3	445	991
Margine operativo lordo per azione (valori in Euro) (5)		1,25	1,27	1,09
Free Cash Flow per azione (valori in Euro) (5)		0,00	0,25	0,52
Utile netto per azione (valori in Euro) (6)		0,48	0,59	0,39
Leverage (Indebitamento finanziario netto / Capitale investito netto)	63,4%	55,7%	53,1%	43,6%
Margine operativo lordo / Ricavi della gestione caratteristica	74,5%	74,5%	74,9%	68,0%

(3) Il Margine operativo lordo è determinato dall'Emittente come segue:

(*milioni di Euro*)	**Esercizio chiuso al 31 dicembre 2008, *pro-forma***	**2008**	**Esercizi chiusi al 31 dicembre 2007**	**2006**
Utile operativo	1.518	1.518	1.573	1.388
Ammortamenti e svalutazioni	691	691	682	690
Margine operativo lordo	2.209	2.209	2.255	2.078

(4) Il Free Cash Flow è determinato dall'Emittente come segue:

	Esercizi chiusi al 31 dicembre		
(*milioni di Euro*)	**2008**	**2007**	**2006**
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	1.532	1.386	1.783
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(1.529)	(941)	(792)
Free Cash Flow	3	445	991

(5) Il Margine operativo lordo per azione e il Free Cash Flow per azione sono stati determinati dividendo rispettivamente il Margine operativo lordo e il Free Cash Flow per il numero medio di azioni in circolazione nel periodo di riferimento (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 20, Paragrafo 20.1, Nota 32).

(6) (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 20, Paragrafo 20.1, Nota 32).

[QUESTA PAGINA È STATA LASCIATA VOLUTAMETE BIANCA]

4. FATTORI DI RISCHIO

L'Offerta in Opzione descritta nel Prospetto Informativo presenta gli elementi di rischio tipici di un investimento in titoli azionari quotati.

Al fine di effettuare un corretto apprezzamento dell'investimento, gli investitori sono invitati a valutare gli specifici fattori di rischio relativi: (i) all'Emittente e al Gruppo ad essa facente capo, (ii) al settore di attività in cui gli stessi operano e (iii) agli strumenti finanziari offerti. Inoltre, in considerazione del fatto che alla Data del Prospetto Informativo è in via di perfezionamento l'operazione di acquisizione di Italgas e Stogit, si riportano altresì alcuni rischi specifici, relativi alle attività di queste ultime e delle società da esse controllate.

Si precisa altresì che, in caso di perfezionamento delle Acquisizioni, ove applicabile, il riferimento al Gruppo Snam Rete Gas nei rilevanti fattori di rischio sarà riferito alle attività dell'Emittente inclusive di quelle di Italgas e Stogit.

I Fattori di Rischio descritti di seguito devono essere letti congiuntamente alle informazioni contenute nel Prospetto Informativo.

I rinvii alle Sezioni, ai Capitoli e ai Paragrafi si riferiscono alle Sezioni, ai Capitoli e ai Paragrafi del Prospetto Informativo.

1. FATTORI DI RISCHIO RELATIVI ALL'EMITTENTE

1.1 Rischi connessi alle Acquisizioni

Il 12 febbraio 2009 Snam Rete Gas ha sottoscritto due contratti di compravendita con Eni per l'acquisto dell'intero capitale sociale di Stogit, maggiore operatore italiano nel settore dello stoccaggio del gas naturale, e di Italgas, principale operatore nell'attività di distribuzione di gas in Italia. Il prezzo è stato determinato in Euro 1.650 milioni per Stogit ed in Euro 3.070 milioni per Italgas (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 22, Paragrafi 22.2 e 22.3).

1.1.1 Rischi connessi al mancato perfezionamento delle Acquisizioni

Nei contratti di compravendita, è contenuta una specifica previsione volta a garantire a Snam Rete Gas il diritto di recedere da entrambi i contratti (non da uno di essi in via isolata) nel periodo intercorrente fra la sottoscrizione dei contratti e la data di esecuzione, al verificarsi di una violazione delle dichiarazioni e garanzie rilasciate da Eni tale da provocare un effetto economico negativo significativo (specifiche soglie di significatività sono ivi previste) per Italgas e/o le Società del Gruppo Italgas (come di seguito definito) ovvero per Stogit (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 22, Paragrafi 22.2 e 22.3).

Nel caso, pertanto, che Snam Rete Gas si trovi nella condizione di dovere esercitare il suddetto recesso nel corso dell'esecuzione dell'Aumento di Capitale o successivamente al suo perfezionamento, il mancato perfezionamento delle Acquisizioni potrebbe determinare l'esigenza di dover valutare un diverso impiego della liquidità proveniente dall'Aumento di Capitale.

A tal riguardo, si segnala che Snam Rete Gas valuterà, entro un termine ragionevole, come utilizzare gli ammontari, al netto delle relative spese, rivenienti dall'Aumento di Capitale, prendendo in

considerazione eventuali acquisizioni o nuovi investimenti strategici alternativi, ovvero distribuendo agli azionisti dividendi straordinari.

Al verificarsi di tali circostanze, non si può escludere che il diverso impiego degli ammontari, al netto delle relative spese, rivenienti dall'Aumento di Capitale possa avere effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo Snam Rete Gas.

Per ulteriori informazioni si rinvia alla Sezione Prima, Capitolo 22, Paragrafi 22.2 e 22.3.

1.1.2 Rischi connessi alla natura delle Acquisizioni quali operazioni con parti correlate

Le Acquisizioni presentano i rischi tipici insiti nelle operazioni con parti correlate, in quanto: (i) Eni è l'azionista di controllo di Snam Rete Gas, (ii) Snam Rete Gas, in data 12 febbraio 2009, ha ricevuto da parte di Eni un impegno irrevocabile (c.d. *commitment letter*) a sottoscrivere un contratto, entro la data di perfezionamento delle Acquisizioni, per l'erogazione di un finanziamento a medio-lungo termine in favore di Snam Rete Gas di importo massimo pari ad Euro 1.300 milioni da utilizzare al fine del pagamento di parte del prezzo delle Acquisizioni (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 22, Paragrafi 22.2, 22.3 e 22.5), (iii) Eni, in data 12 febbraio 2009, si è impegnata a sottoscrivere le Azioni di propria competenza.

Pur avendo l'Emittente, nel rispetto della migliore prassi di *governance*, adottato tutte le misure necessarie per mitigare tali rischi, non si può escludere che le Acquisizioni, se fossero state concluse tra parti non correlate, avrebbero potuto essere caratterizzate da condizioni diverse (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 22, Paragrafi 22.2 e 22.3).

1.1.3 Rischi connessi al programma di finanziamento a servizio delle Acquisizioni

Le Acquisizioni saranno finanziate, per un importo fino a Euro 3.440 milioni, mediante l'utilizzo degli ammontari, al netto delle relative spese, rivenienti dall'Aumento di Capitale (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 22, Paragrafo 22.5 e Sezione Seconda, Capitolo 3, Paragrafo 3.4).

Snam Rete Gas, al fine di disporre delle ulteriori risorse finanziarie necessarie per le Acquisizioni, in concomitanza con la firma dei contratti relativi alle Acquisizioni, ha ricevuto da parte di Eni un impegno irrevocabile (la "**Commitment Letter**") a sottoscrivere un contratto, entro la data di perfezionamento delle Acquisizioni, per l'erogazione di un finanziamento a medio-lungo termine in favore di Snam Rete Gas di importo massimo pari ad Euro 1.300 milioni da utilizzare al fine del pagamento di parte del prezzo delle Acquisizioni (il "**Finanziamento Eni**") (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 22, Paragrafo 22.5).

Gli impegni assunti da Eni con la Commitment Letter verranno automaticamente meno qualora si verifichi, prima della sottoscrizione del contratto che disciplinerà il Finanziamento Eni, uno dei seguenti casi: (i) un evento, comprese le modifiche del quadro normativo vigente, tale da compromettere in maniera significativa, a ragionevole giudizio di Eni e Snam Rete Gas, la corretta esecuzione degli impegni assunti da essi ai sensi della Commitment Letter; o (ii) la sospensione dei pagamenti, lo stato di insolvenza, la messa in amministrazione straordinaria, la cessione dei beni ai creditori, lo scioglimento, la liquidazione di Snam Rete Gas.

Qualora successivamente alla sottoscrizione del contratto che disciplinerà il Finanziamento Eni si verifichi uno dei casi sopra descritti, Eni avrà la facoltà di risolvere tale contratto e di chiedere il rimborso anticipato del Finanziamento Eni.

Al venir meno degli impegni assunti da Eni con la Commitment Letter, nonché qualora Eni si avvalga della facoltà di risolvere il contratto che disciplinerà il Finanziamento Eni al verificarsi di uno degli eventi sopra descritti, Snam Rete Gas si troverebbe nelle condizioni di dover reperire con modalità alternative le risorse necessarie al pagamento di una parte del prezzo per le Acquisizioni ovvero necessarie al rimborso anticipato del Finanziamento Eni. Si segnala che, in tali ipotesi, anche in funzione delle condizioni di mercato a quella data prevalenti, Snam Rete Gas non esclude che potrebbe ottenere condizioni e termini più onerosi di quelli del Finanziamento Eni. Il verificarsi di tali circostanze potrebbe avere effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo Snam Rete Gas.

Per ulteriori informazioni si rinvia alla Sezione Prima, Capitolo 22, Paragrafo 22.5.

1.1.4 Rischi connessi alle informazioni relative a Italgas, alle Società del Gruppo Italgas e a Stogit contenute nel Prospetto Informativo

Le informazioni su Stogit, Italgas e sulle società in cui Italgas detiene partecipazioni (le "**Società del Gruppo Italgas**") contenute nel presente Prospetto Informativo sono tratte esclusivamente da documenti pubblici.

Si precisa che nell'ambito delle Acquisizioni, Snam Rete Gas non ha compiuto attività di *due diligence* legale, fiscale e contabile su Stogit ed Italgas avendo avuto accesso solamente ad informazioni di carattere prettamente finanziario e di *business* relative alle due società strumentali alla negoziazione del Contratto Italgas e del Contratto Stogit.

Snam Rete Gas non può assicurare che le informazioni su Stogit, Italgas e le Società del Gruppo Italgas contenute nel presente Prospetto Informativo siano sufficienti ai fini di rendere integralmente conoscibili tali società agli investitori.

1.1.5 Rischi connessi alle attività svolte da Italgas e dalle Società del Gruppo Italgas

Si riportano di seguito alcuni rischi specifici relativi all'attività di Italgas e delle Società del Gruppo Italgas.

(a) **Rischi legati alla scadenza delle concessioni/affidamenti di distribuzione del gas di cui sono titolari Italgas e le Società del Gruppo Italgas ed all'eventuale riscatto anticipato delle concessioni da parte degli enti concedenti**

(i) *Rischi relativi alle gare per l'assegnazione delle nuove concessioni di distribuzione del gas*

Alla data del 31 dicembre 2008, il Gruppo Italgas è titolare di un portafoglio di oltre 1.300 concessioni di distribuzione di gas naturale distribuite su tutto il territorio nazionale (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 6, Paragrafo 6.5.2).

Alla scadenza prevista dalla normativa applicabile per le concessioni e gli affidamenti di cui sono titolari Italgas e le Società del Gruppo Italgas, oppure nell'ipotesi di esercizio del riscatto anticipato da parte dei Comuni, gli enti locali dovranno bandire le gare per l'assegnazione delle nuove concessioni di distribuzione del gas.

A seguito delle gare che dovranno essere indette dagli enti locali per l'assegnazione delle concessioni, Italgas e le Società del Gruppo Italgas, potrebbero non aggiudicarsi la titolarità di una o più delle nuove concessioni, oppure potrebbe aggiudicarsi le nuove concessioni a condizioni meno favorevoli di quelle attuali, con possibili effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo Italgas, fermo restando, nel caso di mancata aggiudicazione, l'incasso dell'indennità prevista in favore del gestore uscente.

A tal proposito si segnala che la concessione relativa alla distribuzione di gas nel Comune di Roma, di cui Italgas è titolare, scadrà entro la fine dell'anno 2009.

Si segnala inoltre che, in data 30 ottobre 2008, Italgas e GDF-Suez S.A. (di seguito, "**Suez**") hanno stipulato un contratto di compravendita (di seguito, il "**Contratto Suez**") ai sensi del quale, *inter alia*, Italgas si è impegnata a cedere a Suez l'intero capitale sociale di una società a responsabilità limitata in cui Italgas avrà conferito il ramo d'azienda comprensivo, tra l'altro, della concessione relativa alla distribuzione di gas nel Comune di Roma (il "**Ramo d'Azienda Romana Gas**") (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 22, Paragrafo 22.2).

L'esecuzione del Contratto Suez è subordinata a determinate condizioni tra cui, in particolare, il rilascio da parte del Comune di Roma della idonea autorizzazione al trasferimento della concessione di distribuzione da Italgas alla suddetta società a responsabilità limitata, da avverarsi al massimo entro il 31 agosto 2009.

Nel caso di mancato perfezionamento del Contratto Suez, a seguito della gara che dovrà essere indetta dal Comune di Roma per l'assegnazione della concessione, Italgas potrebbe non essere in grado di aggiudicarsi la titolarità di tale concessione, oppure potrebbe aggiudicarsela a condizioni meno favorevoli di quelle attuali, con possibili effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo Italgas, fermo restando, nel caso di mancata aggiudicazione, l'incasso da parte di Italgas dell'indennità prevista in favore del gestore uscente.

Per ulteriori informazioni si rinvia alla Sezione Prima, Capitolo 6, Paragrafo 6.5.2 e Capitolo 22, Paragrafo 22.2.

(ii) *Incertezze relative alla durata residua delle concessioni/affidamenti di distribuzione del gas di cui sono titolari Italgas e le Società del Gruppo Italgas*

Al fine di attuare il sistema delle gare per la selezione del gestore del servizio di distribuzione del gas, il Decreto Letta ha introdotto una disciplina transitoria che incide sulla durata delle concessioni e degli affidamenti di distribuzione del gas in essere alla data della sua entrata in vigore. In particolare, il Decreto Letta ha stabilito che (i) gli

affidamenti e le concessioni assegnati con procedura di gara rimanessero in vigore fino alla scadenza prevista, ma comunque non oltre il 31 dicembre 2012, e (ii) gli affidamenti e le concessioni assegnati senza procedura di gara rimanessero in vigore fino alla scadenza prevista, ma comunque non oltre la scadenza del "periodo transitorio" (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 6, Paragrafo 6.6.3).

Si segnala che la scadenza di tale "periodo transitorio", inizialmente prevista per il 31 dicembre 2005, è stata prorogata per mezzo di alcune disposizioni normative, per effetto delle quali il "periodo transitorio" è stato esteso fino al 31 dicembre 2010 per gli affidamenti e le concessioni che rispettino determinate condizioni.

In ogni caso, almeno un anno prima della scadenza del periodo di affidamento, l'ente locale dovrà avviare la procedura per l'affidamento del servizio mediante gara.

Alla luce del vigente quadro normativo e delle concessioni e affidamenti in essere con i Comuni, fatta eccezione per le concessioni assegnate da Comuni appartenenti alla Regione Sicilia (per i quali non si applicano i limiti stabiliti dal Decreto Letta sopra descritti), tutte le altre concessioni e affidamenti di cui sono titolari Italgas e le Società del Gruppo Italgas scadranno in un periodo compreso tra il 2009 e il 2012, a seconda del singolo affidamento/concessione.

La durata delle concessioni/affidamenti di cui sono titolari Italgas e le Società del Gruppo Italgas potrebbe essere suscettibile di riduzione qualora intervenissero modificazioni del quadro normativo vigente, ovvero qualora, in sede di eventuali contenziosi con gli enti locali concedenti e/o con terzi, prevalesse una qualificazione dei rapporti e/o una interpretazione della disciplina ad essi applicabile diversa.

Il verificarsi di tali circostanze potrebbe avere effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo Italgas.

In relazione alle disposizioni normative in tema di proroga del "periodo transitorio" del servizio di distribuzione del gas naturale, occorre segnalare che con sentenza 9 giugno 2006, n. 701, il TAR Lombardia, sez. Brescia, ha ravvisato la necessità di chiedere alla Corte di Giustizia CE, ai sensi dell'art. 234 del Trattato CE del 25 marzo 1957, come successivamente integrato e modificato (il "**Trattato**"), una pronuncia pregiudiziale in ordine alla compatibilità di tali disposizioni con le norme e i principi comunitari riguardanti l'affidamento dei servizi pubblici e la liberalizzazione del mercato del gas, rimettendo ad una successiva ordinanza la formulazione del quesito da sottoporre alla Corte di Giustizia CE.

Con ordinanza n. 963 del 4 agosto 2006, il TAR Lombardia, sez. Brescia, ha pertanto investito la Corte di Giustizia CE, ai sensi dell'art. 234 del Trattato, della pronuncia pregiudiziale sulla compatibilità della disciplina transitoria prevista dal Decreto Legge 30 dicembre 2005, n. 273 convertito dalla Legge 23 febbraio 2006, n. 51 (il "**Decreto Milleproroghe**") e dal Decreto Letta con alcune norme del Trattato (in particolare gli articoli 43 CE, 49 CE e 86 n. 1 CE), della Direttiva 2003/55/CE nonché con alcuni principi del diritto comunitario.

La Corte di Giustizia CE, con sentenza n. 2008/C223/9 del 17 luglio 2008, ha stabilito la legittimità della normativa di uno Stato che preveda il prolungamento della durata del periodo transitorio al termine del quale deve cessare anticipatamente una concessione di distribuzione di gas naturale, qualora tale prolungamento sia necessario per l'ordinato scioglimento dei rapporti contrattuali a condizioni accettabili sia dal punto di vista economico, sia per le esigenze del servizio pubblico. Alla luce di quanto statuito dalla Corte di Giustizia CE, se da un lato la stessa Corte ha dichiarato la compatibilità delle disposizioni nazionali con i principi comunitari, dall'altro pare doveroso sottolineare che tali disposizioni devono comunque rispettare i principi generali di efficienza ed economicità; pertanto, ove detti principi non siano rispettati non si può escludere un rischio di contenzioso instaurato da un soggetto terzo interessato ad accedere al mercato di distribuzione del gas naturale.

Pertanto, ove a seguito di eventuali contenziosi instaurati da terzi, dovessero risultare non applicabili le disposizioni nazionali che stabiliscono proroghe del "periodo transitorio" perché giudicate incompatibili rispetto ai principi comunitari, la durata delle concessioni/affidamenti di cui sono titolari Italgas e le Società del Gruppo Italgas indicata nel Prospetto Informativo potrebbe essere suscettibile di riduzione.

Il verificarsi di tali circostanze potrebbe avere effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo Italgas.

(iii) *Rischi relativi all'eventuale riscatto anticipato delle concessioni e degli affidamenti di distribuzione del gas di cui sono titolari Italgas e le Società del Gruppo Italgas*

L'articolo 23 comma 3 del Decreto Milleproroghe fa salvo il diritto degli enti locali di riscattare le concessioni e gli affidamenti durante il periodo transitorio, ove tale diritto sia previsto nell'atto di affidamento o concessione.

La Corte Costituzionale, con sentenza n. 132 del 2008, si è pronunciata nel senso di riconoscere la legittimità delle clausole di riscatto limitatamente agli affidamenti e alle concessioni assegnati senza procedura di gara e di consentire agli enti locali di avvalersene soltanto per l'espletamento di una procedura di evidenza pubblica.

Tale diritto di riscatto potrà essere esercitato dal comune concedente o affidante: (i) ove sia decorso almeno un terzo della durata complessiva della concessione/affidamento e, comunque non meno di 10 anni (il diritto potrà poi essere esercitato a scadenze successive di cinque anni); (ii) con preavviso di un anno; (iii) dietro corresponsione al concessionario di un'equa indennità (calcolata ai sensi dell'art. 24 comma 4, lett. a), b) e c) del R.D. 15 ottobre 1925 n. 2578 il quale prevede che si debba tenere conto non solo del "valore industriale" dell'impianto, ma anche del profitto che al concessionario viene a mancare a causa del riscatto anticipato rispetto alla scadenza delle concessioni/affidamenti).

Si segnala che esistono differenze interpretative tra gli enti concedenti ed i gestori circa le modalità di applicazione dei criteri per la quantificazione dell'indennità dovuta al

gestore nel caso di riscatto anticipato della concessione ai sensi dell'articolo 24, comma 4, lett. a), b) e c) del R.D. 15 ottobre 1925 n. 2578.

Pertanto nel caso di esercizio da parte dei Comuni del riscatto anticipato durante il periodo transitorio, potrebbero sorgere contenziosi aventi ad oggetto la quantificazione dell'indennità dovuta a Italgas ed alle Società del Gruppo Italgas; l'esito di tali giudizi potrebbe essere sfavorevole per Italgas e per le Società del Gruppo Italgas, con conseguenti effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo Italgas.

(iv) *Rischi relativi alla sussistenza del diritto dei Comuni ad acquisire la proprietà delle reti di distribuzione del gas e alla quantificazione del rimborso a carico del nuovo gestore*

Con riferimento alle concessioni relativamente alle quali Italgas e le Società del Gruppo Italgas sono anche proprietarie delle reti di distribuzione del gas, si segnala che la dottrina e la giurisprudenza che si sono occupate dell'interpretazione delle norme relative alle reti di distribuzione del gas contenute nel Decreto Letta non hanno chiarito se la società proprietaria delle reti sia effettivamente tenuta, alla scadenza delle concessioni/affidamenti, a trasferire ai Comuni la proprietà delle reti, ed esistono differenze interpretative tra gli enti concedenti ed i gestori circa le modalità di applicazione dei criteri per la quantificazione dell'indennità dovuta al gestore uscente proprietario delle reti ai sensi dell'articolo 24, comma 4, lett. a) e b) del R.D. 15 ottobre 1925 n. 2578 (ai sensi del quale è previsto che si debba tenere conto solo del "valore industriale" dell'impianto, e non anche del profitto che al concessionario viene a mancare a causa della mancata aggiudicazione della concessione).

Pertanto alla scadenza delle concessioni/affidamenti, potrebbero sorgere contenziosi aventi ad oggetto la quantificazione dell'indennità dovuta a Italgas ed alle Società del Gruppo Italgas; l'esito di tali giudizi potrebbe essere sfavorevole per Italgas e per le Società del Gruppo Italgas, con conseguenti effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo Italgas.

(b) **Rischi relativi alla possibile evoluzione del quadro normativo di riferimento di Italgas e delle Società del Gruppo Italgas**

Italgas e le Società del Gruppo Italgas operano in un contesto regolamentato, soggetto a cambiamenti, che, specie negli ultimi anni, è stato caratterizzato da numerosi contenziosi tra gli operatori del settore e il regolatore (AEEG).

La regolamentazione del settore riguarda molteplici aspetti dell'attività del Gruppo Italgas sia in termini di modalità di svolgimento della stessa sia in termini di remunerazione.

Futuri cambiamenti nelle politiche normative adottate dall'Unione Europea o a livello nazionale, nonché nel quadro regolatorio definito dall'AEEG potrebbero avere ripercussioni impreviste con conseguenti effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo Italgas.

(c) **Rischi ambientali legati all'attività di Italgas**

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

Sebbene Italgas abbia dichiarato, nella relazione al bilancio civilistico relativo all'esercizio chiuso il 31 dicembre 2008, di svolgere la propria attività nel rispetto delle leggi e dei regolamenti in materia di ambiente e sicurezza, non può tuttavia essere escluso che Italgas e le Società del Gruppo Italgas possano incorrere in costi o responsabilità anche di dimensioni rilevanti in materia di tutela dell'ambiente. 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.

Italgas 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 apposito fondo.

Tuttavia non si può escludere che tale fondo possa risultare inadeguato rispetto alle effettive passività che potrebbero essere sostenute in relazione agli adempimenti previsti dalla vigente normativa. Pertanto, si segnala che l'eventuale inadeguatezza del suddetto fondo potrebbe avere effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo Italgas.

(d) **Rischi derivanti dai procedimenti giudiziali in essere in cui è coinvolta Italgas**

Italgas è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegate al normale svolgimento delle sue attività.

Fra tali procedimenti si segnala che nel maggio 2007 è stato notificato a Italgas un provvedimento di perquisizione locale e sequestro nell'ambito del procedimento n. 11183/06 RGNR avviato dalla Procura della Repubblica presso il Tribunale di Milano. L'atto è stato notificato anche al Presidente di Italgas. Nell'atto istruttorio sono ipotizzati comportamenti in violazione di legge, a partire dall'anno 2003, con riferimento all'utilizzo degli strumenti di misurazione del gas, al relativo pagamento delle accise, alla fatturazione ai clienti nonché ai rapporti con le Autorità di Vigilanza. Le violazioni contestate si riferiscono tra l'altro a fattispecie di reato previste dal Decreto Legislativo 8 giugno 2001, n. 231, che prevede la responsabilità amministrativa della società per i reati commessi da propri dipendenti nell'interesse o a vantaggio della società stessa.

Sebbene Italgas abbia dichiarato di ritenere, sulla base delle informazioni di cui attualmente dispone e dei fondi rischi esistenti, che tali procedimenti e azioni non determineranno effetti negativi rilevanti, tuttavia non può escludersi che l'eventuale esito negativo di alcune di tali

cause possa avere effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo Italgas.

(e) **Rischi connessi al mancato perfezionamento del Contratto Suez**

Nel caso di mancato perfezionamento del Contratto Suez, oltre a quanto già segnalato al Paragrafo 1.1.5 (a) (i) che precede, Italgas avrebbe un perimetro di *business* ed una struttura patrimoniale diversi rispetto all'ipotesi di cessione del Ramo d'Azienda Romana Gas con effetti sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo Italgas medesimo che alla Data del Prospetto Informativo l'Emittente non è in grado di stimare.

Per ulteriori informazioni si rinvia alla Sezione Prima, Capitolo 6, Paragrafo 6.5.2 e Capitolo 22, Paragrafo 22.2.

1.1.6 Rischi connessi all'attività svolta da Stogit

Si riportano di seguito alcuni rischi specifici relativi all'attività di Stogit.

(a) **Rischi relativi alla titolarità delle concessioni di stoccaggio del gas**

Secondo dati pubblici, Stogit è titolare di dieci concessioni di stoccaggio del gas. Di queste, una scadrà il 14 giugno 2012, otto il 1 gennaio 2017 e una il 6 novembre 2021 (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 6, Paragrafo 6.4). Tutte le concessioni sono prorogabili dal Ministero dello Sviluppo Economico per non più di due volte per una durata di dieci anni ciascuna ai sensi dell'art. 1, comma 61, Legge n. 239/2004.

Ove Stogit non sia in grado di conservare la titolarità di una o più delle proprie concessioni ovvero, al momento del rinnovo, si aggiudichi le concessioni a condizioni meno favorevoli di quelle attuali, potrebbero determinarsi effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria di Stogit.

(b) **Rischi relativi alla possibile evoluzione del quadro normativo di riferimento di Stogit**

L'attività di Stogit si svolge in un contesto regolamentato. La normativa comunitaria e nazionale in materia e le decisioni dell'AEEG possono avere un impatto significativo sull'operatività, i risultati economici e l'equilibrio finanziario di Stogit. Il quadro normativo di riferimento è costituito principalmente dal Decreto Letta, che ha recepito nel nostro ordinamento la Direttiva 98/30/CE del 22 giugno 1998, dalla Delibera dell'AEEG n. 50/06 del 3 marzo 2006, che ha definito i criteri per la determinazione delle tariffe di stoccaggio del gas per il secondo periodo di regolazione (1 aprile 2006-31 marzo 2010) e dalla Delibera dell'AEEG n. 119/05 del 21 giugno 2005, come successivamente integrata e modificata, che ha adottato le regole volte a garantire il libero accesso al servizio di stoccaggio e fissato le norme per la predisposizione del Codice di Stoccaggio da parte delle imprese di stoccaggio.

Futuri cambiamenti nelle politiche normative adottate dall'Unione Europea o a livello nazionale o a livello regolamentare da parte dell'AEEG potrebbero avere ripercussioni impreviste con conseguenti effetti negativi sul quadro normativo di riferimento e, di conseguenza, sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria di Stogit.

Si segnala che ove tali cambiamenti nelle politiche normative di riferimento determinino una deregolazione, anche parziale, dell'attività di stoccaggio di gas, non si possono escludere effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria di Stogit.

(c) **Rischio relativo all'incertezza delle riserve di gas naturale**

Diverse incertezze sono connesse alla stima delle riserve di gas naturale presente nei campi di stoccaggio in cui Stogit svolge la propria attività e conseguentemente alla loro futura producibilità ed agli investimenti necessari per attuarla.

L'accuratezza delle stime in questione dipende da un certo numero di fattori, assunzioni e variabili, tra i quali rivestono rilievo ad esempio: a) la qualità dei dati geologici, tecnici ed economici e la loro interpretazione e valutazione; b) le proiezioni relative ai futuri tassi di produzione e alla tempistica delle spese relative; c) la stabilità/la variazione delle norme legislative e regolamentari di settore; d) i risultati concreti delle perforazioni e delle attività di produzione in generale nei giacimenti in concessione a Stogit che intervengano dopo la data di effettuazione delle stime e che potrebbero provocare revisioni al rialzo o al ribasso di dette stime; e) variazioni dei prezzi del gas naturale, da sole e/o come conseguenza delle variazioni del prezzo del petrolio.

I fattori, anche ulteriori a quelli sopra elencati, che possano influenzare la stima delle riserve sono fuori dal controllo di Stogit e quindi potrebbero nel tempo variare, così influenzando le stime stesse. Per conseguenza, vi potrebbero essere differenze tra le riserve stimate e quelle che effettivamente potranno essere prodotte. In particolare, eventuali future revisioni al ribasso delle stime comporterebbero minori quantitativi producibili, con conseguenti effetti negativi sulle attività e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria di Stogit.

(d) **Rischi ambientali legati all'attività di Stogit**

Stogit è soggetta a numerose leggi e regolamenti per tutela dell'ambiente, della salute e della sicurezza a livello nazionale, regionale, locale e comunitario. La normativa ambientale pone anche limiti alle emissioni nell'atmosfera da parte di impianti utilizzati da Stogit per lo svolgimento delle proprie attività.

Le normative in materia ambientale, di salute e di sicurezza hanno un impatto notevole sulle attività di Stogit e non può essere escluso con certezza che Stogit incorra in costi o responsabilità anche di proporzioni rilevanti.

A copertura delle passività stimate in relazione agli adempimenti previsti dalla vigente normativa, è stato costituito un apposito fondo.

Tuttavia non si può escludere che tale fondo possa risultare inadeguato rispetto alle effettive passività che potrebbero essere sostenute in relazione agli adempimenti previsti dalla vigente normativa. Pertanto, si segnala che l'eventuale inadeguatezza del suddetto fondo potrebbe avere effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria di Stogit.

1.1.7 Rischi connessi all'integrazione con Stogit e Italgas

Le operazioni di acquisizione per loro natura presentano elementi di rischio.

Le Acquisizioni presentano inoltre i rischi tipici delle operazioni di integrazione di un gruppo societario e quindi le difficoltà relative al coordinamento del *management*, all'integrazione delle strutture, dei servizi esistenti e dei sistemi informatici con quelli delle società neo-acquisite. Pertanto, tenuto anche conto delle esistenti normative in materia di *unbundling* (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 6, Paragrafo 6.6.6), il processo di integrazione tra Snam Rete Gas, Stogit e Italgas potrebbe non essere completato ovvero essere completato con tempi e modi diversi da quelli originariamente pianificati e comportare costi non previsti dalla Società.

Tale circostanza potrebbe pregiudicare il pieno sfruttamento delle sinergie attese, nonché la tempistica prevista per la loro attuazione, con conseguenti effetti negativi sull'attività e sulla situazione finanziaria, economica e patrimoniale del Gruppo Snam Rete Gas.

Per ulteriori informazioni si rinvia alla Sezione Prima, Capitolo 22, Paragrafi 22.5.

1.2 Rischi derivanti dal controllo e dalla dipendenza dal Gruppo Eni

Benché Snam Rete Gas eserciti la propria attività con autonomia gestionale, generando ricavi dalla propria clientela e utilizzando proprie competenze, tecnologie, risorse umane e finanziarie, essa è, alla Data del Prospetto Informativo, e a seguito dell'Offerta continuerà ad essere, controllata da Eni e soggetta alla sua attività di direzione e coordinamento, seppur nei limiti della normativa sull'*unbundling* (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 6, Paragrafo 6.6.6).

Di seguito si evidenziano i principali rischi connessi ai rapporti esistenti alla Data del Prospetto Informativo tra Snam Rete Gas e Eni.

1.2.1 Rischi connessi ai rapporti finanziari in essere tra l'Emittente e il Gruppo Eni

Al 31 dicembre 2008 il Gruppo Eni ha concesso a Snam Rete Gas finanziamenti per un ammontare complessivo pari ad Euro 6.237 milioni circa (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 10, Paragrafo 10.1.1 e Capitolo 20, Paragrafo 20.1.1). A tale ammontare debbono aggiungersi gli impegni relativi al Finanziamento Eni (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 22, Paragrafo 22.5). Si evidenzia che l'Emittente si finanzia interamente tramite la controllante Eni.

Gli accordi di finanziamento stipulati, prevedono la facoltà per Eni di richiedere il rimborso anticipato dei rispettivi finanziamenti in caso di perdita del controllo su Snam Rete Gas da parte di Eni. Si sottolinea inoltre che anche tutti i contratti di *Interest Rate Swap* sottoscritti con Eni, includono la clausola del cambiamento del controllo, ovvero prevedono la facoltà di Eni, in caso perdita del controllo di Snam Rete Gas, di risolvere tutti i rapporti. La perdita del controllo da parte di Eni potrebbe ripercuotersi sulla capacità di Snam Rete Gas di ottenere e garantire prestiti e finanziamenti in sostituzione di quelli esistenti. Ove Snam Rete Gas fosse in grado di ottenere prestiti e finanziamenti da altre fonti, i termini e le altre condizioni potrebbero essere diversi rispetto a quelli ottenuti direttamente da società del Gruppo Eni o con l'ausilio di Eni.

La eventuale perdita del controllo da parte di Eni, (anche per effetto dei possibili obblighi derivanti dall'applicazione del Decreto 239/2003 (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 6, Paragrafo 6.6.2)), quindi, potrebbe avere effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo Snam Rete Gas.

Per ulteriori informazioni si rinvia alla Sezione Prima, Capitolo 6, Paragrafo 6.12.4 per quanto attiene al Gruppo Snam Rete Gas e alla Sezione Prima, Capitolo 10, Paragrafo 10.1.1, e Capitolo 20, Paragrafo 20.1.1, per quanto attiene i finanziamenti del Nuovo Gruppo Snam Rete Gas in caso di perfezionamento delle Acquisizioni.

1.2.2 Rischi connessi al controllo di diritto di Eni nei confronti dell'Emittente e alla non contendibilità della Società

In qualità di azionista di controllo, Eni potrà nominare la maggioranza dei membri del Consiglio di Amministrazione di Snam Rete Gas e potrà incidere sulla politica di dividendo e su altre decisioni della società, seppur nei limiti della normativa sull'*unbundling*, e, in generale, sulle decisioni dell'Assemblea degli azionisti di Snam Rete Gas. La possibilità per gli azionisti di minoranza di incidere su tali decisioni sarà, pertanto, limitata. Tuttavia si segnala che, alla Data del Prospetto Informativo, il Consiglio di Amministrazione di Snam Rete Gas è composto, per la maggioranza dei suoi membri (cinque su nove), da consiglieri che posseggono i requisiti di indipendenza stabiliti per i Sindaci dall'art. 148, comma 3, del TUF e dall'art. 3 del Codice di Autodisciplina. Tre di questi consiglieri sono stati nominati su proposta degli azionisti di minoranza.

La partecipazione di controllo di diritto che Eni detiene e deterrà dopo l'Aumento di Capitale, non rende possibile a soggetti terzi l'acquisizione del controllo di Snam Rete Gas senza il consenso di Eni stessa. Snam Rete Gas è una società, quindi, non contendibile.

Per ulteriori informazioni si rinvia alla Sezione Prima, Capitolo 14, Paragrafo 14.1.1.

1.3 Rapporti con parti correlate

Alla Data del Prospetto Informativo, Snam Rete Gas ha in essere una serie di rapporti contrattuali con il Gruppo Eni (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 19).

Le operazioni compiute dal Gruppo Snam Rete Gas con parti correlate (così come definite dal principio contabile internazionale IAS 24) riguardano essenzialmente lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari.

Fatto salvo quanto di seguito specificato, tutte le operazioni fanno parte dell'ordinaria gestione dell'impresa, sono generalmente regolate in base a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti, e sono state compiute nell'interesse delle imprese del Gruppo Snam Rete Gas.

Con riferimento a tali operazioni, in data 24 febbraio 2003, Snam Rete Gas ha adottato un documento contenente Principi di comportamento in materia di operazioni con parti correlate.

In relazione a tali rapporti, si precisa che:

- la quasi totalità dei ricavi del Gruppo Snam Rete Gas verso parti correlate, pari a circa il 71% del totale dei ricavi della gestione caratteristica nell'anno 2008, è relativa ad attività sottoposte a regolazione da parte dell'AEEG;

- con riferimento ai costi verso parti correlate nel 2008 il peso percentuale sul totale dei costi operativi del Gruppo Snam Rete Gas era pari a circa il 69%;

- i rapporti finanziari connessi alla copertura dei fabbisogni finanziari e all'impiego della liquidità, nonché rapporti relativi alla copertura dei rischi di tasso di interesse, tramite l'utilizzo di contratti derivati, sono per la totalità verso la controllante Eni (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 4, Paragrafo 1.2.1).

Tra tali rapporti con parti correlate, si precisa che il Gruppo Snam Rete Gas ha in essere rapporti commerciali con società del Gruppo Eni che svolgono servizi specifici quali (i) Eni Servizi S.p.A. che svolge servizi generali; (ii) Sofid S.p.A. che presta servizi contabili, amministrativi e finanziari. In considerazione dell'attività svolta e della natura della correlazione (società possedute interamente o pressoché interamente da Eni), i servizi forniti da tali società sono regolati sulla base di tariffe definite con riferimento ai costi specifici sostenuti e al margine minimo per il recupero dei costi generali e la remunerazione del capitale investito. A tale specifico riguardo, con l'esclusione delle attività soggette a regolazione dall'AEEG, tuttavia non vi è garanzia che, ove le operazioni compiute con parti correlate fossero concluse con parti terze, le stesse avrebbero negoziato e stipulato i relativi contratti, ovvero eseguito le suddette operazioni, alle medesime condizioni e modalità.

Gli schemi contenenti le informazioni economiche, patrimoniali e finanziarie relative delle operazioni con parti correlate per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006, sono riportati nella Sezione Prima, Capitolo 19.

Per ulteriori informazioni si rinvia alla Sezione Prima, Capitolo 19 e Capitolo 22.

1.4 Particolari previsioni statutarie

Lo Statuto di Snam Rete Gas contiene alcune disposizioni rilevanti relative: (i) alle deliberazioni dell'Assemblea della Società, (ii) ai limiti all'esercizio del diritto di voto in Assemblea. Per ulteriori informazioni si rinvia allo Statuto, disponibile sul sito internet di Snam Rete Gas (www.snamretegas.it) e alla normativa applicabile.

1.4.1 Deliberazioni dell'Assemblea della Società

Ai sensi dell'art. 15 dello Statuto di Snam Rete Gas, le deliberazioni riguardanti la cessione, il conferimento, l'affitto, l'usufrutto e ogni altro atto di disposizione (ivi incluso l'assoggettamento a vincoli) dell'azienda Snam Rete Gas ovvero di rami d'azienda di rilevanza strategica che ineriscano ad attività relative al trasporto e dispacciamento del gas sono di competenza dell'Assemblea e dovranno essere adottate con il voto favorevole di tanti soci che rappresentino almeno i tre quarti del capitale presente in Assemblea. La medesima maggioranza di tre quarti del capitale rappresentato è necessaria per l'approvazione di delibere di competenza dell'Assemblea Straordinaria.

1.4.2 Limiti all'esercizio del diritto di voto in assemblea

Ai sensi dell'art. 7 del vigente Statuto di Snam Rete Gas, fino alla scadenza del periodo di regolazione delle tariffe di trasporto e di dispacciamento di gas naturale immediatamente successivo a quello che termina il 30 settembre 2009, l'esercizio del diritto di voto e comunque degli altri diritti aventi contenuto diverso da quello patrimoniale connessi alle azioni di Snam Rete Gas che rappresentino più del 15% del capitale sociale con diritto di voto nell'Assemblea Ordinaria acquisite successivamente alla ammissione di Snam Rete Gas alla quotazione ufficiale di Borsa da uno Stato o da amministrazioni pubbliche o da soggetti da questi direttamente o indirettamente controllati, nonché da soggetti che svolgano direttamente o indirettamente attività di importazione e/o di esportazione in Italia di gas naturale e dai soggetti controllanti gli stessi, è assoggettato al gradimento risultante da atto scritto del Consiglio di Amministrazione di Snam Rete Gas. Il suddetto gradimento può essere negato solo se l'interesse sociale lo esige e, una volta accordato, è irrevocabile.

Le disposizioni contenute nel presente articolo cesseranno di avere efficacia quando fossero emanati, relativamente alla Società, i decreti sui poteri speciali previsti dall'art. 2 comma 1 e 1-*bis* della legge n. 474 del 30 luglio 1994.

In considerazione del fatto che il Ministero dello Sviluppo Economico ha una partecipazione di controllo dell'Eni, che a sua volta controlla Snam Rete Gas, il Governo Italiano potrebbe infatti esercitare nei confronti di Snam Rete Gas stessa i poteri speciali previsti dalla Legge 30 luglio 1994, n. 474, di conversione del D.L. 31 maggio 1994 n. 332. Gli articoli 2 e 3 del Decreto Legge 31 maggio 1994 n. 332 prevedono la possibilità per il Governo Italiano di esercitare tali poteri speciali nei confronti di società oggetto di privatizzazione operanti in settori di interesse nazionale, tra cui quello dell'energia, individuate con Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri, adottato di concerto con i Ministri competenti per settore.

In esecuzione di tali disposizioni, il D.P.C.M. 23 marzo 2006 ha individuato Snam Rete Gas quale Società nel cui statuto introdurre i poteri speciali, prima di ogni atto che determini la perdita di controllo da parte dello Stato.

Tale operazione non ha mai avuto luogo in assenza dell'emanazione dei provvedimenti normativi di attuazione, previsti dall'art. 1 comma 2 del citato D.L. n. 332/04. Il tema si è successivamente riproposto con la formulazione dell'art. 1 della Legge 27 dicembre 2006 n. 296 (Legge Finanziaria 2007), con il quale il legislatore si è unicamente limitato a rideterminare il termine di dismissione in ventiquattro mesi a decorrere dalla data di entrata in vigore del D.P.C.M. di cui all'art. 1, comma 2, del D.L. n. 332/04 citato. Alla Data del Prospetto Informativo non è stato emanato il D.P.C.M. che determina la modalità e le condizioni per la dismissione della partecipazione di controllo detenuta da Eni nell'Emittente.

Per ulteriori informazioni si rinvia alla Sezione Prima, Capitolo 21, Paragrafo 21.1.2.

1.5 Rischi legati alla rappresentazione dei dati economico finanziari su base *pro-forma* e all'inserimento di dati contabili aggregati

Il Prospetto Informativo contiene il conto economico consolidato *pro-forma* relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008, nonché lo stato patrimoniale consolidato *pro-forma* al 31 dicembre 2008

predisposti al fine di evidenziare gli effetti dell'acquisizione di Stogit e Italgas e del reperimento delle risorse necessarie per finanziare l'acquisizione. In particolare, il conto economico consolidato *pro-forma* relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008 è stato predisposto assumendo che l'Acquisizione sia avvenuta il 1 gennaio 2008.

Le informazioni contenute nel conto economico e stato patrimoniale *pro-forma* rappresentano una simulazione dei possibili effetti che potrebbero derivare dall'Acquisizione, fornita a soli fini illustrativi. In particolare, poiché i dati *pro-forma* sono costruiti per riflettere retroattivamente gli effetti significativi di operazioni successive, nonostante il rispetto delle regole comunemente accettate e l'utilizzo di assunzioni ragionevoli, vi sono dei limiti connessi alla natura stessa dei dati *pro-forma*. Pertanto, sussiste il rischio che, qualora l'operazione fosse realmente avvenuta alle date prese a riferimento per la predisposizione dei dati *pro-forma*, non necessariamente si sarebbero ottenuti gli stessi risultati rappresentati nei conti economici e nello stato patrimoniale *pro-forma*.

Inoltre, i dati *pro-forma* non riflettono dati prospettici, in quanto sono predisposti in modo da rappresentare solamente gli effetti significativi isolabili e oggettivamente misurabili dell'Acquisizione, senza tenere conto degli effetti potenziali dovuti a variazioni delle politiche del *management* e a decisioni operative conseguenti all'operazione stessa.

Infine, in considerazione delle diverse finalità dei dati *pro-forma* rispetto ai dati dei bilanci storici e delle diverse modalità di calcolo degli effetti con riferimento allo stato patrimoniale *pro-forma* al 31 dicembre 2008 e al conto economico *pro-forma* per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008, tali documenti vanno letti e interpretati separatamente, senza ricercare collegamenti contabili tra gli stessi.

Il Prospetto Informativo contiene inoltre i dati aggregati rappresentanti il Nuovo Gruppo Snam Rete Gas, così come specificato dettagliatamente nella Sezione Prima, Capitolo 20, Paragrafo 20.1.

I dati aggregati derivano esclusivamente dalla somma dei dati di bilancio e/o progetti di bilancio della Società e delle società oggetto delle Acquisizioni al fine di rappresentare le principali grandezze economiche, finanziarie e patrimoniali del Nuovo Gruppo Snam Rete Gas per tutti i periodi rappresentati nel Prospetto Informativo. Conseguentemente, i dati aggregati del patrimonio netto del Nuovo Gruppo Snam Rete Gas, non riflettono gli effetti delle Acquisizioni e del consolidamento di Italgas e Stogit da parte di Snam Rete Gas, che invece sono riflessi nei dati *pro-forma*, come di seguito descritto nel corpo del Prospetto Informativo.

Per ulteriori informazioni si rinvia alla Sezione Prima, Capitolo 20, Paragrafo 20.2.

1.6 Rischi legati al mancato raggiungimento degli obiettivi di sviluppo previsti

La concreta possibilità per l'Emittente di realizzare i progetti di sviluppo della propria rete di trasporto di gas naturale è soggetta a numerose incognite legate a fattori operativi, economici, normativi e autorizzativi indipendenti dalla volontà del Gruppo Snam Rete Gas.

Il Gruppo Snam Rete Gas non è, quindi, in grado di garantire che i progetti di estensione e potenziamento previsti vengano concretamente intrapresi e/o completati nei tempi previsti (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 12, Paragrafo 12.2).

Per finanziare gli investimenti previsti, il Gruppo Snam Rete Gas potrebbe necessitare di ulteriori risorse finanziarie. Qualora il Gruppo Snam Rete Gas non fosse in futuro in grado di raccogliere le risorse necessarie, potrebbe essere costretta a ridurre, posticipare o abbandonare i propri piani di sviluppo (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 12, Paragrafo 12.2). Inoltre, i progetti di sviluppo potrebbero richiedere investimenti più elevati rispetto a quelli inizialmente stimati.

Il verificarsi di tale circostanza, quindi, potrebbe avere effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo Snam Rete Gas.

Per ulteriori informazioni si rinvia alla Sezione Prima, Capitolo 12, Paragrafo 12.2.

1.7 Rischi connessi a dati e stime previsionali, alla mancata implementazione del Piano Strategico 2009-2012 e alle dichiarazioni di preminenza contenute nel Prospetto Informativo

Il presente Prospetto Informativo contiene previsioni sull'evoluzione futura del Gruppo Snam Rete Gas e del mercato in cui lo stesso opera. Tali dati, costruiti sulla base di alcuni presupposti di scenario esterno e di assunzioni sugli effetti di azioni specifiche governabili in tutto o in parte, si basano sull'esperienza e conoscenza del *management* e sui dati storici disponibili relativamente al settore in cui il Gruppo Snam Rete Gas opera.

Tali informazioni e tendenze, riportate nella descrizione delle caratteristiche dei programmi futuri e delle strategie, nonché delle tendenze previste (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 12), sono basate su ipotesi concernenti eventi futuri soggetti a incertezze e la cui mancata verificazione potrebbe comportare scostamenti anche significativi rispetto alle informazioni e tendenze formulate.

In data 12 febbraio 2009, in particolare, il Consiglio di Amministrazione di Snam Rete Gas ha approvato il Piano Strategico 2009-2012 (piano strategico del solo Gruppo Snam Rete Gas) che contiene le linee guida strategiche e gli obiettivi di crescita del Gruppo Snam Rete Gas per il prossimo quadriennio e alcune delle informazioni e tendenze descritte nel presente Prospetto Informativo. Il Piano Strategico 2009-2012 è basato su assunzioni di carattere generale di scenario esterno tra i quali si segnalano l'evoluzione della domanda di gas naturale sul mercato italiano nel medio-lungo termine e l'evoluzione del quadro regolatorio (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 12, Paragrafo 12.2).

Stante i profili di soggettività delle assunzioni del Piano Strategico 2009-2012, qualora una o più delle assunzioni ad esso sottese non si verifichi o si verifichi solo in parte, in relazione ad eventi, ad oggi non prevedibili né quantificabili, riguardanti lo scenario esterno o l'attività del Gruppo Snam Rete Gas, le informazioni e le tendenze indicate nel Prospetto Informativo potrebbero differire da quelle che si realizzeranno effettivamente.

Il Prospetto Informativo contiene inoltre alcune dichiarazioni di preminenza riguardo l'attività di Snam Rete Gas e del Gruppo Snam Rete Gas. Non è possibile garantire che tali dichiarazioni possano trovare conferma anche in futuro.

Per ulteriori informazioni si rinvia alla Sezione Prima, Capitolo 12.

1.8 Rischi derivanti da eventuali malfunzionamenti degli impianti

La gestione di sistemi complessi quali la Rete di Trasporto ed il terminale di rigassificazione del GNL di Panigaglia implicano una serie di rischi di malfunzionamento e di imprevista interruzione di servizio non dipendenti dalla volontà di Snam Rete Gas e GNL Italia, quali quelli determinati da incidenti, guasti o malfunzionamenti di apparecchiature o sistemi di controllo, minor resa di impianti ed eventi straordinari quali esplosioni, incendi, frane o altri eventi simili che sfuggono al controllo di Snam Rete Gas e GNL Italia. Tali eventi potrebbero inoltre essere causa di danni a persone eventualmente coinvolte, ovvero di danni rilevanti a 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 Snam Rete Gas e GNL Italia abbiano stipulato specifici contratti di assicurazione a copertura di alcuni tra tali rischi, le relative coperture assicurative potrebbero risultare insufficienti per far fronte a tutte le perdite subite, gli obblighi di risarcimento o gli incrementi di spesa.

Il verificarsi degli eventi sopra descritti, pertanto, potrebbe avere effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo Snam Rete Gas.

Per ulteriori informazioni si rinvia alla Sezione Prima, Capitolo 6, Paragrafo 6.2.1.

1.9 Rischi di mercato: tassi di interesse e prezzo del gas combustibile

I finanziamenti a tasso variabile ottenuti da Snam Rete Gas alla data del 31 dicembre 2008 prevedono tassi di interesse indicizzati su tassi di riferimento quali lo *Europe Interbank Offered Rate*, "Euribor" (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 6, Paragrafo 6.12.2).

Variazioni significative nei tassi di interesse potrebbero, pertanto, incidere in modo significativo sul costo di tali finanziamenti a tasso variabile ottenuti da Snam Rete Gas che alla data del 31 dicembre 2008 erano pari a circa Euro 2.524 milioni, corrispondente a circa il 40% del totale dell'indebitamento di Snam Rete Gas.

Snam Rete Gas inoltre utilizza gas combustibile per il funzionamento delle centrali di spinta.

Snam Rete Gas è quindi esposta a possibili fluttuazioni del prezzo del gas combustibile, a sua volta connesso all'andamento delle quotazioni internazionali del greggio e degli olii combustibili. Inoltre, il prezzo del gas combustibile, ancorché denominato in Euro, riflette quotazioni espresse in dollari statunitensi.

Il verificarsi degli eventi sopra descritti, pertanto, potrebbe avere effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo Snam Rete Gas.

Per ulteriori informazioni si rinvia alla Sezione Prima, Capitolo 6, Paragrafo 6.12.2.

1.10 Rischi derivanti dai procedimenti giudiziali in essere

Alla Data del Prospetto Informativo, risultano ancora in corso le indagini della Procura della Repubblica di Milano in relazione ad un procedimento penale che vede coinvolta la Società ed alcuni suoi esponenti. La fattispecie delittuosa oggetto di tale procedimento penale è riconducibile alle

norme di cui agli (i) art. 472 Codice Penale (uso o detenzione di misure o pesi con falsa impronta), (ii) art. 640, comma 1 e comma 2, Codice Penale (truffa in danno dello Stato), (iii) art. 2638 Codice Civile (ostacolo all'esercizio delle funzioni delle autorità pubbliche di vigilanza), e (iv) art. 40 D. Lgs. 504/95 (sottrazione all'accertamento o al pagamento dell'accisa sugli oli minerali) (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 20, Paragrafo 20.8.1).

L'Emittente, tenuto conto dell'attuale stato del procedimento in essere, non ritiene possibile escludere che l'eventuale esito dello stesso possa comportare un impatto sulla Società che, tuttavia, anche in considerazione del parere del legale esperto incaricato, non risulta determinabile nella sua entità.

In generale anche con riferimento ai contenziosi, nella costituzione del fondo rischi ed oneri, Snam Rete Gas ha tenuto in considerazione i potenziali rischi connessi ad ogni singola controversia ed i principi contabili di riferimento.

Sebbene Snam Rete Gas abbia provveduto alla determinazione del fondo rischi ed oneri applicando i principi contabili in materia, non si può escludere che detto fondo, in caso di esito negativo delle cause pendenti, possa non essere sufficiente a far fronte interamente agli oneri ed alle passività dagli stessi derivanti.

Conseguentemente non può escludersi che l'eventuale esito negativo di alcune di tali cause possa avere effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo Snam Rete Gas.

Per ulteriori informazioni si rinvia alla Sezione Prima, Capitolo 20, Paragrafo 20.8.

1.11 Rischi derivanti dal numero ristretto di clienti

Snam Rete Gas presta i propri servizi di trasporto ad un numero limitato di *Shipper*. I volumi di gas naturale immessi nella Rete Nazionale dai primi due clienti (rispettivamente Eni e Enel Trade S.p.A.) nel corso del 2008, rappresentano circa il 72% dei volumi complessivi immessi (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 6, Paragrafo 6.2.3).

Il mancato o ritardato pagamento dei corrispettivi dovuti per i servizi di trasporto del gas da uno o più degli *Shipper*, potrebbe avere effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo Snam Rete Gas.

Per ulteriori informazioni si rinvia alla Sezione Prima, Capitolo 6, Paragrafo 6.2.3.

2. FATTORI DI RISCHIO RELATIVI AL SETTORE IN CUI L'EMITTENTE OPERA

2.1 Rischi legati alla regolamentazione del settore di attività in cui opera Snam Rete Gas

Snam Rete Gas opera in un contesto regolamentato. La normativa comunitaria e nazionale in materia e le decisioni dell'AEEG possono avere un impatto significativo sull'operatività, i risultati economici e l'equilibrio finanziario della Società. Il quadro normativo di riferimento è costituito principalmente dal Decreto Letta, che ha recepito nel nostro ordinamento la Direttiva 98/30 CE del 22 giugno 1998, dalla Delibera dell'AEEG n. 166/05 del 30 luglio 2005, che ha definito i criteri per la determinazione delle tariffe di trasporto del gas per il secondo periodo di regolazione (1 ottobre 2005-30 settembre 2009) e dalla Delibera dell'AEEG n. 137/02, come successivamente integrata e modificata, che ha

definito le regole per il libero accesso al servizio di trasporto e per la predisposizione da parte delle imprese di trasporto dei propri Codici di Rete (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 6, Paragrafo 6.6).

Futuri cambiamenti nelle politiche normative adottate dall'Unione Europea o a livello nazionale o a livello regolamentare da parte dell'AEEG potrebbero avere ripercussioni impreviste sul quadro normativo di riferimento e, di conseguenza, potrebbero avere effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo Snam Rete Gas.

Per ulteriori informazioni si rinvia alla Sezione Prima, Capitolo 6, Paragrafo 6.6.

2.2 Rischi derivanti dall'approvazione del nuovo sistema tariffario

Con la Delibera ARG/gas 50/08, l'AEEG ha avviato il procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe per l'attività di trasporto relative al terzo periodo di regolazione.

In questo ambito, in data 3 aprile 2009 l'AEEG ha pubblicato il documento di consultazione relativo alla regolazione delle tariffe per l'attività di trasporto e dispacciamento per il terzo periodo di regolazione (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 6, Paragrafo 6.6.5).

L'AEEG, che dispone di ampia discrezionalità nella determinazione di diversi aspetti del sistema tariffario, potrebbe determinare per il terzo periodo di regolazione (che ha inizio il 1 ottobre 2009) un meccanismo tariffario peggiorativo rispetto a quello attualmente in vigore come ad esempio fissando tassi di remunerazione della RAB o dei nuovi investimenti inferiori a quelli del secondo periodo di regolazione, ovvero stabilendo formule e/o parametri per l'aggiornamento annuale dei ricavi diverse da quelle attuali.

Il nuovo sistema tariffario, pertanto, potrebbe avere effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo Snam Rete Gas.

Per ulteriori informazioni si rinvia all'Allegato 1.

2.3 Rischi derivanti dai livelli di efficienza impliciti nel sistema tariffario

In base al sistema tariffario in vigore, i ricavi di Snam Rete Gas sono in parte aggiornati annualmente in base a meccanismi che riflettono obiettivi di efficienza prefissati dall'AEEG (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 6, Paragrafo 6.5).

Ove Snam Rete Gas non riuscisse a conseguire livelli di efficienza e di contenimento dei costi in linea o superiori rispetto agli obiettivi di efficienza sottesi al meccanismo tariffario fissato dall'AEEG, tale circostanza potrebbe avere effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo Snam Rete Gas.

Per ulteriori informazioni si rinvia all'Allegato 1.

2.4 Rischi derivanti dal futuro andamento dei consumi di gas naturale

In base al sistema tariffario attualmente in essere, i ricavi di Snam Rete Gas sono in parte aggiornati annualmente in funzione di criteri prefissati dall'AEEG, che riflettono un tasso implicito di crescita annuale dei volumi di gas naturale immessi nella Rete di Trasporto.

I volumi di gas naturale immessi nella rete di trasporto in Italia dipendono, tuttavia, da fattori che esulano dal controllo di Snam Rete Gas, quali ad esempio il prezzo del gas naturale rispetto a quello di altri combustibili, lo sviluppo del settore elettrico, la crescita economica, le evoluzioni climatiche, le leggi ambientali, la continua disponibilità di gas naturale importato da paesi esteri e la disponibilità di sufficiente capacità di trasporto sui gasdotti di importazione.

Qualora l'andamento dei volumi di gas naturale immessi nella Rete di Trasporto in Italia fosse inferiore alla crescita implicita nei criteri fissati, tale circostanza potrebbe avere effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo Snam Rete Gas.

Per ulteriori informazioni si rinvia alla Sezione Prima, Allegato 1.

2.5 Rischi legati alla tutela dell'ambiente

L'attività del Gruppo Snam Rete Gas è soggetta alla normativa italiana e dell'Unione Europea in materia di tutela dell'ambiente (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 8, Paragrafo 8.2).

Benché Snam Rete Gas svolga la propria attività nel rispetto di leggi e regolamenti in materia di ambiente e sicurezza, il rischio di incorrere in oneri imprevisti e obblighi di risarcimento, ivi comprese le richieste di risarcimento dei danni a cose e persone, in tema di ambiente e sicurezza é connaturato alla gestione di gasdotti e di impianti di rigassificazione.

Pertanto non é possibile escludere a priori che il Gruppo Snam Rete Gas non sia in futuro tenuto a far fronte a oneri od obblighi di risarcimento del tipo sopra ipotizzato. Inoltre, le attuali coperture assicurative potrebbero non essere sufficienti a far fronte a tutte le richieste di risarcimento danni.

Infine, non é possibile escludere il verificarsi di altri eventi, quali l'emanazione, a livello nazionale o europeo, di nuovi più stringenti provvedimenti normativi che abbiano l'effetto di aumentare oneri o livelli di responsabilità del Gruppo Snam Rete Gas sotto il profilo della sicurezza o dell'ambiente.

Snam Rete Gas non é in grado di prevedere la natura e la possibile ricaduta di tali futuri eventi o provvedimenti normativi sui propri risultati, né è possibile fornire garanzia alcuna circa la possibilità di recuperare, in base al sistema tariffario, eventuali maggiori costi sostenuti per ambiente o sicurezza.

Il verificarsi degli eventi sopra descritti, pertanto, potrebbe avere effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo Snam Rete Gas.

Per ulteriori informazioni si rinvia alla Sezione Prima, Capitolo 6, Paragrafo 6.6.

2.6 Rischi legati alla possibile concorrenza derivante dalla costruzione di nuove linee di gasdotti o nuovi terminali di rigassificazione

Snam Rete Gas svolge attività di trasporto del gas in Italia in posizione di preminenza (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 6, Paragrafo 6.8).

Un aumento della concorrenza potrebbe peraltro derivare in futuro dalla costruzione da parte di altri operatori di nuove linee di gasdotti, con particolare riferimento a direttrici di importazione diverse dalle esistenti, e di nuovi allacciamenti e nuovi terminali di rigassificazione.

Il verificarsi degli eventi sopra descritti, pertanto, potrebbe avere effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo Snam Rete Gas.

Per ulteriori informazioni si rinvia alla Sezione Prima, Capitolo 6, Paragrafo 6.11.

2.7 Rischi connessi a particolari situazioni socio-politiche dei paesi produttori e dei paesi di transito del gas naturale

Una parte consistente del gas naturale trasportato mediante la Rete di Trasporto di Snam Rete Gas proviene o è previsto che provenga o che attraversi paesi che presentano rischi derivanti da particolari situazioni socio-politiche. Le importazioni e il transito di gas naturale da tali paesi potrebbero pertanto essere soggette a rischi tra i quali aumento di tasse e accise applicabili, fissazione di limiti alla produzione e all'esportazione o al trasporto, rinegoziazione forzata di contratti, nazionalizzazione o rinazionalizzazione di beni, mutamenti dei sistemi di governo e delle politiche nazionali, modifica delle politiche commerciali, restrizioni monetarie, perdite o danneggiamenti dovute ad azioni di gruppi rivoltosi.

Qualora gli *Shipper* si trovassero nell'impossibilità di accedere alle disponibilità di gas naturale dei suddetti paesi a causa delle situazioni di cui sopra o similari fossero altrimenti danneggiati da tali situazioni, ne potrebbe derivare l'impossibilità per gli stessi di rispettare i propri obblighi contrattuali nei confronti di Snam Rete Gas o comunque una diminuzione nei volumi di gas trasportato.

Il verificarsi degli eventi sopra descritti, pertanto, potrebbe avere effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo Snam Rete Gas.

Per ulteriori informazioni si rinvia alla Sezione Prima, Capitolo 6, Paragrafo 6.12.

3. FATTORI DI RISCHIO RELATIVI ALLE AZIONI OGGETTO DI OFFERTA

3.1 Rischi relativi alla liquidabilità e volatilità delle Azioni

Le Azioni presentano gli elementi di rischio propri di un investimento in azioni quotate della medesima natura. I possessori di Azioni hanno la possibilità di liquidare il proprio investimento mediante la vendita sul MTA. Tuttavia, tali titoli potrebbero presentare problemi di liquidità, a prescindere da Snam Rete Gas o dall'ammontare delle Azioni, in quanto le richieste di vendita potrebbero non trovare adeguate e tempestive contropartite. Infine, il prezzo di mercato delle Azioni potrebbe fluttuare notevolmente in relazione a una serie di fattori, alcuni dei quali esulano dal controllo di Snam Rete Gas; in alcune circostanze, pertanto, il prezzo di mercato potrebbe non riflettere i reali risultati operativi del Gruppo Snam Rete Gas.

3.2 Rischi connessi all'andamento del mercato dei Diritti di Opzione

I diritti di opzione sulle Azioni potranno essere negoziati solo sul MTA, dal 27 aprile 2009 all'8 maggio 2009 compreso. Tuttavia, tali diritti potrebbero presentare problemi di liquidità, a prescindere da Snam Rete Gas o dall'ammontare degli stessi diritti, in quanto le richieste di vendita potrebbero non trovare adeguate e tempestive contropartite.

Il prezzo di negoziazione dei Diritti di Opzione potrebbe essere soggetto a significative oscillazioni, in funzione, tra l'altro, dell'andamento di mercato delle Azioni.

3.3 Effetti diluitivi

Trattandosi di un aumento di capitale in opzione, non vi sono effetti diluitivi in termini di quote di partecipazione al capitale sociale nei confronti degli azionisti di Snam Rete Gas che vi aderiranno, sottoscrivendo la quota di propria competenza. Nel caso di mancato esercizio dei Diritti di Opzione originariamente spettanti e di integrale sottoscrizione dell'Aumento di Capitale, gli azionisti subirebbero una diluizione massima della propria partecipazione, in termini percentuali sul capitale sociale, pari al 45,2%.

Per ulteriori informazioni si rinvia alla Sezione Seconda, Capitolo 9.

3.4 Impegni alla sottoscrizione

L'Offerta sarà assistita da una garanzia prestata da un consorzio coordinato e diretto da Mediobanca, Morgan Stanley e UBS in qualità di *Joint Global Coordinators* e *Joint Bookrunners* al quale parteciperanno anche BNP PARIBAS, Credit Suisse, Merrill Lynch International e UniCredit Group (HVB), in qualità di *Co-Bookrunners*.

Il contratto di garanzia sarà governato dalla legge italiana e conterrà, tra l'altro, le usuali dichiarazioni e garanzie, impegni, condizioni, clausole di indennizzo, clausole di recesso tra cui, *inter alia*, le clausole c.d. di "*material adverse change*" e "*force majeure*" in linea con la migliore prassi internazionale.

Ove, al ricorrere di uno degli eventi previsti nel contratto di garanzia che sarà sottoscritto entro il giorno antecedente l'avvio dell'Offerta, i *Joint Global Coordinator*s e *Joint Bookrunners* esercitassero la loro facoltà di recedere dagli impegni di garanzia e, contestualmente, l'Aumento di Capitale non fosse integralmente sottoscritto (e, quindi, quest'ultimo risultasse eseguito solo per la parte eventualmente sottoscritta), Snam Rete Gas non sarebbe in grado di reperire interamente le risorse attese. Il verificarsi di tali circostanze potrebbe avere effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo Snam Rete Gas.

Per ulteriori informazioni si rinvia alla Sezione Seconda, Capitolo 5, Paragrafo 5.4.3.

3.5 Esclusione dei mercati nei quali non sia consentita l'Offerta

L'Offerta è riservata esclusivamente al territorio della Repubblica Italiana. Il presente Prospetto Informativo costituisce un'offerta di strumenti finanziari unicamente in Italia.

Il presente Prospetto Informativo non costituisce offerta di strumenti finanziari negli Stati Uniti d'America, Giappone e Australia o in qualsiasi altro paese nel quale tale offerta non sia consentita in assenza di autorizzazioni da parte delle competenti Autorità (congiuntamente con Stati Uniti d'America, Giappone ed Australia, i "**Paesi Esclusi**").

L'Offerta non è promossa e non sarà promossa nei Paesi Esclusi, né ai soggetti ivi residenti.

Nessuno strumento finanziario può essere offerto o negoziato nei Paesi Esclusi in assenza di specifica registrazione o esenzione dalla registrazione in conformità alle disposizioni di legge ivi applicabili.

Le Azioni ed i relativi Diritti di Opzione non sono stati registrati né saranno registrati ai sensi dello *United States Securities Act of 1933*, come modificato, né ai sensi delle corrispondenti normative degli altri Paesi Esclusi e non potranno conseguentemente essere offerti, venduti o consegnati, direttamente o indirettamente, nei Paesi Esclusi.

Ogni adesione all'Offerta posta in essere direttamente o indirettamente in violazione delle restrizioni di cui sopra sarà considerata non valida.

Pertanto, gli azionisti di Snam Rete Gas non residenti in Italia prima di intraprendere qualsiasi iniziativa in relazione all'Offerta dovrebbero avvalersi di specifici pareri legali in materia.

Per maggiori informazioni si rinvia alla Sezione Seconda, Capitolo 5, Paragrafo 5.2.1.

5. INFORMAZIONI SULLA SOCIETÀ

5.1 Storia ed evoluzione della Società

5.1.1 Denominazione sociale della Società

La Società è denominata "Snam Rete Gas S.p.A.".

5.1.2 Luogo di registrazione della Società e suo numero di registrazione

L'Emittente è iscritta presso il Registro delle Imprese di Milano al numero 13271390158.

5.1.3 Data di costituzione e durata della Società

L'Emittente è una società per azioni costituita in data 15 novembre 2000 e con durata fino al 31 dicembre 2100.

5.1.4 Domicilio e forma giuridica della Società, legislazione in base alla quale opera, paese di costituzione, indirizzo e numero di telefono della sede sociale

L'Emittente è una società per azioni costituita in Milano, regolata ed operante in base al diritto italiano. L'Emittente ha sede sociale in San Donato Milanese - Milano, Piazza Santa Barbara, 7 e tel. +39 02 5201.

5.1.5 Fatti importanti nell'evoluzione dell'attività della Società

(a) <u>*La Snam e lo sviluppo dell'industria del gas in Italia*</u>

Snam Rete Gas, società appartenente al Gruppo Eni, è stata costituita in data 15 novembre 2000, con la denominazione originaria di Rete Gas Italia S.p.A., per ricevere in conferimento (per detenere e gestire) tutte le attività a tale data svolte da Snam S.p.A. relative al trasporto e dispacciamento di gas naturale e di rigassificazione di GNL. Con Delibera dell'Assemblea Straordinaria, in data 10 ottobre 2001, la Società ha assunto l'attuale denominazione di "Snam Rete Gas S.p.A.".

Le attività di trasporto e dispacciamento del gas naturale e di rigassificazione del GNL vennero conferite da Snam S.p.A. a Snam Rete Gas in data 1 luglio 2001; successivamente, le sole attività di rigassificazione di GNL vennero conferite da Snam Rete Gas a GNL Italia in data 1 novembre 2001, società costituita il 27 luglio 2001 e partecipata al 100% dall'Emittente.

Antecedentemente al conferimento Snam S.p.A. operava in modo integrato nelle attività di approvvigionamento, trasporto e vendita di gas naturale.

Il trasferimento a Snam Rete Gas delle attività di trasporto e dispacciamento del gas naturale e di rigassificazione del GNL di Snam si è reso necessario a seguito dell'entrata in vigore del Decreto Letta, emanato in attuazione della Direttiva Gas a norma del quale, a partire dal 1 gennaio 2002, le attività di trasporto e dispacciamento di gas naturale (incluse le attività di rigassificazione di GNL) debbono essere oggetto di separazione societaria da tutte le altre attività del settore gas, ad eccezione dell'attività di stoccaggio, che è comunque oggetto di separazione contabile e gestionale dall'attività di trasporto e dispacciamento e di separazione

societaria da tutte le altre attività del settore del gas (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 16, Paragrafo 16.5).

Nel dicembre del 2001 le azioni di Snam Rete Gas vengono quotate nell'MTA gestito da Borsa Italiana. Nel marzo del 2002 l'azione Snam Rete Gas è inclusa nell'indice MIB30 e dal settembre dello stesso anno viene inserita nell'indice globale "FTSE4Good"[1]. Alla Data del Prospetto Informativo il titolo Snam Rete Gas è presente anche nell'indice FTSE/MIB e nei primari indici internazionali, quali Dow Jones Euro Stoxx, S&P Euro, MSCI Euro.

Il Gruppo Snam Rete Gas presenta nel 2008 ricavi totali consolidati per Euro 1.910 milioni, un utile netto consolidato di Euro 530 milioni e investimenti pari a Euro 1.044 milioni.

Eni, società leader in Italia nel settore del petrolio e del gas, anche attraverso Snam S.p.A. ha storicamente svolto un ruolo fondamentale sia nell'importazione di gas naturale, sia nella realizzazione della Rete di Trasporto oltre che nello sviluppo del mercato del gas.

Lo sviluppo del settore del gas in Italia ha origine con la scoperta dei giacimenti di gas naturale nella Pianura Padana, avvenuta prima della Seconda Guerra Mondiale. Dopo la Seconda Guerra Mondiale, Snam S.p.A. costruisce un sistema di gasdotti volto principalmente a rifornire di gas naturale le grandi industrie del Nord del Paese.

Nel 1960 la rete di gasdotti italiana si estende per 4.640 chilometri di condotte e il gas venduto raggiunge i 6,4 miliardi di metri cubi l'anno. Nel corso degli anni Sessanta, inizia la metanizzazione delle principali città italiane e l'importazione di GNL dalla Libia.

La crisi energetica degli anni Settanta induce il Governo italiano all'adozione di una politica energetica che, allo scopo di favorire lo sviluppo dell'industria del settore del gas e ridurre contestualmente il grado di dipendenza da prodotti petroliferi, è volto a contribuire allo sviluppo di una Rete di Trasporto e alla crescita su scala nazionale degli usi del gas nel settore residenziale e commerciale.

Nella metà degli anni Settanta le importazioni di gas da paesi stranieri crescono notevolmente attraverso l'immissione di crescenti volumi di gas via gasdotto dalla Russia e dai Paesi Bassi. Alla fine degli anni Settanta, la Rete di Trasporto si estende per 15.000 chilometri di condotte e le vendite annue ammontano a 27 miliardi di metri cubi. Il 50% del gas naturale viene venduto alle aziende industriali, mentre la percentuale di gas naturale distribuita al settore residenziale e commerciale passa dal 20% all'inizio degli anni Settanta al 34% alla fine dello stesso decennio. Aumenta inoltre il peso del gas naturale nell'ambito delle fonti di energia primaria in Italia, passando dal 9% all'inizio degli anni Settanta fino al 16% alla fine del decennio, con la restante parte del fabbisogno energetico soddisfatta principalmente dai prodotti petroliferi.

[1] FTSE4Good è una serie di indici utili agli investitori socialmente responsabili che valuta la performance finanziaria delle società che rispettano le norme globalmente riconosciute per quanto riguarda il comportamento delle aziende (Fonte: sito Internet ufficiale Snam Rete Gas).

Negli anni Ottanta prosegue lo sviluppo del settore sia a livello di infrastrutture che di quantitativi importati e consumati. Nel 1982 vengono avviate nuove importazioni di gas dall'Algeria. A metà degli anni Ottanta, la Rete di Trasporto supera i 19.000 chilometri di condotte, mentre le vendite annue superano i 33 miliardi di metri cubi.

All'inizio degli anni Novanta, la Rete di Trasporto raggiunge i 23.000 chilometri di condotte e le vendite annue passano a 47 miliardi di metri cubi. Nel 1990 il gas raggiunge il 25% del consumo energetico in Italia sostenuto dallo sviluppo dell'industria termoelettrica. Una ulteriore espansione della Rete di Trasporto si verifica grazie al raddoppiamento della capacità dei gasdotti di importazione dall'Algeria e dalla Russia, che ha luogo rispettivamente nel 1994 e nel 1995.

Nell'anno 2000 la Rete di Trasporto supera i 30.000 chilometri, di cui oltre il 95% di proprietà dell'allora Snam S.p.A.. Nello stesso anno i consumi di gas naturale in Italia superano i 70 miliardi di metri cubi, anche a seguito del forte sviluppo nel settore della produzione termoelettrica; nel medesimo periodo il ruolo del gas naturale cresce fino a quasi il 32% del consumo energetico nazionale.

Prosegue, quindi, il potenziamento della Rete di Trasporto finalizzata a consentire sia ulteriori sviluppi delle importazioni di gas dalla Russia e dall'Algeria, sia nuove importazioni di gas dal Nord Europa e dalla Libia.

Al 31 dicembre 2008 la Rete di Trasporto di gas in Italia supera i 33.000 chilometri, di cui 31.474 chilometri di proprietà di Snam Rete Gas ed è costituita da gasdotti di ampio diametro, ad alta e media pressione, per il trasporto di gas naturale dai terminali di importazione, dai campi di stoccaggio e dai campi di coltivazione, a clienti finali, quali grossi gruppi industriali e centrali termoelettriche ed alle società di distribuzione locale.

Nel 2008 i consumi di gas in Italia sfiorano 85 miliardi di metri cubi, di cui quasi 34 miliardi (40%) nel settore della produzione termoelettrica, circa 30 miliardi (35%) nel settore residenziale e terziario, oltre 19 miliardi (23%) nel settore degli usi industriali e circa 2 miliardi (2%) in altri settori di utilizzo. In base alle prime stime disponibili, il gas nel 2008 ha raggiunto il 36% del consumo energetico nazionale.

(b) *Eventi Recenti*

Ampliamento dell'impianto di rigassificazione del GNL di Panigaglia

Nel corso del 2008 GNL Italia ha proseguito le attività avviate nel 2007 relative al processo autorizzativo per l'ampliamento dell'impianto di rigassificazione del GNL di Panigaglia volto principalmente ad incrementare la capacità di rigassificazione da circa 3,5 a circa 8 miliardi di Sm^3/anno.

Il progetto prevede: (i) la ricezione di navi metaniere di maggior capacità di trasporto rispetto a quella attuale; (ii) ammodernamento e sostituzione di gran parte delle apparecchiature e dei sistemi di impianto; (iii) ammodernamento e sostituzione dell'attuale parco serbatoi; (iv) opere di adeguamento e ammodernamento del pontile; e (v) la

realizzazione di una nuova centrale di cogenerazione da 32 MW per autoproduzione di energia elettrica.

L'*iter* autorizzativo per l'ammodernamento e l'adeguamento dell'impianto di Panigaglia è stato avviato nel giugno 2007, allorquando GNL Italia ha presentato la relativa istanza alle Autorità competenti per l'ottenimento dell'autorizzazione prevista ai sensi dell'articolo 8 della Legge 340/2000 e della Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) prevista dalla Legge 349/1986.

In relazione a tale *iter* autorizzativo:

- in data 30 luglio 2007, la Sopraintendenza dei Beni Archeologici della Regione Liguria ha espresso parere positivo in merito alla realizzazione del progetto;

- in data 5 ottobre 2007, la Giunta Regionale della Liguria, sulla base del parere espresso dal Comune di Porto Venere, dalla Provincia di La Spezia e dall'Autorità Portuale di La Spezia, ha espresso parere "interlocutorio negativo" in merito al progetto per ragioni tecniche e di compatibilità rispetto agli strumenti urbanistici e di pianificazione territoriale, con richiesta di integrazione allo studio di impatto ambientale del progetto presentato dalla società nel giugno 2007 e richiesta di individuazione di interventi compensativi da effettuare al fine di migliorare l'accettabilità sociale del progetto; GNL Italia ha, pertanto, avviato un dialogo con le istituzioni locali al fine di individuare e programmare tali interventi compensativi;

- nel luglio 2008, GNL Italia ha risposto agli organi competenti in merito alla suddetta richiesta da parte della Regione Liguria, richiesta formulata anche da parte della Commissione per la Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) nel maggio 2008, di integrazione allo studio di impatto ambientale del progetto presentato dalla società nel giugno 2007. Nell'ottobre 2008, GNL Italia ha ricevuto ulteriori richieste integrative da parte della nuova Commissione VIA a cui è stata fornita risposta in data 18 dicembre 2008;

- in data 18 febbraio 2008, il Ministero dello Sviluppo Economico, secondo la procedura prevista dalla Legge 340/2000, ha avviato una Conferenza dei Servizi volta a valutare ed eventualmente ad autorizzare l'ampliamento dello stabilimento di Panigaglia. Detta Conferenza dei Servizi vede coinvolti gli enti interessati, tra i quali si segnalano il Comune di Porto Venere, la Provincia di La Spezia, la Regione Liguria, il Ministero degli Interni, il Ministero dell'Ambiente, il Ministero dei Beni Culturali e l'Ente Porto di La Spezia. In data 22 dicembre 2008, il Ministero dello Sviluppo Economico ha convocato la prima riunione della Conferenza dei Servizi che si è tenuta in data 27 gennaio 2009. Nel corso di tale riunione, gli enti presenti hanno espresso un primo parere. In attesa della conclusione della procedura di Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) la riunione è stata aggiornata e riconvocata a data da destinarsi.

Nel dicembre 2008 GNL Italia ha presentato istanza di dragaggio presso l'Autorità Portuale di La Spezia, dando avvio all'*iter* autorizzativo per quanto concerne l'approfondimento dei fondali prospicienti lo stabilimento, previsto nell'ambito del progetto.

È iniziata la progettazione preliminare degli interventi di riqualificazione paesaggistica del futuro assetto dell'impianto, attraverso uno specifico contratto con la Facoltà di Architettura del Paesaggio dell'Università di Genova.

Qualora l'*iter* amministrativo sopra descritto dovesse concludersi positivamente, l'esecuzione delle prospettate opere di ammodernamento e adeguamento dureranno circa tre anni durante i quali l'impianto non sarà operativo e GNL Italia non produrrà i ricavi rivenienti dalla propria attività.

Progetto Galsi

Galsi e Snam Rete Gas hanno firmato il 30 settembre 2008 un accordo che disciplina le condizioni per la realizzazione della sezione italiana del nuovo gasdotto di importazione dall'Algeria all'Italia, via Sardegna. In caso di perfezionamento di tale accordo, Galsi sarà responsabile dello sviluppo dell'ingegneria, dell'ottenimento dei permessi e delle principali autorizzazioni necessarie, mentre Snam Rete Gas, che sarà proprietaria della sezione italiana dell'infrastruttura, si occuperà della realizzazione e della successiva gestione dell'attività di trasporto. Tenuto conto che alla Data del Prospetto Informativo Snam Rete Gas non ha alcuna visibilità circa la realizzazione del progetto, la stessa non ha gli elementi per prevedere l'impegno economico relativo agli investimenti connessi nè le fonti di finanziamento relative a tali investimenti e non ha assunto alcuna deliberazione in merito all'ammontare di tale possibile impegno economico (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 22, Paragrafo 22.1).

Acquisizione Stogit e Italgas

Il 12 febbraio 2009 Snam Rete Gas ha sottoscritto i contratti di acquisto da Eni dell'intero capitale sociale di Stogit, maggiore operatore italiano nel settore dello stoccaggio del gas naturale, e di Italgas, principale operatore nell'attività di distribuzione di gas in Italia. Il prezzo è stato determinato in Euro 1.650 milioni per Stogit ed in Euro 3.070 milioni per Italgas (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 22, Paragrafi 22.2 e 22.3).

A seguito delle Acquisizioni (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 22, Paragrafi 22.2 e 22.3) il Nuovo Gruppo Snam Rete Gas, tramite Stogit e Italgas, svolgerà anche le attività di stoccaggio e distribuzione del gas naturale, divenendo, pertanto, un unico operatore integrato a presidio delle attività regolate del settore del gas in Italia ed un operatore di assoluta rilevanza in Europa.

L'operazione sarà finanziata attraverso l'Aumento di Capitale, nonché attraverso nuovi finanziamenti a medio-lungo termine già assicurati da Eni per massimi Euro 1.300 milioni (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 22, Paragrafo 22.5).

Verifica fiscale relativa all'esercizio 2006 dell'Emittente

In data 30 marzo 2009 un nucleo operativo della Direzione Regionale della Lombardia dell'Agenzia delle Entrate, ha avviato un accesso presso la sede dell'Emittente al fine di effettuare una verifica fiscale relativamente all'esercizio 2006 riguardante le imposte sui redditi, l'IVA e l'IRAP. Alla Data del Prospetto Informativo la verifica è ancora in corso e, si

ritiene sin d'ora, di poter evidenziare che tale accesso possa rientrare nell'ambito dell'ordinaria attività di verifica dei grandi contribuenti effettuata dall'Agenzia delle Entrate; a tal riguardo si evidenzia che quella in corso è la prima verifica fiscale subita dall'Emittente dalla data della sua costituzione (2001).

5.2 Investimenti

Le informazioni contenute in questo Paragrafo riguardano esclusivamente il Gruppo Snam Rete Gas e non includono Italgas e Stogit.

5.2.1 Investimenti effettuati nel corso dell'ultimo triennio

La seguente tabella illustra in dettaglio gli investimenti tecnici effettuati dal Gruppo Snam Rete Gas nel corso degli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006.

(*milioni di Euro*)	**2006**	**2007**	**2008**
Sviluppo	465	527	816
Investimenti con incentivo del 3%	321	303	581
Investimenti con incentivo del 2%	144	224	235
Mantenimento e altro	210	201	228
Investimenti con incentivo dell'1%	97	89	103
Investimenti non incentivati	113	112	125
	675	**728**	**1.044**

Gli investimenti sono stati classificati in coerenza con la Delibera 166/05 (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 6, par. 6.6.5 lett. a) e Allegato 1) dell'AEEG relativa ai criteri per la determinazione delle tariffe per il trasporto e dispacciamento del gas naturale per il secondo periodo di regolazione e con le Delibere 178/05 e ARG/gas[2] 92/08 (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 6, par. 6.6.5 lett. b)) dell'AEEG relative ai criteri per la determinazione delle tariffe per il servizio di rigassificazone rispettivamente per il secondo e terzo periodo di regolazione. Tali Delibere hanno individuato differenti categorie di progetti, cui è associato un diverso livello di incentivo in termini di incremento del tasso base di remunerazione sulla RAB che varia tra l'1% ed il 3%. La suddivisione per categorie degli investimenti 2008 sarà sottoposta all'AEEG in sede di presentazione delle proposte tariffarie per l'Anno Termico 2009-2010.

Anno 2008

La spesa per investimenti del 2008 è stata pari ad Euro 1.044 milioni, con un incremento del 43,4% rispetto al 2007. L'88% degli investimenti del 2008 è previsto benefici della remunerazione incentivata.

[2] A partire dal 2008, AEEG ha introdotto, a fianco della classica numerazione, una nuova modalità di nomenclatura volta ad identificare in maniera univoca i propri provvedimenti. In particolare, con l'indicazione "ARG/gas" l'AEEG qualifica le delibere emanate nel settore del gas nell'esercizio della propria attività regolatoria generale.

I principali interventi del 2008 per i quali è previsto un incentivo del 3% rispetto alla remunerazione base, hanno riguardato:

- nell'ambito delle iniziative di potenziamento delle infrastrutture di importazione dal Nord Africa (Euro 322 milioni): (i) l'acquisto materiali e la realizzazione dei metanodotti Rende – Tarsia e Tarsia – Morano, in Calabria; (ii) il completamento dei lavori relativi al metanodotto Martirano – Rende, in Calabria; (iii) il completamento dei lavori relativi al metanodotto Mazara – Menfi, in Sicilia; (iv) la realizzazione di un tratto della lunghezza di circa 42 chilometri relativo al metanodotto Montalbano – Messina e l'installazione di un turbocompressore della centrale di Enna, in Sicilia;

- nell'ambito dell'iniziativa di potenziamento delle infrastrutture in Valle Padana: (i) l'attività di ingegneria e l'acquisto materiali relativi al metanodotto Poggio Renatico – Cremona (Euro 101 milioni); (ii) il completamento dei lavori relativi alla centrale di Poggio Renatico, in provincia di Ferrara (Euro 26 milioni); e

- l'acquisto materiali ed i lavori di costruzione relativi al metanodotto Tarvisio – Malborghetto, in Friuli Venezia Giulia (Euro 54 milioni).

Gli investimenti del 2008 per i quali è previsto un incentivo del 2% si riferiscono a numerosi interventi, tra cui i più significativi sono:

- il potenziamento della rete gasdotti nel Sud Piemonte (Euro 43 milioni), le cui attività si riferiscono alla realizzazione dei metanodotti Mortara – Alessandria e Alessandria – Oviglio ed ai lavori di costruzione dei metanodotti Oviglio – Ponti e Cherasco – Cuneo;

- la realizzazione del metanodotto Grottole – Albano di Lucania, in Basilicata (Euro 15 milioni);

- la realizzazione del metanodotto Flaibano – Gonars, in Friuli (Euro 14 milioni); e

- le attività di ingegneria e l'acquisto materiali per il metanodotto Cremona – Sergnano, in Lombardia (Euro 13 milioni).

Gli investimenti del 2008 per i quali è previsto un incentivo dell'1% hanno riguardato numerose opere volte al mantenimento di adeguati livelli di sicurezza e qualità degli impianti. Particolare rilevanza, con una spesa nel 2008 pari ad Euro 4 milioni, ha assunto il progetto di adeguamento tecnologico relativo alla Centrale di Compressione di Montesano sulla Marcellana in Campania.

Gli investimenti non incentivati includono progetti di sostituzione di beni ed impianti nonché progetti relativi all'implementazione di nuovi sistemi informativi, allo sviluppo degli esistenti e all'acquisto di altri beni strumentali all'attività operativa.

Anno 2007

La spesa per investimenti del 2007 è stata pari ad Euro 728 milioni, con un incremento del 7,9% rispetto al 2006.

I principali interventi che beneficiano di un incentivo del 3% rispetto alla remunerazione base, hanno riguardato:

- nell'ambito delle iniziative di potenziamento delle infrastrutture di importazione dal Nord Africa (Euro 213 milioni): (i) l'acquisto di materiali e l'avvio delle attività realizzative per i metanodotti Mazara – Menfi e Montalbano – Messina e per la centrale di Enna, in Sicilia; (ii) l'acquisto dei materiali per i tratti Rende – Tarsia e Tarsia – Morano, in Calabria; (iii) la realizzazione del metanodotto Martirano – Rende, in Calabria, entrato in esercizio nel corso dell'anno; e

- le attività di realizzazione della centrale di Poggio Renatico, in provincia di Ferrara, per una spesa nel 2007 pari ad Euro 34 milioni.

Gli investimenti del 2007 che beneficiano di un incentivo del 2% si riferiscono a numerosi interventi, tra cui i più significativi sono:

- il potenziamento del metanodotto Mortara – Alessandria, la cui spesa nel 2007 (Euro 25 milioni) si riferisce principalmente alla consegna dei materiali ed ai lavori di costruzione; e

- il potenziamento del metanodotto Flaibano – Gonars, in Friuli, la cui spesa pari ad Euro 17 milioni nel 2007 ha riguardato il completamento della consegna dei materiali ed i lavori di realizzazione;

- il metanodotto Bergantino – S. Giorgio di Mantova, la cui spesa pari ad Euro 12 milioni ha interessato principalmente la consegna della maggior parte dei materiali.

Gli investimenti del 2007 che beneficiano di un incentivo dell'1% hanno riguardano numerose opere volte al rifacimento di tratti di metanodotti e al mantenimento di adeguati livelli di sicurezza e qualità degli impianti. Particolare rilevanza, con una spesa nel 2007 pari ad Euro 12 milioni, ha assunto il progetto di adeguamento tecnologico relativo alle centrali di Tarsia, in Calabria, di Gallese, nel Lazio e di Malborghetto, in Friuli.

Anno 2006

La spesa per investimenti del 2006 è stata pari ad Euro 675 milioni.

I principali interventi che beneficiano di un incentivo del 3% rispetto alla remunerazione base, hanno riguardato:

- nell'ambito dell'iniziativa del potenziamento delle infrastrutture di importazione dal Nord Africa: (i) i lavori di costruzione di un tratto di 30 chilometri, entrato in esercizio nel corso dell'anno, e la consegna dei materiali dell'ultimo tratto da realizzare per il metanodotto Enna – Montalbano; (ii) la consegna dei materiali ed i lavori meccanici e civili del potenziamento della centrale di Messina, entrato in esercizio; (iii) la presa in carico dei turbocompressori ed il completamento dei lavori meccanici per il potenziamento della centrale di Melizzano, entrato in esercizio. La spesa complessiva del 2006 è stata pari ad Euro 103 milioni;

- nell'ambito dell'iniziativa di ulteriori potenziamenti delle infrastrutture di importazione dal Nord Africa, l'acquisto dei materiali dei metanodotti Mazara – Menfi, Montalbano – Messina e Martirano – Rende. La spesa complessiva del 2006 è stata pari ad Euro 80 milioni;

- nell'ambito dell'iniziativa di potenziamento delle infrastrutture di importazione di gas dalla Russia, le attività di costruzione del tratto da 56 pollici (42 chilometri) del metanodotto Camisano – Zimella e di un tratto in galleria del metanodotto Tarvisio – Malborghetto, entrambi entrati in esercizio nell'ultimo trimestre. I costi sostenuti nell'anno ammontano ad Euro 70 milioni; e

- le attività di ingegneria di dettaglio, parte dei costi di acquisizione dei turbocompressori e l'avvio dei lavori civili e meccanici per la centrale di Poggio Renatico, in provincia di Ferrara, per una spesa nell'anno pari ad Euro 29 milioni.

Gli investimenti con incentivo del 2% si riferiscono a numerosi interventi, tra cui i più significativi sono il metanodotto Cosseria – Mallare, in Liguria – la cui spesa nell'anno (Euro 15 milioni) ha riguardato la consegna di tutti i materiali e l'esecuzione dei lavori – ed il metanodotto Flaibano – Gonars (32 chilometri), in Friuli Venezia Giulia, la cui spesa (Euro 10 milioni) si riferisce principalmente alla consegna delle tubazioni.

Gli investimenti con incentivo dell'1% hanno riguardato numerose opere volte al rifacimento di tratti di metanodotti e al mantenimento di adeguati livelli di sicurezza e qualità degli impianti. Particolare rilevanza, con una spesa nell'anno pari ad Euro 8 milioni, ha assunto il progetto relativo agli interventi di trasformazione dei turbocompressori delle centrali di Tarsia e Melizzano, al fine di ottenere un significativo abbattimento delle emissioni ed un miglioramento delle prestazioni.

5.2.2 Investimenti in corso di realizzazione

Successivamente al 31 dicembre 2008, fino alla Data del Prospetto Informativo, Snam Rete Gas ha proseguito la realizzazione dei propri investimenti, in linea con l'andamento ordinario delle proprie attività.

Gli investimenti in corso di realizzazione sono finalizzati principalmente al potenziamento della capacità di trasporto del gas naturale in Italia ed al mantenimento in esercizio dell'infrastruttura esistente.

Tali investimenti sono finanziati, in linea con la politica di utilizzo delle fonti di finanziamento dell'Emittente, attraverso l'autofinanziamento generato dalle attività operative e il ricorso alle linee di credito a disposizione della Società.

5.2.3 Investimenti futuri

Nel prossimo quadriennio, il Gruppo Snam Rete Gas continuerà a perseguire l'obiettivo di sviluppare le infrastrutture del sistema di trasporto del gas naturale in Italia, a supporto della crescita della domanda di gas, anche a seguito della progressiva riduzione delle produzioni nazionali, e in considerazione della necessità di una maggiore flessibilità e sicurezza del sistema gas in Italia.

I progetti di investimento programmati consentiranno l'incremento della capacità di trasporto, con particolare riferimento ai punti di importazioni esistenti ed alla realizzazione di nuove interconnessioni con l'estero, attraverso metanodotti e terminali di rigassificazione di GNL.

L'importo complessivo di spesa per investimenti previsto nel Piano 2009-2012 è di circa Euro 4,3 miliardi (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 12, Paragrafo 12.2), di cui Euro 1 miliardo circa nel 2009. Il completamento dei progetti avviati nel quadriennio comporterà un'ulteriore spesa di circa Euro 1 miliardo l'anno per il successivo periodo 2013-2015.

I principali progetti di investimento riguardano i potenziamenti delle linee di importazione da Sud (potenziamento metanodotti, *sea-line* tirrenica e rete adriatica) e da Nord-Est (potenziamento Centrali di Compressione e potenziamenti di rete), nonché il potenziamento delle strutture di trasporto site in Val Padana.

Oltre il 90% della stima di spesa relativa ai suddetti progetti di investimento beneficerà, secondo i criteri attualmente in vigore stabiliti dall'AEEG, di incrementi sul tasso di remunerazione base. In particolare circa il 60% di tale stima si riferisce alle categorie di investimenti remunerate con l'incremento massimo del 3% e per periodi di durata di 10 o 15 anni (Cfr. Allegato 1).

Il 12 febbraio 2009 Snam Rete Gas ha sottoscritto i contratti di acquisto da Eni dell'intero capitale sociale di Stogit e di Italgas. Il prezzo è stato determinato in Euro 1.650 milioni per Stogit ed in Euro 3.070 milioni per Italgas (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 22, Paragrafo 22.2 e 22.3).

6. PANORAMICA DELLE ATTIVITÀ

6.1 Principali attività

6.1.1 Introduzione

Snam Rete Gas è il principale operatore italiano per il trasporto e dispacciamento di gas naturale, nonché, alla Data del Prospetto Informativo, l'unico operatore attivo nella rigassificazione del GNL, attraverso la controllata GNL Italia[3].

Snam Rete Gas svolge il servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale rendendo disponibile, attraverso l'utilizzo e lo sviluppo della propria Rete di Trasporto, la capacità di trasporto necessaria per far fronte alla domanda di mercato e soddisfare le richieste di accesso alla propria Rete di Trasporto presentate dagli *Shipper*.

Alla data del 31 dicembre 2008, Snam Rete Gas dispone della quasi totalità della Rete di Trasporto in Italia, con 31.474 chilometri di gasdotti in alta e media pressione (oltre il 95% dell'intera Rete di Trasporto)[4].

A seguito delle Acquisizioni (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 22, Paragrafi 22.2 e 22.3) il Nuovo Gruppo Snam Rete Gas, tramite Stogit e Italgas, svolgerà anche le attività di stoccaggio e di distribuzione del gas naturale, divenendo, pertanto, un unico operatore integrato a presidio delle attività regolate del settore del gas in Italia ed un operatore di assoluta rilevanza in Europa.

L'Emittente svolge inoltre, seppur in maniera marginale, la propria attività anche in settori non regolamentati, tra i quali si segnalano: (i) l'affitto e la manutenzione dei cavi di telecomunicazione in fibra ottica concessi in uso a terzi; e (ii) le prestazioni di progettazione, realizzazione e manutenzione di opere impiantistiche effettuate per conto terzi.

In Italia, le attività di trasporto e dispacciamento del gas naturale, di rigassificazione di GNL, di stoccaggio e di distribuzione del gas naturale sono soggette a regolamentazione in modo che i relativi servizi siano resi a terzi a parità di condizioni e a tariffe regolamentate, in coerenza con quanto previsto dal Decreto Letta.

6.1.2 Il gas naturale in Italia

Il ruolo del gas nel contesto energetico italiano

Dal 2003 al 2007, il consumo di energia primaria in Italia ha mostrato una sostanziale costanza, essendo passato da 194,4 milioni di tep a 194,2 milioni di tep. Il consumo di gas naturale nel periodo è cresciuto ad un tasso medio annuo pari al 2,2%. Il gas naturale ha visto la sua incidenza sui consumi energetici passare dal 33,0% del 2003 al 36,1% del 2007,

[3] Fonte: Relazione finanziaria annuale 2008 Snam Rete Gas.

[4] Fonte: Relazione finanziaria annuale 2008 Snam Rete Gas.

mentre i fabbisogni energetici coperti dai prodotti petroliferi, relativamente allo stesso periodo, sono diminuiti dal 46,7% nel 2003 al 42,5% nel 2007.

La seguente tabella evidenzia l'evoluzione del consumo di energia primaria in Italia, suddiviso per fonte.

(*milioni di tep*)	**2003**		**2004**		**2005**		**2006**		**2007**	
Combustibili Solidi	15.3	7.9%	17.1	8.7%	17.1	8.6%	17.2	8.8%	17.2	8.8%
Gas Naturale	64.1	33.0%	66.5	33.8%	71.2	36.0%	69.7	35.5%	70.0	36.1%
Petrolio	90.8	46.7%	88.0	44.8%	85.2	43.1%	85.2	43.4%	82.5	42.5%
Rinnovabili	13.0	6.7%	14.9	7.6%	13.5	6.8%	14.2	7.3%	14.3	7.4%
Importazioni Nette di Energia elettrica	11.2	5.7%	10.0	5.1%	10.8	5.5%	9.9	5.0%	10.2	5.2%
TOTALE	**194.4**	**100%**	**196.5**	**100%**	**197.8**	**100%**	**196.2**	**100%**	**194.2**	**100%**

Fonte: Bilancio Energetico Nazionale pubblicato dal Ministero dello Sviluppo Economico, anni 2003, 2004, 2005, 2006 e 2007.

Il mercato del gas

Il consumo di gas naturale è cresciuto da 77,7 miliardi di metri cubi nel 2003 a 84,9 miliardi nel 2007. Tale crescita è dovuta allo sviluppo nel settore della produzione termoelettrica legato alla entrata in esercizio di numerosi impianti ad alta efficienza per la produzione di energia elettrica alimentati a gas naturale dove, considerando l'intero periodo, si è registrato un incremento dei consumi di oltre il 33% (da 25,7 miliardi di metri cubi nel 2003 a 34,3 miliardi di metri cubi nel 2007).

Nel medesimo periodo il consumo relativo al settore residenziale e terziario ha registrato una sostanziale costanza (da 28,7 miliardi di metri cubi nel 2003 a 28,2 miliardi di metri cubi nel 2007) imputabile anche a fattori climatici, mentre quello relativo al settore industriale ha conosciuto una riduzione (da 22,5 miliardi di metri cubi nel 2003 a 20,9 miliardi di metri cubi nel 2007) riconducibile alla stasi produttiva del sistema industriale.

La seguente tabella riporta le vendite di gas naturale in Italia, suddivise per uso e per gli anni indicati.

(*miliardi di m^3*)	**2003**		**2004**		**2005**		**2006**		**2007**	
Termoelettrico	25,7	33,1%	27,1	33,7%	30,6	35,5%	31,5	37,3%	34,3	40,4%
Residenziale e commerciale	28,7	37,0%	29,7	36,8%	32,2	37,3%	30,2	35,7%	28,2	33,2%
Industriale(*)	22,5	28,9%	22,8	28,3%	22,5	26,0%	21,8	25,8%	20,9	24,6%
Altro	0,8	1,0%	1,0	1,2%	1,0	1,2%	1,0	1,2%	1,5	1,8%
TOTALE	**77,7**	**100,0%**	**80,6**	**100,0%**	**86,3**	**100,0%**	**84,5**	**100,0%**	**84,9**	**100,0%**

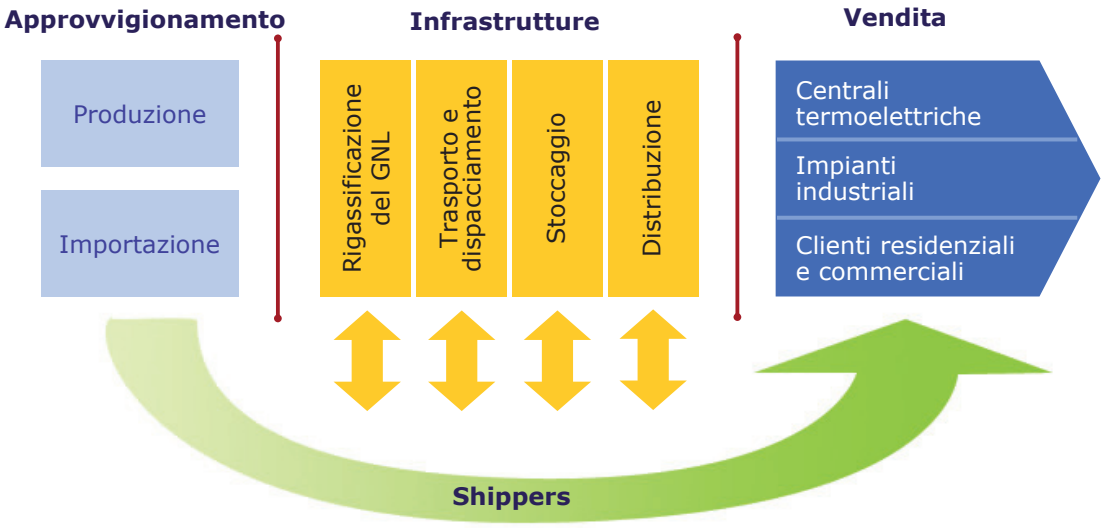
(*) Comprende i consumi dei settori Industria, Agricoltura e Pesca, Sintesi Chimica e Autotrazione.

Fonte: Bilancio Energetico Nazionale pubblicato dal Ministero dello Sviluppo Economico, anni 2003, 2004, 2005, 2006 e 2007.

La crescita della domanda di gas dal 2003 al 2007 è stata soddisfatta facendo ricorso in modo consistente alle importazioni, il cui peso sul totale approvvigionamenti è passato in questo periodo dall'81,9% all'88,4%. Nel medesimo periodo si è assistito, infatti, ad un calo della produzione nazionale, il cui peso è passato dal 18,1% nel 2003 all'11,6% del 2007. I principali paesi di provenienza del gas naturale sono Algeria, Russia, Libia, Olanda e Norvegia.

6.1.3 La Struttura dell'Industria

La figura sottostante illustra la struttura del settore del gas naturale in Italia. Le principali attività che lo compongono sono le seguenti:



(a) **Approvvigionamento**

Produzione e importazione

L'approvvigionamento di gas naturale in Italia avviene attraverso lo sfruttamento di riserve nazionali o l'importazione da Paesi stranieri produttori di gas. L'attività di importazione include il trasporto di gas attraverso gasdotti internazionali interconessi con la Rete di Trasporto o con navi metaniere che trasportano GNL fino ai terminali di rigassificazione.

Entrambe la attività di produzione e di importazione del gas naturale in Italia sono svolte da un numero ristretto di operatori; tra questi, Eni ricopre un ruolo di assoluta rilevanza. Con riferimento alle importazioni, i principali paesi di provenienza del gas naturale sono Algeria, Russia, Libia, Olanda e Norvegia.

(b) **Infrastrutture**

Rigassificazione del GNL

Il processo di produzione del gas naturale, la sua liquefazione per il trasporto su navi e la successiva rigassificazione per l'utilizzo da parte degli Utenti, costituiscono la cosiddetta catena del GNL (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 6, Paragrafo 6.3).

Alla Data del Prospetto Informativo, il terminale di rigassificazione del GNL di Panigaglia, di proprietà di GNL Italia, è l'unico impianto di rigassificazione del GNL operativo in Italia[5].

Nel corso del 2009 è previsto l'avvio del terminale GNL ubicato al largo di Rovigo di proprietà della società Terminale GNL Adriatico S.r.l. ("**Adriatic LNG**") (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 6, Paragrafo 6.11). Numerosi altri progetti di soggetti terzi sono in diversi stadi dell'*iter* autorizzativo.

Trasporto e Dispacciamento

Una volta prodotto, importato o rigassificato, il gas viene immesso nella Rete di Trasporto, e trasportato fino alle reti di distribuzione locale e a grandi clienti finali quali centrali termoelettriche e impianti industriali.

L'attività di dispacciamento riguarda il monitoraggio ed il controllo a distanza della Rete di Trasporto.

L'Emittente è il principale operatore nell'ambito dell'attività di trasporto e dispacciamento del gas naturale in Italia. L'Emittente, infatti, al 31 dicembre 2008, possiede 31.474 chilometri di gasdotti su un totale di estensione complessiva della Rete di Trasporto di oltre 33.000 chilometri[6].

Stoccaggio

Parte del gas naturale importato o prodotto viene destinato a riserve immediatamente disponibili nel caso sia necessario fare fronte al consumo invernale (in media circa tre volte superiore a quello estivo) o a picchi eccezionali di domanda. Lo stoccaggio del gas naturale (riferito a tali riserve) deve quindi poter soddisfare la maggior domanda causata da un freddo anche eccezionale e deve essere in grado di integrare eventuali temporanee riduzioni delle importazioni del gas causate da motivi tecnico-commerciali o crisi nel settore del gas naturale.

La costituzione di riserve di gas, preferibilmente in zone prossime ad aree caratterizzate da forti consumi, è realizzata in Italia prevalentemente mediante l'utilizzazione di giacimenti esauriti di gas.

Stogit è il principale operatore in Italia delle attività di stoccaggio del gas naturale[7]. Nel contesto nazionale, tali attività sono svolte anche da Edison Stoccaggio S.p.A.. Numerosi istanze di concessione, presentate da soggetti terzi, sono in diversi stadi dell'*iter* autorizzativo.

---

[5] Fonte: Relazione finanziaria annuale 2008 Snam Rete Gas.

[6] Fonte: Relazione finanziaria annuale 2008 Snam Rete Gas.

[7] Fonte: Bilancio 2008 Stogit.

Distribuzione

Le reti di distribuzione locale, una volta ricevuto il gas nei punti di collegamento con la Rete di Trasporto, distribuiscono il gas in ambito urbano a clienti residenziali e commerciali (famiglie, imprese commerciali e del terziario e piccole imprese industriali) utilizzando condotte a bassa pressione.

In Italia, l'attività di distribuzione del gas naturale è svolta da circa 300 società; i comuni serviti sono circa 6.300 ed i clienti sono quasi 21 milioni[8]. Alla Data del Prospetto Informativo, il Gruppo Italgas è il principale operatore attivo sul mercato della distribuzione[9].

(c) **Vendita**

Gli *Shipper* acquistano il gas da produttori, importatori o altri *Shipper* e vendono il gas a grandi clienti finali, quali centrali elettriche ed impianti industriali, normalmente collegati direttamente alla Rete di Trasporto, ed ai clienti residenziali e commerciali, collegati alla rete di distribuzione in ambito urbano. A tal fine, gli *Shipper* utilizzano, attraverso le infrastrutture, i servizi forniti dalle imprese che operano nelle attività di trasporto e dispacciamento del gas naturale, di rigassificazione del GNL, di stoccaggio e di distribuzione del gas naturale. Nel Prospetto Informativo, ci si riferirà a *Shipper* o Utenti o Utenti del Sistema Gas sia nel senso generale del Sistema Gas, sia come utilizzatori di uno o più dei servizi del Sistema stesso.

6.2 L'attività di trasporto svolta da Snam Rete Gas

6.2.1 Il sistema di trasporto di Snam Rete Gas

L'Emittente svolge il servizio di trasporto del gas naturale in Italia. Al 31 dicembre 2008, Snam Rete Gas possiede 31.474 degli oltre 33.000 chilometri della Rete di Trasporto[10]. La seguente tabella riporta i dati relativi alla Rete di Trasporto di Snam Rete Gas al 31 dicembre 2008 e per i due anni precedenti:

(*chilometri*)	**2006**	**2007**	**2008**
Rete Nazionale	8.479	8.548	8.779
Rete Regionale	22.410	22.533	22.695
	30.889	**31.081**	**31.474**

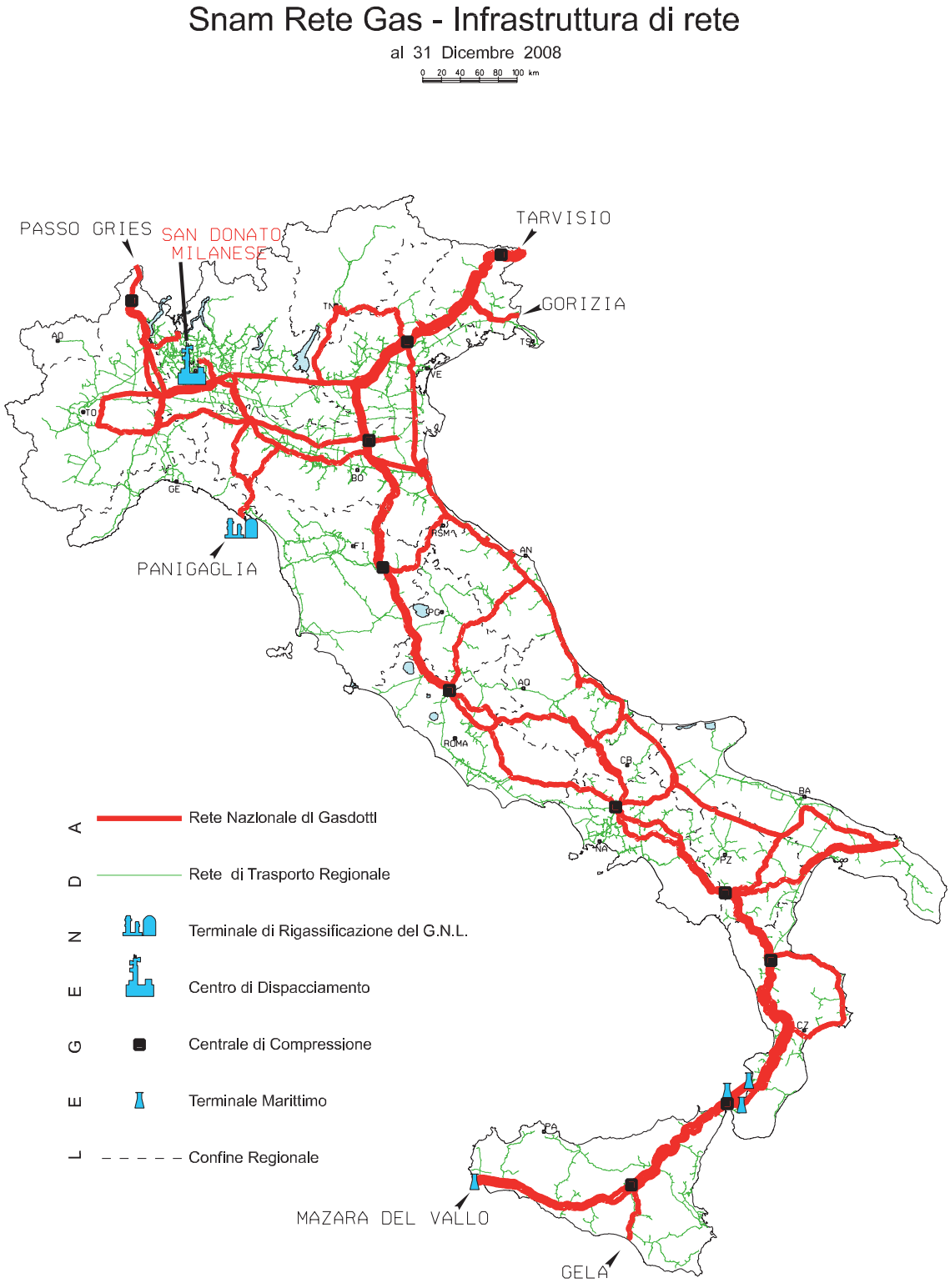
Fonte: Relazione finanzaiaria annuale 2008 Snam Rete Gas.

[8] Fonte: AEEG Relazione Annuale sullo Stato dei Servizi e sull'Attività Svolta - Anno 2008.

[9] Fonte: Bilancio 2008 Italgas.

[10] Fonte: Relazione finanziaria annuale 2008 Snam Rete Gas.

La seguente cartina mostra l'infrastruttura di rete di proprietà di Snam Rete Gas al 31 dicembre 2008.



La Rete Nazionale di proprietà dell'Emittente è costituita essenzialmente da tubazioni, normalmente di grande diametro, con funzione di trasferire quantità di gas dai punti di ingresso del sistema (importazioni e principali produzioni nazionali) ai punti di interconnessione con la Rete Regionale e con le strutture di stoccaggio. Della Rete Nazionale fanno parte anche alcuni gasdotti interregionali funzionali al raggiungimento di importanti aree di consumo.

La Rete Regionale di Snam Rete Gas, formata dalla restante parte dei gasdotti, permette di movimentare il gas naturale in ambiti territoriali delimitati, generalmente su scala regionale, per la fornitura del gas ai consumatori industriali e termoelettrici e alle reti di distribuzione urbana. Le interconnessioni esercite da Snam Rete Gas all'interno della Rete di Trasporto sono assicurate da 23 punti (i c.d. "nodi") di connessione e di smistamento e da 569 aree impiantistiche contenenti impianti di riduzione e di regolazione della pressione. Tali impianti consentono di regolare il flusso del gas naturale all'interno della rete e assicurano il collegamento tra condotte operanti a diversi regimi di pressione.

Le infrastrutture di trasporto sono completate da:

- quattro terminali marittimi, che connettono le condotte sottomarine a quelle di terra, situati a Mazara del Vallo (Trapani), a Messina, a Favazzina (Reggio Calabria) e a Palmi (Reggio Calabria); e
- undici Centrali di Compressione del gas.

(a) **La Rete Nazionale di gasdotti**

Al 31 dicembre 2008 la Rete Nazionale di Snam Rete Gas si estende per 8.779 chilometri. I gasdotti di terra, il cui diametro massimo raggiunge i 56 pollici, trasportano gas a una pressione compresa tra i 24 e i 75 bar. I gasdotti sottomarini che attraversano lo Stretto di Messina, hanno un diametro compreso tra i 20 e i 26 pollici e trasportano gas a una pressione fino a 115 bar.

Nel corso dell'anno 2008 la Rete Nazionale si è incrementata di 231 chilometri a seguito della realizzazione dei metanodotti Mazara – Menfi, Tarsia – Morano, Montalbano – Messina, Tarvisio – Malborghetto, per il potenziamento dei metanodotti Flaibano – Gonars, Mortara – Alessandria e per la realizzazione di varianti a infrastrutture già esistenti.

Le principali linee della Rete Nazionale interconnesse con i gasdotti di importazione, sono:

- *per il gas importato dall'Algeria:*

le due linee del diametro di 48/42 pollici che collegano Mazara del Vallo (Trapani) a Minerbio (Bologna), lunghe circa 1.500 chilometri ciascuna. Le condotte si raccordano alle linee di importazione del gas naturale di provenienza algerina che attraversano il Canale di Sicilia. È in fase di realizzazione il potenziamento del gasdotto con la posa di una terza linea del diametro di 48 pollici, lunga 528 chilometri (di cui 309 chilometri già in esercizio);

- *per il gas importato dalla Libia:*

  la linea di 36 pollici, lunga 67 chilometri, che collega il metanodotto proveniente dalla Libia, dal punto di ingresso di Gela, alla Rete Nazionale presso il nodo di Enna sulla linea di importazione dall'Algeria;

- *per il gas importato dalla Russia:*

  le due linee del diametro di 42/36 e 34 pollici di circa 900 chilometri che collegano la rete austriaca da Tarvisio (Udine) a Sergnano (Cremona) e Minerbio (Bologna), attraversando la Pianura Padana.

  L'importazione dalla Russia è inoltre potenziata con la posa di una terza linea del diametro di 48/56 pollici, lunga 264 chilometri;

- *per il gas importato dai Paesi Bassi e dalla Norvegia:*

  la linea del diametro di 48 pollici, lunga 177 chilometri, che si connette con il sistema di trasporto svizzero a Passo Gries (Verbania) e si estende fino al nodo di Mortara (Pavia) nella Pianura Padana;

- *per il gas proveniente dal terminale GNL di Panigaglia:*

  la condotta da 30 pollici della lunghezza di 170 chilometri, che collega il terminale GNL di Panigaglia con la Rete Nazionale nei pressi di Parma; e

- *per il gas proveniente dal terminale GNL di proprietà di Adriatic LNG:*

  il collegamento da 36 pollici presso il nodo di Minerbio con il gasdotto Cavarzere – Minerbio della società Edison Stoccaggi S.p.A. che riceverà il gas dal terminale GNL marittimo ubicato al largo di Rovigo di proprietà di Adriatic LNG, all'entrata in esercizio dell'impianto.

(b) **La Rete Regionale di gasdotti**

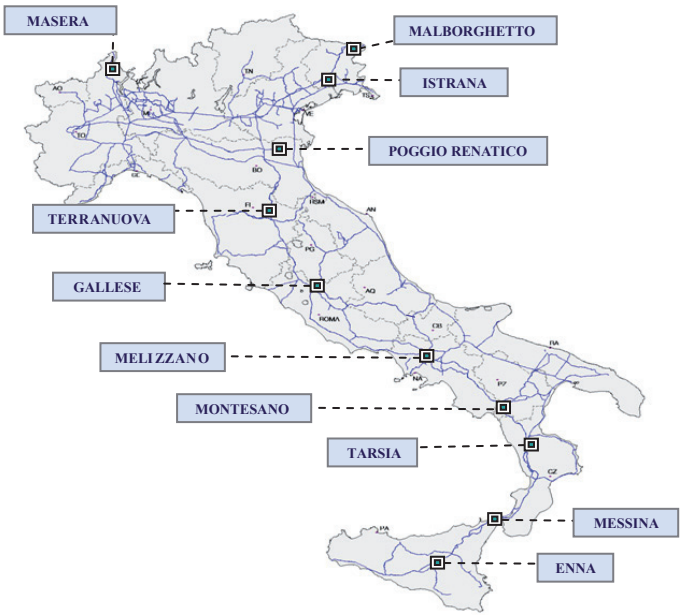
Al 31 dicembre 2008 la Rete Regionale di Gasdotti si estende per 22.695 chilometri. La Rete Regionale è costituita da gasdotti di diametro e pressioni di esercizio di norma inferiori a quelli della Rete Nazionale. Essa svolge la funzione di movimentare il gas naturale in ambiti territoriali delimitati, generalmente su scala regionale, per la fornitura del gas agli utilizzatori industriali e alle aziende di distribuzione. La Rete Regionale nel corso dell'anno 2008 si è incrementata di 162 chilometri a seguito dell'entrata in esercizio di alcuni tratti di gasdotti, tra i quali i metanodotti Triggiano – Monopoli, Grottole – Albano di Lucania, Forlì – Faenza, Pietrafitta – Perugia, Capizzi – Mistretta, Venzone – Tolmezzo e altri allacciamenti e potenziamenti.

(c) **Le Centrali di Compressione**

Snam Rete Gas utilizza 11 Centrali di Compressione con lo scopo di aumentare la pressione del gas nelle condotte e riportarla al valore necessario per assicurarne il flusso. Le centrali sono posizionate lungo la Rete Nazionale e comprendono

generalmente più unità di compressione. Al 31 dicembre 2008 la potenza installata è 830 MW. Nel corso dell'anno 2008 sono entrate in esercizio la Centrale di Compressione di Poggio Renatico composta da tre unità di compressione e la quarta unità di compressione della centrale di Enna.

La cartina che segue mostra l'ubicazione delle Centrali di Compressione di proprietà di Snam Rete Gas.



(d) **Gestione, manutenzione ed ispezione delle infrastrutture di trasporto**

Il sistema di dispacciamento gas e controllo del trasporto

Il Centro di Dispacciamento di Snam Rete Gas, ubicato in San Donato Milanese, provvede al monitoraggio ed al controllo a distanza dell'esercizio della Rete di Trasporto, ricevendo dati da circa 3.000 impianti, di cui oltre 1.500 telecomandati, dislocati lungo la rete Snam Rete Gas e da alcune delle reti estere collegate. Nello svolgimento di queste attività sono utilizzati sistemi informativi che, sulla base di dati storici di consumo e delle previste condizioni climatiche, sono in grado di formulare previsioni a breve termine della domanda di trasporto e di simulare ed ottimizzare i flussi di gas sulla rete. Il Centro di Dispacciamento ha ottenuto nel maggio 2008 la conferma della certificazione ISO 9001:2000.

La misurazione del gas

La Rete di Trasporto di Snam Rete Gas si avvale di numerosi impianti di misura agli ingressi della rete. La misurazione del gas riconsegnato agli Utenti avviene in circa 7.000 impianti di proprietà dei clienti finali o di imprese di distribuzione del gas, di cui circa 4.500 collegati ad un sistema di telerilevamento. La misurazione dei parametri di

composizione del gas, che consente la determinazione dell'energia associata ai volumi, avviene attraverso circa 150 apparecchiature di rilevamento (gascromatografi) collocate nei punti significativi della rete.

A dicembre 2008 è stato avviato un progetto che porterà, entro fine 2009, alla certificazione in qualità dell'intero processo misura, conformemente a quanto previsto dalle norme ISO 9000.

Manutenzione ed ispezione delle infrastrutture

Le infrastrutture di trasporto di Snam Rete Gas sono gestite da 8 distretti, con funzioni di supervisione e controllo delle attività di 55 Centri di Manutenzione distribuiti su tutto il territorio nazionale, e da una unità centrale che coordina l'attività delle 11 Centrali di Compressione collocate lungo le principali linee di trasporto della Rete Nazionale. I centri e le centrali hanno il compito di garantire l'esercizio, la manutenzione e il controllo dell'intera infrastruttura, nel rispetto delle vigenti normative sulla sicurezza e sulla tutela ambientale. Il controllo della rete avviene attraverso verifiche della protezione elettrica (protezione catodica) delle condotte, controlli aerei e di superficie ed ispezioni geologiche. La rete di gasdotti e le Centrali di Compressione sono soggette a programmi di manutenzione ciclica, programmata e "*on condition*"[11] allo scopo di prevenire anomalie e malfunzionamenti. L'ispezione interna delle principali condotte avviene mediante l'utilizzo dei PIG, che permettono di rilevare le condizioni generali delle condotte ispezionate, di individuare eventuali anomalie, difetti di fabbricazione o azioni corrosive in atto. Le turbine a gas delle Centrali di Compressione sono oggetto di ispezione per rilevare eventuali difetti alle parti rotanti e alle camere di combustione. I risultati di tali rilievi vengono utilizzati per definire gli eventuali interventi mirati di manutenzione e riparazione. Le operazioni di manutenzione ciclica vengono programmate con il supporto di un sistema informativo che consente l'ottimizzazione dell'operatività delle squadre di manutenzione.

In tale ambito e allo scopo di garantire alle unità operative uno strumento adeguato finalizzato alla gestione dei dati cartografici e tecnici inerenti al processo in oggetto, è stato realizzato un processo di integrazione dei sistemi informativi tecnici che, integrati con il programma di manutenzione delle attività cicliche e con il sistema di *workforce mobile management*, consente il monitoraggio dell'intero ciclo manutentivo aziendale.

[11] Manutenzione svolta non a scadenza prestabilita, ma a seguito del rilievo/verifica di una indicazione riguardante lo stato di un elemento del sistema oggetto della manutenzione.

La cartina che segue evidenzia gli 8 distretti tramite i quali l'Emittente gestisce le proprie infrastrutture di trasporto.

6.2.2 Il servizio di trasporto

(a) La capacità di trasporto

Il trasporto del gas naturale è un servizio integrato che consente la movimentazione del gas a partire dai punti di entrata nella Rete Nazionale fino ai punti di riconsegna della Rete Regionale. Snam Rete Gas conferisce capacità di trasporto ai soggetti che ne fanno richiesta (gli *Shipper*), i quali acquisiscono il diritto (in qualità di Utenti) di immettere e ritirare, in qualsiasi giorno dell'Anno Termico, rispettivamente ai punti di entrata e di uscita della Rete Nazionale, ai punti di riconsegna sulla Rete Regionale e al Punto di Scambio Virtuale, un quantitativo di gas non superiore alla portata giornaliera conferita. Il gas immesso nella Rete Nazionale proviene dalle importazioni e in minor quantità dalla produzione nazionale. Il gas naturale proveniente dall'estero viene immesso nella Rete Nazionale attraverso 6 punti di entrata, in corrispondenza delle interconnessioni con i metanodotti di importazione (Tarvisio, Gorizia, Passo Gries, Mazara del Vallo, Gela) e del terminale di rigassificazione del GNL di Panigaglia. Il gas di produzione nazionale viene immesso in corrispondenza dei 69 punti di entrata dai campi di produzione o dai loro centri di raccolta e trattamento. I punti di uscita dalla Rete Nazionale sono costituiti da 17 aree di prelievo (ovvero aggregazioni territoriali di punti di riconsegna), coincidenti generalmente con i confini amministrativo-regionali, e da 5 punti di interconnessione con i gasdotti internazionali per le esportazioni (Tarvisio, Gorizia, Passo Gries, Bizzarrone, Repubblica di San Marino). Anche i campi di stoccaggio del gas naturale sono collegati con la Rete di Trasporto. Il gas in uscita dalla

Rete Nazionale viene trasportato sulla Rete Regionale fino ai punti di riconsegna, nei quali avviene il ritiro del gas da parte degli Utenti.

Le condizioni e i termini per l'accesso e l'erogazione del servizio sono contenute nel Codice di Rete predisposto e aggiornato da Snam Rete Gas (Cfr. Allegato 2) sulla base dei criteri dell'AEEG, approvato dalla stessa e in vigore dal 2003.

(b) **Il processo di conferimento della capacità di trasporto**

L'accesso al servizio di trasporto sulla rete di metanodotti è consentito, a parità di condizioni, a tutti i soggetti che sono in possesso dei requisiti richiesti dalla Delibera 137/02 dell'AEEG emanata in conformità a quanto previsto dal Decreto Letta. Oggetto del conferimento è la capacità, espressa in standard metri cubi/giorno, attribuita all'Utente per il trasporto di gas naturale su base continua e/o interrompibile[12] per determinati periodi presso i punti di entrata, uscita, riconsegna descritti in precedenza. Presso ciascuno di tali punti gli Utenti possono richiedere, di norma, capacità su base annuale. Presso i punti interconnessi con metanodotti esteri di importazione possono essere richieste capacità per durate superiori ad un anno (5 anni al massimo); presso i medesimi punti e presso i punti interconnessi con i terminali di rigassificazione del GNL possono essere richieste anche capacità di durata inferiore all'anno.

Presso i punti di entrata interconnessi con terminali di rigassificazione del GNL la capacità di trasporto è conferita all'operatore del terminale.

Ogni anno, nei mesi di agosto e settembre, Snam Rete Gas effettua i conferimenti delle capacità di trasporto per l'Anno Termico (o gli Anni Termici, in caso di durate pluriennali) successivo sulla base delle richieste pervenute. In caso di richieste superiori alla disponibilità di capacità sono previsti criteri di ripartizione *pro quota* e, nel caso dei punti di entrata interconnessi con i metanodotti esteri di importazione, un ordine di priorità che privilegia, nel processo di conferimento pluriennale, i titolari di contratti di importazione del tipo "*take or pay*"[13] e, nel conferimento annuale, i titolari di contratti di importazione di durata maggiore. Nell'ambito del processo di conferimento di capacità annuale, qualora nell'intero Anno Termico, o in periodi di esso, la capacità continua non sia sufficiente a coprire le richieste pervenute, viene assegnata capacità di tipo interrompibile.

A valle del conferimento della capacità vengono sottoscritti i contratti di trasporto. La capacità che risulta disponibile successivamente all'inizio dell'Anno Termico può

[12] Per trasporto continuo si intende il servizio di trasporto di gas naturale garantito da Snam Rete Gas in maniera continua durante tutto l'Anno Termico. Per trasporto interrompibile si intende il servizio di trasporto di gas naturale soggetto ad interrompibilità secondo le modalità ed i tempi di preavviso definiti nel Codice di Rete.

[13] Clausola inclusa nei contratti di approvigionamento del gas naturale, ai sensi della quale l'acquirente è tenuto a corrispondere comunque, interamente o parzialmente, il prezzo contrattuale di una quantità minima di gas prevista dal contratto, anche nell'eventualità che non ritiri tale gas. Di norma tali clausole sono presenti nei contratti di approvigionamento del gas aventi durata pluriennale.

ancora essere richiesta e conferita per una durata massima pari alla parte restante dell'Anno Termico. Nel corso del 2008 tutte le richieste di capacità di trasporto sono state soddisfatte e 73 soggetti sono risultati titolari di contratti di trasporto.

(c) **L'erogazione del servizio di trasporto**

L'erogazione del servizio di trasporto consiste principalmente nella gestione giornaliera dei flussi di gas naturale. Tale attività include la programmazione e prenotazione giornaliera dei quantitativi trasportati, il bilanciamento e la misura del gas, nonché la gestione di tutte le transazioni di capacità di trasporto tra Utenti.

Prenotazione

Snam Rete Gas, ai fini della programmazione del trasporto e dei relativi assetti di trasporto ha la necessità di conoscere con accuratezza ed adeguato anticipo i quantitativi di gas che gli Utenti intendono immettere e ritirare; a tal fine Snam Rete Gas comunica agli Utenti con riferimento all'Anno Termico in corso l'elenco degli interventi previsti sulla rete che implicano una interruzione o riduzione della capacità di trasporto, per consentire la programmazione della loro attività. A loro volta gli Utenti trasmettono a Snam Rete Gas i propri programmi di trasporto che tengono conto delle interruzioni programmate.

Bilanciamento

Il bilanciamento fisico e commerciale costituisce la base per il funzionamento del sistema gas. Il bilanciamento fisico comprende le operazioni mediante le quali Snam Rete Gas, attraverso il Centro di Dispacciamento, controlla in tempo reale i parametri di flusso (portate e pressioni) al fine di garantire la corretta movimentazione del gas dai punti d'immissione ai punti di prelievo. Il bilanciamento commerciale comprende le attività necessarie all'allocazione ed alla contabilizzazione del gas trasportato. Agli Utenti che non rispettano l'uguaglianza, su base giornaliera tra le quantità immesse e quelle prelevate, o che superano le capacità di trasporto loro conferite, vengono applicate delle penali.

Misura del gas

La misurazione dei volumi di gas viene effettuata presso i punti di immissione e quelli di prelievo. Nell'ambito del rapporto commerciale con l'Utente, i dati di misura sono utilizzati per l'elaborazione dei bilanci energetici di consegna e riconsegna gas, per la fatturazione del corrispettivo variabile di trasporto e la fatturazione di eventuali corrispettivi di disequilibrio e di scostamento. Le metodologie di misura adottate e l'accuratezza dei dati di misura rilevati garantiscono il corretto esercizio, commerciale e fisico, della Rete di Trasporto.

Transazioni di capacità

Cessione di capacità - La cessione di capacità di trasporto è la transazione con cui un Utente cede la titolarità di capacità di trasporto per un periodo definito ad un soggetto cessionario (di norma un altro Utente o soggetto che lo diventa tramite la cessione). Le

cessioni di capacità diventano efficaci successivamente all'accettazione da parte di Snam Rete Gas in quanto queste modificano i contratti di trasporto stipulati tra Snam Rete Gas ed i singoli Utenti.

Trasferimenti di capacità - Il trasferimento di capacità di trasporto è la transazione con cui un Utente, che attiva direttamente o indirettamente una nuova fornitura nei confronti di un proprio cliente idoneo precedentemente servito, anche indirettamente, da altro Utente, richiede di acquisire la titolarità della capacità di trasporto strumentale a detta fornitura presso il relativo punto di riconsegna sino al termine dell'Anno Termico. Le transazioni di capacità, in caso di esito positivo, danno luogo a modifiche dei contratti di trasporto sottoscritti tra Snam Rete Gas ed i singoli Utenti.

(d) **Il Punto di Scambio Virtuale (PSV)**

La normativa in vigore prevede la possibilità di effettuare cessioni e scambi di gas immesso nella Rete Nazionale consentendo alla comunità degli Utenti di usufruire di un utile strumento di bilanciamento commerciale e di replicare gli effetti della cessione giornaliera di capacità, ad esempio in caso di interruzione o riduzione di capacità da una fonte di approvvigionamento. Le cessioni e scambi del gas immesso in rete sono effettuate presso un punto virtuale concettualmente localizzato tra i punti di entrata ed i punti di uscita della Rete Nazionale. Snam Rete Gas ha sviluppato un apposito strumento informativo di supporto agli scambi, il Punto di Scambio Virtuale, che consente ai propri Utenti di effettuare transazioni bilaterali di compravendita di partite di energia sia su base giornaliera che su base multi giornaliera. Le transazioni sono inserite direttamente dagli Utenti e registrate in un portale reso disponibile sul sito web: tale strumento provvede automaticamente, al termine della sessione giornaliera di scambio, alla contabilizzazione del saldo netto delle transazioni effettuate da ciascun Utente in sede di prenotazione e bilanciamento del gas. Le condizioni economiche, i termini e le modalità per lo scambio e la cessione di gas vengono definite dagli Utenti al di fuori del sistema.

A partire dal novembre 2006, l'accesso alla piattaforma informatica è stato esteso anche a soggetti non Utenti di Snam Rete Gas. Dall'ottobre 2006 presso il PSV vengono registrate anche le operazioni di riconsegna del GNL rigassificato da parte dell'operatore del terminale di Panigaglia ai propri Utenti.

Le relazioni tra Snam Rete Gas, amministratore del sistema, e gli utilizzatori del PSV vengono fissati attraverso la sottoscrizione di un apposito modulo di adesione alle condizioni per l'utilizzo del sistema, approvato ogni anno con delibera dall'AEEG.

6.2.3 Andamento operativo dell'attività di trasporto

Bilancio gas della Rete Nazionale

(*miliardi di m³*)							
Quantitativi disponibili in rete	**2006**	**2007**	**2008**	**Quantitativi prelevati dalla rete**	**2006**	**2007**	**2008**
Da importazioni	76,48	73,50	76,52	Riconsegna al mercato nazionale	82,63	83,30	83,34
Da produzione nazionale	11,51	9,78	9,12	Esportazioni	0,79	0,48	0,60
Totale immesso	**87,99**	**83,28**	**85,64**	Consumi e perdite Snam Rete Gas	0,44	0,39	0,42
Prelievi da stoccaggio (1)	(3,68)	1,25	(1,12)	Gas non contabilizzato e altre variazioni (2)	0,45	0,36	0,16
Totale disponibilità	**84,31**	**84,53**	**84,52**	**Totale prelevato**	**84,31**	**84,53**	**84,52**

(1) Inteso come saldo tra prelievo da stoccaggio (+) e immissioni in stoccaggio (-).

(2) Include la variazione dell'invaso rete. Per la definizione di "gas non contabilizzato" v. il successivo paragrafo "Prelievi di gas naturale".

Fonte: Relazione finanziaria annuale 2008 Snam Rete Gas.

Disponibilità di gas naturale

La disponibilità di gas naturale sulla Rete Nazionale nel 2008 è stata pari a 84,52 miliardi di metri cubi, in linea rispetto al 2007.

I quantitativi di gas immesso nella Rete Nazionale sono aumentati del 2,8%, raggiungendo gli 85,64 miliardi di metri cubi, ma nel 2008 le immissioni in stoccaggio sono state superiori ai prelievi per 1,12 miliardi di metri cubi, a fronte di una situazione opposta registrata nel 2007, quando i prelievi da stoccaggio erano stati maggiori delle immissioni per 1,25 miliardi di metri cubi.

All'aumento dei quantitativi di gas immesso nella Rete Nazionale hanno contribuito le maggiori importazioni (+3,02 miliardi di metri cubi, pari al 4,1%) in parte assorbite dalla riduzione della produzione nazionale (-0,66 miliardi di metri cubi, pari al 6,7%).

(*miliardi di m³*)			
Da importazioni			
Punti di consegna	**2006**	**2007**	**2008**
Tarvisio	22,92	24,04	24,58
Mazara del Vallo	24,83	22,52	24,77
Passo Gries	17,66	15,12	15,69
Gela	7,69	9,24	9,87
Gorizia	0,25	0,20	0,09
Panigaglia (GNL)	3,13	2,38	1,52
	76,48	**73,50**	**76,52**

Fonte: Relazione finanziaria annuale 2008 Snam Rete Gas.

L'analisi delle importazioni per punto di consegna evidenzia, rispetto al 2007, l'incremento delle importazioni dai punti di consegna di Mazara del Vallo (+10,0%), di Gela (+6,8%), di Passo Gries (+3,8%) e di Tarvisio (+2,2%), parzialmente compensato dalle minori immissioni dal punto di consegna di Gorizia (-55,0%) e dalla riduzione del GNL rigassificato e immesso in Rete dall'impianto di Panigaglia (-36,1%).

Per quanto riguarda le immissioni di gas naturale per Utente, l'aumento dei volumi immessi nel 2008 (+2,8%) si è concentrato principalmente sugli altri operatori (+11,6%) e su Enel Trade S.p.A. (+4,9%), parzialmente compensato dalla riduzione dei volumi immessi di Eni (-1,1%).

(*miliardi di m³*)			
Volumi immessi per Utente	**2006**	**2007**	**2008**
Eni	57,09	52,39	51,80
Enel Trade	9,67	9,36	9,82
Altri	21,23	21,53	24,02
	87,99	**83,28**	**85,64**

Fonte: Relazione finanziaria annuale 2008 Snam Rete Gas.

Prelievi di gas naturale

Il gas naturale prelevato dalla Rete Nazionale nel 2008 è stato destinato: (i) alla riconsegna agli Utenti presso i punti di uscita dalla rete per 83,34 miliardi di metri cubi; (ii) alle esportazioni, principalmente gas di provenienza algerina destinato alla Slovenia, per 0,60 miliardi di metri cubi; (iii) ai consumi delle centrali di spinta e alle perdite di rete di Snam Rete Gas per 0,42 miliardi di metri cubi.

Nel bilancio energetico redatto da Snam Rete Gas, viene definito convenzionalmente "*gas non contabilizzato*" la differenza fisiologica tra la quantità di gas misurato all'ingresso della rete e la quantità di gas misurato all'uscita, derivante dalla tolleranza tecnica degli strumenti di misura.

Riconduzione tra quantitativi prelevati dalla rete e domanda Italia:

(*miliardi di m³*)	**2006**	**2007**	**2008**
Quantitativi prelevati	**84,31**	**84,53**	**84,52**
Esportazioni	(0,79)	(0,48)	(0,60)
Gas immesso su Rete Regionale di proprietà di altri operatori	0,13	0,12	0,09
Altri consumi (*)	0,83	0,73	0,87
Totale domanda Italia	**84,48**	**84,90**	**84,88**

(*) Comprende i consumi del terminale GNL di Panigaglia, i consumi delle Centrali di Compressione per stoccaggio e delle centrali per il trattamento della produzione.

Fonte: Bilancio Energetico Nazionale per gli anni 2006 e 2007. Stime Snam Rete Gas per il 2008.

(*miliardi di m³*)			
Domanda gas Italia	**2006**	**2007**	**2008**
Termoelettrico	31,54	34,29	33,89
Residenziale e terziario	30,17	28,18	30,05
Industriale (*)	21,77	20,89	19,34
Altro	1,00	1,54	1,60
	84,48	**84,90**	**84,88**

(*) Comprende i consumi dei settori Industria, Agricoltura e Pesca, Sintesi Chimica e Autotrazione.

Fonte: Bilancio Energetico Nazionale per gli anni 2006 e 2007. Stime Snam Rete Gas per il 2008.

La domanda di gas in Italia nel 2008 è stata pari a 84,88 miliardi di metri cubi, sostanzialmente in linea (-0,02 miliardi di metri cubi) rispetto al 2007. Il settore industriale ha evidenziato un sensibile calo della domanda (-7,4%) a seguito degli effetti della crisi economica e produttiva in corso. Il settore termoelettrico pur penalizzato dalla diminuzione della domanda elettrica, ha presentato una riduzione limitata (-1,2%). A parziale compensazione si registra l'incremento della domanda del settore residenziale e terziario (+6,6%) a seguito principalmente dell'effetto termico.

Capacità di trasporto

Gli interventi di sviluppo e potenziamento delle infrastrutture di trasporto e la disponibilità di capacità di trasporto interrompibile ai punti di entrata interconnessi con l'estero hanno permesso di incrementare, all'inizio dell'Anno Termico 2008-2009, la capacità di trasporto della rete a 321 milioni di metri cubi/giorno (+1,9%).

L'incremento è attribuibile principalmente al punto di entrata di Mazara del Vallo in seguito all'entrata in esercizio di alcuni tratti dei potenziamenti in corso sulle infrastrutture di importazione dal Nord Africa.

La capacità disponibile della rete ha permesso di soddisfare, anche per l'Anno Termico 2008-2009, tutta la domanda di capacità da parte degli Utenti, con un incremento della capacità conferita pari al 7,4%, attribuibile principalmente ai punti di entrata di Mazara del Vallo e Tarvisio.

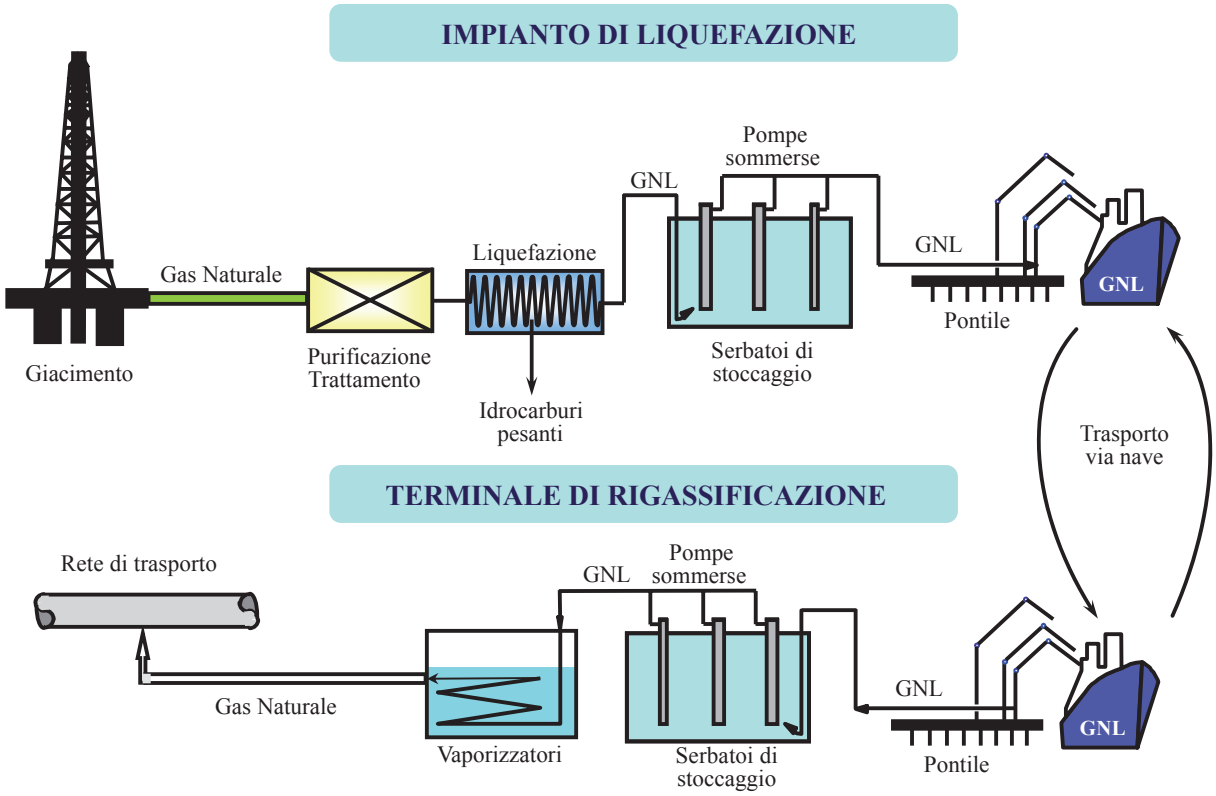
In aggiunta alle capacità di trasporto sopra descritte, relative ai punti di entrata interconnessi con l'estero e col terminale GNL, sono disponibili capacità di trasporto ai punti di entrata interconnessi con le produzioni nazionali per un totale di 37,4 milioni di metri cubi/giorno.

(*milioni di m^3 / giorno*)	**Anno Termico 2006-2007**			**Anno Termico 2007-2008**			**Anno Termico 2008-2009**		
Punti di entrata	**Capacità disponibile**	**Capacità conferita**	**Saturazione (%)**	**Capacità disponibile**	**Capacità conferita**	**Saturazione (%)**	**Capacità disponibile**	**Capacità conferita**	**Saturazione (%)**
Tarvisio	101,3	82,6	81,6	112,6	92,2	81,9	106,0	97,8	92,2
Mazara del Vallo	85,7	80,4	93,8	90,7	80,4	88,7	101,8	93,2	91,6
Passo Gries	63,0	57,6	91,5	63,5	59,6	93,8	64,9	60,8	93,7
Gela	29,7	28,4	95,6	30,3	29,5	97,3	30,5	30,5	100,0
GNL Panigaglia	13,0	11,4	87,7	13,0	11,4	87,7	13,0	11,4	87,7
Gorizia	4,8	0,9	17,7	4,8	0,5	9,4	4,8		
	297,5	**261,3**	**87,8**	**314,9**	**273,5**	**86,9**	**321,0**	**293,7**	**91,5**

6.3 Le attività di rigassificazione del GNL svolta da GNL Italia

Il processo di estrazione del gas naturale dai giacimenti, la sua liquefazione per il trasporto su navi e la successiva rigassificazione per l'utilizzo da parte degli Utenti, costituiscono la cosiddetta catena del GNL.

Il processo inizia nel Paese esportatore, dove il gas naturale viene portato allo stato liquido raffreddandolo a -160 °C e successivamente caricato su navi metaniere per il trasporto marittimo fino al terminale di destinazione, il c.d. terminale di rigassificazione del GNL. Al terminale di rigassificazione, il GNL viene scaricato, e successivamente riscaldato, riportato allo stato gassoso e immesso nella rete di trasporto del gas naturale.



In Italia, il gas naturale è immesso nella Rete Nazionale anche dal terminale GNL di Panigaglia, di proprietà di GNL Italia, che è in grado di rigassificare ogni giorno 17.500 metri cubi di GNL e conseguentemente, in condizioni di massima operatività, di immettere annualmente nella Rete di Trasporto oltre 3,5 miliardi di metri cubi di gas naturale. Il servizio di rigassificazione del GNL comprende la discarica del GNL dalla nave, lo stoccaggio operativo, ovvero lo stoccaggio per il tempo necessario a rigassificare il GNL, la sua rigassificazione e l'immissione nella Rete Nazionale presso il punto di entrata di Panigaglia. Il servizio di rigassificazione del GNL può essere di tipo continuativo per l'intero Anno Termico o di tipo "*spot*", come di seguito definito. Sono inoltre resi disponibili servizi ausiliari quale la correzione del potere calorifico del gas naturale per rispettare le specifiche di qualità richieste per la sua immissione nella Rete di Trasporto.

6.3.1 Il terminale GNL di Panigaglia

Snam Rete Gas è alla Data del Prospetto Informativo l'unico operatore italiano per la rigassificazione del GNL in quanto proprietaria, tramite GNL Italia, dell'unico terminale di rigassificazione del GNL operativo sul territorio italiano[14]. Il terminale GNL di Panigaglia, che occupa un'area di circa 45.000 metri quadrati, riceve il gas allo stato liquefatto trasportato da navi metaniere, lo riporta allo stato gassoso e lo immette nella Rete di Trasporto.

Il terminale è costituito dalle sezioni: (i) ricezione; (ii) stoccaggio; (iii) rigassificazione del GNL; (iv) recupero Boil Off Gas; (v) correzione gas finale; (vi) sistemi ausiliari; e (vii) sistema di controllo e sicurezza.

(i) La sezione di ricezione è costituita dall'area di attracco delle navi metaniere, da tre bracci di discarica e dalla linea di trasferimento. L'area di attracco delle navi metaniere è ubicata all'estremità di un pontile lungo 500 metri e consente la ricezione di navi di capacità fino a 65.000/70.000 metri cubi di gas naturale liquefatto;

(ii) la sezione di stoccaggio è costituita da due serbatoi, ognuno con una capacità geometrica di 50.000 metri cubi, equivalente ad una capacità operativa di circa 44.000 metri cubi, e dalle pompe sommerse per la movimentazione del gas naturale liquefatto. Il gas naturale liquefatto viene stoccato ad una temperatura di circa -160 °C ad una pressione leggermente superiore a quella atmosferica standard. Ogni serbatoio di stoccaggio è dotato di tre pompe sommerse, due con portata di 500 metri cubi ora di gas naturale (m^3/h) ciascuna, e la terza con portata di 170 m^3/h;

(iii) la sezione di rigassificazione del GNL è costituita dalle pompe per la movimentazione e pressurizzazione del gas naturale liquefatto e dai vaporizzatori a fiamma sommersa. Il calore necessario alla vaporizzazione viene prodotto dalla combustione del gas naturale prelevato a valle dei vaporizzatori;

(iv) il sistema di recupero del *Boil Off Gas* (BOG) è costituto da tre compressori criogenici e dalla colonna d'assorbimento. I compressori recuperano in continuo i vapori generati dal calore entrante nell'impianto e in discontinuo il BOG prodotto durante la discarica delle navi;

(v) il processo di correzione di gas finale, mediante addizione di aria o aria arricchita in azoto, ha lo scopo di garantire l'intercambiabilità del gas naturale liquefatto rigassificato nel rispetto delle specifiche di qualità richieste dalla Rete di Trasporto;

[14] Fonte: Relazione finanziaria annuale 2008 Snam Rete Gas.

(vi) la sezione sistemi ausiliari comprende tutte le attività di supporto al processo principale, quali la sottostazione elettrica, il sistema antincendio, i sistemi per lo smaltimento del calore e la stazione di misura della qualità e quantità del gas immesso in rete;

(vii) sistema di controllo e sicurezza: l'impianto di rigassificazione del GNL è controllato e comandato a distanza dalla sala controllo mediante un sistema automatico, di ultima generazione, suddiviso in due sottosistemi:

- sistema a controllo distribuito (DCS - *Distribuited Control System*), il cui ultimo ammodernamento tecnologico è stato realizzato nel settembre 2007 e le cui funzioni sono l'acquisizione, elaborazione e regolazione dei parametri di processo, e la supervisione dell'impianto; e
- sistema elettronico programmabile (PES - *Programmable Electronic System*), il cui ultimo ammodernamento tecnologico è stato realizzato nel settembre 2004, destinato ad effettuare le sequenze di avviamento, fermata e blocco delle apparecchiature nonché la messa in sicurezza automatica dell'impianto in caso di emergenza.

Lo stabilimento di Panigaglia, a causa dei volumi di gas naturale liquefatto presenti all'interno dei serbatoi di stoccaggio, è una realtà soggetta alla normativa per gli impianti a rischio di incidente rilevante (D. Lgs. n. 334/96). In attuazione delle disposizioni legislative applicabili a tali impianti, la sicurezza interna ed esterna è garantita da una serie di adempimenti svolti periodicamente sotto il controllo della autorità competenti.

Nel giugno 2007 GNL Italia ha avviato il processo autorizzativo per l'ampliamento dell'impianto di rigassificazione del GNL di Panigaglia (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 5, Paragrafo 5.1.5, lett. d)).

6.3.2 Il processo di conferimento della capacità di rigassificazione

L'accesso al servizio e il processo di conferimento avvengono secondo quanto previsto dal Codice di Rigassificazione di GNL Italia, predisposto dall'impresa sulla base della Delibera 167/05 dell'AEEG e approvato dalla stessa AEEG nel maggio 2007 (Delibera 15 maggio 2007, 115/07). Tali disposizioni definiscono i termini del servizio, gli obblighi e le responsabilità per GNL Italia e gli Utenti del servizio di rigassificazione del GNL. L'accesso al servizio di rigassificazione del GNL in corrispondenza del terminale di Panigaglia è consentito a tutti i soggetti che risultano titolari di contratti di importazione di GNL e in possesso di adeguate garanzie creditizie. Il processo di conferimento all'inizio di ogni Anno Termico, effettuato per periodi pari ad uno o più Anni Termici, è relativo al servizio di rigassificazione continuativo e si svolge nel corso del mese di luglio. Oggetto del conferimento è la capacità di ricezione e scarico, espressa in metri cubi liquefatti/anno, del GNL e numero di approdi. La capacità di rigassificazione viene conferita secondo un ordine di priorità che privilegia i contratti di importazione di durata pluriennale.

Criteri di pro quota, nel rispetto delle priorità di cui sopra, sono previsti in caso di richieste superiori alla capacità disponibile. Ogni Utente del servizio di rigassificazione del GNL

provvede mensilmente a presentare, per l'approvazione da parte di GNL Italia, il programma delle proprie discariche che individua il numero delle discariche, la data di arrivo di ogni nave metaniera e il suo nominativo, il quantitativo di GNL che sarà consegnato e la provenienza del GNL.

La capacità di rigassificazione del GNL ancora disponibile in corso d'Anno Termico è resa disponibile mensilmente per il processo di conferimento ad Anno Termico avviato e, successivamente, per l'assegnazione di singole discariche ("*spot*").

6.3.3 Andamento operativo attività di rigassificazione

La tabella che segue riporta i principali dati operativi per l'attività di rigassificazione del GNL relativi agli esercizi 2006, 2007 e 2008.

	2006	**2007**	**2008**
Quantitativo di GNL rigassificato (miliardi di m^3)	3,13	2,38	1,52
Numero di discariche	96	73	42
- di cui *spot*	12	1	1

6.4 L'attività di stoccaggio del gas naturale svolta da Stogit

Le informazioni contenute di seguito sono fornite anche ai sensi degli artt. 71 e 71-bis e dell'Allegato 3B, schema n. 3 e n. 4 del Regolamento Emittenti.

Le informazioni su Stogit contenute nel presente Prospetto Informativo sono tratte esclusivamente da documenti pubblici.

L'Emittente non assume alcuna responsabilità in relazione alla veridicità, esaustività o completezza di ogni e qualsiasi informazione tratta dai documenti pubblici, bilanci e/o dati contabili di Stogit, Italgas e del Gruppo Italgas contenute nel presente Prospetto Informativo. Tali informazioni sono state riprodotte fedelmente e, per quanto a conoscenza dell'Emittente, non sono stati omessi fatti che potrebbero rendere tali informazioni inesatte o ingannevoli.

Con riferimento ai bilanci di Italgas, delle società del Gruppo Italgas e di Stogit la responsabilità compete ai rispettivi organi amministrativi.

Stogit, società appartenente al Gruppo Eni che opera nel settore dello stoccaggio del gas naturale, è stata costituita il 15 novembre 2000. In data 31 ottobre 2001 ha ricevuto in conferimento, rispettivamente da Eni il complesso aziendale riguardante l'attività di stoccaggio, comprendente le concessioni di stoccaggio, il gas presente nei relativi giacimenti, gli impianti di superficie e di sottosuolo e il relativo personale, e da Snam S.p.A. gli impianti di compressione connessi all'attività di stoccaggio.

L'attività di stoccaggio del gas naturale in Italia è svolta in regime di concessione e ha la funzione di compensare le diverse esigenze tra fornitura e consumo del gas; infatti, l'approvvigionamento ha un profilo sostanzialmente costante durante tutto l'anno, mentre la domanda di gas è caratterizzata da una rilevante variabilità stagionale, con una domanda invernale significativamente superiore a quella estiva.

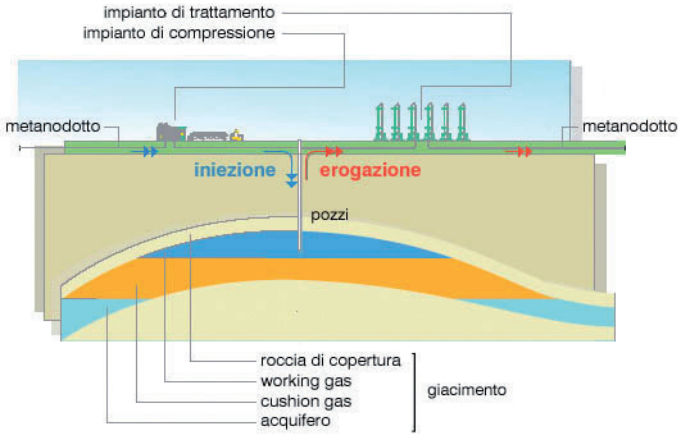
Eni ha sviluppato, a partire dagli anni Sessanta, un sistema di stoccaggio tramite la conversione di campi di coltivazione a gas prossimi all'esaurimento.

Il sistema di stoccaggio Eni si è quindi sviluppato negli anni in modo tale da adattarsi alla crescita del mercato del gas, coerentemente con il rilevante incremento delle importazioni e con lo sviluppo della domanda per fini residenziali, assicurando sempre un dimensionamento adeguato rispetto alle esigenze di modulazione climatica.

Stogit è oggi il maggiore operatore italiano e uno dei principali operatori europei del settore e attraverso otto campi di stoccaggio, localizzati in Lombardia (quattro), Emilia Romagna (tre) e Abruzzo (uno), mette a disposizione del mercato, secondo criteri di efficienza tecnica ed economica, le capacità di stoccaggio di cui dispone, utilizzando un sistema integrato in grado di assicurare, compatibilmente con le capacità di stoccaggio disponibili, le prestazioni di modulazione richieste[15].

6.4.1 Infrastrutture di stoccaggio

Stogit svolge la propria attività di servizio di stoccaggio del gas naturale per i propri clienti, avvalendosi di un insieme integrato di infrastrutture composto dai giacimenti, dagli impianti di trattamento gas, dagli impianti di compressione e dal sistema di dispacciamento operativo.



(a) *Giacimenti*

Il giacimento è rappresentato da un volume poroso nel sottosuolo di una concessione mineraria e comprende, oltre alle strutture geologiche (giacimento e roccia di copertura), anche i relativi pozzi di stoccaggio e gli impianti e strutture di controllo ad esse collegati.

Stogit utilizza per lo stoccaggio giacimenti di gas già sfruttati per la produzione, situati a circa 1.000 – 1.500 metri di profondità.

[15] Fonte: Bilancio 2008 Stogit.

I parametri che caratterizzano un giacimento di stoccaggio sono:

- *cushion gas*; e
- *working gas*.

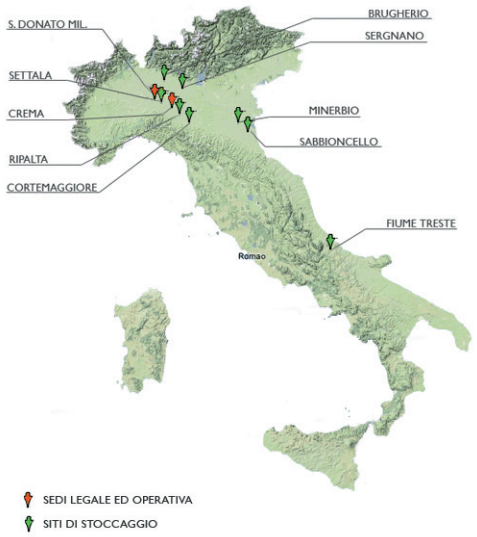
Il *cushion gas* rappresenta la quantità di gas presente in giacimento necessario per l'utilizzo dello stoccaggio ed è il quantitativo minimo indispensabile, presente o iniettato nei giacimenti in fase di avvio dello stoccaggio, che è necessario mantenere sempre nel giacimento. La funzione del *cushion gas* è quella di consentire l'erogazione del *working gas* e contrastare la risalita dell'acquifero senza pregiudicare nel tempo le caratteristiche minerarie dei giacimenti di stoccaggio.

Il *working gas* è il quantitativo di gas presente nei giacimenti in fase di stoccaggio che può essere messo a disposizione e reintegrato per essere utilizzato ai fini dei servizi di stoccaggio minerario, di modulazione e strategico (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 6, Paragrafo 6.6.3 lett. c)), compresa la parte di gas producibile ma in tempi più lunghi rispetto a quelli necessari al mercato, ma che risulta essenziale per assicurare le prestazioni di punta che possono essere richieste dalla variabilità della domanda in termini giornalieri ed orari.

L'attività di stoccaggio di Stogit è alla Data del Prospetto Informativo svolta sulle seguenti 8 concessioni:

- Brugherio Stoccaggio;
- Cortemaggiore Stoccaggio;
- Fiume Treste Stoccaggio;
- Minerbio Stoccaggio;
- Ripalta Stoccaggio;
- Sabbioncello Stoccaggio;
- Sergnano Stoccaggio; e
- Settala Stoccaggio.

La cartina che segue illustra la ubicazione degli 8 campi di stoccaggio di Stogit:



Stogit è inoltre titolare di due ulteriori concessioni attualmente non operative.

- Alfonsine Stoccaggio, per la quale sta effettuando le opportune valutazioni e approfondimenti tecnici necessari al fine di permettere eventuali successive azioni di sviluppo; e

- Bordolano Stoccaggio, per la quale Stogit, nel mese di giugno 2008, ha ripresentato la procedura di valutazione di impatto ambientale (VIA).

In relazione alle dieci concessioni di stoccaggio del gas di cui è titolare Stogit, una scadrà il 14 giugno 2012, otto il 1 gennaio 2017 e una il 6 novembre 2021[16]. Tutte le concessioni sono prorogabili dal Ministero dello Sviluppo Economico per non più di due volte per una durata di dieci anni ciascuna ai sensi dell'art. 1, comma 61, Legge n. 239/2004. Si segnala che nessuna di tali concessioni, quindi, è stata oggetto di proroga.

(b) *Impianti di trattamento*

L'impianto di trattamento è l'insieme delle infrastrutture dedicate a rendere il gas erogato dai giacimenti conforme ai requisiti di qualità, pressione e temperatura necessari all'immissione nella Rete di Trasporto.

In particolare, il trattamento del gas consiste nella separazione preliminare dei liquidi (acqua ed idrocarburi pesanti) associati al gas e nell'absorbimento del vapore acqueo presente in

[16] Fonte: sito internet del Ministero dello Sviluppo Economico.

saturazione nel gas mediante contatto con glicole all'interno di colonne di disidratazione dedicate.

(c) *Impianti di compressione*

L'attività svolta dagli impianti di compressione consiste nella compressione del gas naturale proveniente dalla Rete di Trasporto ai fini della sua iniezione nei giacimenti di stoccaggio.

In particolare, gli impianti di compressione, collegati alla Rete di Trasporto, permettono di iniettare il gas proveniente dalla rete dei metanodotti, ad una pressione massima di circa 75 bar, nei giacimenti di stoccaggio ad una pressione fino a 150-180 bar, mediante compressori centrifughi ad alta prevalenza azionati da turbine a gas oppure da compressori alternativi azionati da motori a gas o elettrici.

Alcuni impianti di compressione in particolari situazioni, quali ad esempio la necessità di aumentare la portata a fine erogazione, possono essere utilizzati anche per la compressione del gas nella fase erogativa in modo diretto sulla Rete di Trasporto.

La potenza massima installata è complessivamente pari a circa 370 MW.

(d) *Dispacciamento operativo*

Il dispacciamento operativo, situato presso la sede di Crema, consente, mediante il sistema di telecontrollo, l'acquisizione dei parametri di esercizio delle centrali e la loro gestione in telecomando, assicurando le attività di iniezione e di erogazione del gas in base ai dati forniti dalla programmazione commerciale e operativa, garantendo nel contempo il presidio della sicurezza del sistema di stoccaggio.

(e) *Sistemi di gestione e controllo*

Le attività di gestione e di controllo delle infrastrutture di stoccaggio sono articolate sulla sede di Crema e su cinque poli operativi. La sede di Crema svolge le necessarie azioni d'indirizzo, coordinamento e controllo delle attività tecniche e operative affidate ai poli operativi, per garantire i servizi programmati, nel rispetto delle vigenti normative di legge in materia di salute, sicurezza e tutela ambientale.

6.4.2 Servizi di stoccaggio

I servizi di stoccaggio di modulazione, minerario e strategico (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 6, Paragrafo 6.6.3 lett. c)) sono erogati nel corso dell'Anno Termico per l'Attività di Stoccaggio.

L'attività di stoccaggio si distingue sostanzialmente in due fasi:

- la fase di iniezione, generalmente concentrata nel periodo fra aprile e ottobre, che consiste nell'iniezione in stoccaggio del gas naturale proveniente dalla Rete Nazionale; e
- la fase di erogazione, solitamente concentrata nel periodo tra novembre e il mese di marzo dell'anno successivo, nella quale il gas naturale è erogato dal giacimento, trattato e riconsegnato agli Utenti attraverso la Rete di Trasporto.

Le attuali esigenze di mercato spingono ad utilizzare il sistema di stoccaggio non più limitatamente alle due fasi sopra descritte, ma anche come strumento di flessibilità non legato esclusivamente alla stagionalità.

In relazione alle richieste di flessibilità, alle disponibilità del sistema e compatibilmente con il quadro di regolazione definito dall'AEEG, Stogit offre servizi finalizzati a soddisfare le crescenti esigenze degli Utenti (capacità di controflusso, capacità di erogazione extra e capacità interrompibile).

Stogit nel 2008 ha reso disponibile per i servizi di stoccaggio minerario, di modulazione e per bilanciamento una capacità massima pari a circa 8,6 miliardi di Sm^3 (corrispondenti a 338,5 milioni di Gigajoule) e servizi di stoccaggio strategico per circa 5,1 miliardi di Sm^3 (corrispondenti a 200,2 milioni di Gigajoule).

Stogit, nell'ambito delle proprie concessioni, svolge infine una limitata attività di produzione di gas dai livelli geologici non adibiti a stoccaggio.

La tabella che segue mostra i principali dati di conto economico e stato patrimoniale estratti dai bilanci di Stogit al 31 dicembre 2006, 2007 e 2008.

CONTO ECONOMICO (*milioni di Euro*)	**2006**	**2007**	**2008**
Ricavi totali	367	376	305
Margine operativo lordo	294	318	237
Utile operativo	226	255	173
Utile netto	124	148	83

STATO PATRIMONIALE *(milioni di Euro)*	**31 dicembre 2006**	**31 dicembre 2007**	**31 dicembre 2008**
Totale capitale immobilizzato	1.962	1.993	2.202
Capitale investito netto	1.674	1.759	1.874
Patrimonio netto	1.328	1.001	936
Indebitamento finanziario netto	346	758	938

6.5 L'attività di distribuzione svolta da Italgas

6.5.1 L'attività di distribuzione

Le informazioni contenute di seguito sono fornite anche ai sensi degli artt. 71 e 71 bis e dell'Allegato 3B, schema n. 3 e n. 4 del Regolamento Emittenti.

Le informazioni su Italgas contenute nel presente Prospetto Informativo sono tratte esclusivamente da documenti pubblici.

L'Emittente non assume alcuna responsabilità in relazione alla veridicità, esaustività o completezza di ogni e qualsiasi informazione tratta dai documenti pubblici, bilanci e/o dati contabili di Stogit, Italgas e del Gruppo Italgas contenute nel presente Prospetto Informativo. Tali informazioni sono state riprodotte fedelmente e, per quanto a conoscenza

dell'Emittente, non sono stati omessi fatti che potrebbero rendere tali informazioni inesatte o ingannevoli.

Con riferimento ai bilanci di Italgas, delle società del Gruppo Italgas e di Stogit la responsabilità compete ai rispettivi organi amministrativi.

Italgas è *leader* in Italia nel settore della distribuzione del gas metano su reti urbane[17].

L'attività di distribuzione consiste nel servizio di vettoriamento del gas attraverso reti di gasdotti locali dai punti di consegna della rete di distribuzione presso le cabine di riduzione e misura ("*city-gates*") fino ai punti di riconsegna della rete di distribuzione gas presso i clienti finali (famiglie, imprese commerciali e del terziario e piccole imprese industriali). Essa è soggetta a regolazione da parte dell'AEEG che definisce sia le modalità di svolgimento del servizio che le tariffe di vettoriamento.

L'attività di distribuzione gas è svolta in regime di concessione tramite affidamento del servizio da parte degli Enti pubblici locali.

Relativamente alla durata delle concessioni, il Decreto Letta ha stabilito che tutti gli affidamenti dovranno essere posti in gara entro la scadenza del cosiddetto "periodo transitorio" (al massimo 31 dicembre 2012[18]) e che la nuova durata delle concessioni non potrà superare i dodici anni.

Alla scadenza delle concessioni, al gestore uscente, a fronte della cessione delle proprie reti di distribuzione, è riconosciuta un'indennità ai sensi dell'articolo 24, comma 4, lett. a) e b) del R.D. 15 ottobre 1925 n. 2578.

Il servizio di distribuzione gas è effettuato, come previsto dal Decreto Letta, a favore delle società di vendita autorizzate alla commercializzazione del gas naturale (*Shipper*) nei confronti dei clienti finali (famiglie, imprese commerciali e del terziario e piccole imprese industriali) attraverso le reti cittadine.

Il rapporto con le società di vendita è regolato dal Codice di Rete di Italgas, nel quale sono precisate le prestazioni svolte dal distributore, suddivise fra quelle principali (servizio di distribuzione gas dal punto di consegna del trasportatore al punto di riconsegna del cliente finale; gestione tecnica dell'impianto distributivo; sostituzione nella fornitura ai clienti finali, 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.).

---

[17] Fonte: Bilancio 2008 Italgas.

[18] Fanno eccezione: a) le concessioni relative al completamento del programma di metanizzazione del Mezzogiorno per le quali il periodo transitorio può terminare oltre il 2012 nel caso in cui la realizzazione delle reti gas sia stata ultimata successivamente al 2000; b) le concessioni della Regione Sicilia le quali giungono fino alla data di scadenza dell'affidamento originariamente pattuita nelle convenzioni.

6.5.2 Il sistema distributivo: modalità di funzionamento e dati operativi

Al 31 dicembre 2008 Italgas è concessionaria del servizio di distribuzione gas in 1.310 comuni, di cui 1.195 in esercizio.

Italgas svolge l'attività di distribuzione di gas naturale avvalendosi di un sistema integrato di infrastrutture, principalmente di proprietà, composto dalle cabine per il prelievo del gas dalla Rete di Trasporto, dagli impianti di riduzione della pressione, dalla rete di trasporto locale e di distribuzione, dagli impianti di derivazione d'utenza e dai punti di riconsegna costituiti da apparecchiature tecniche su cui sono posti i misuratori presso i clienti finali (famiglie, imprese commerciali e del terziario e piccole imprese industriali).

Presso i punti di ingresso del sistema distributivo del gas (punti di riconsegna della Rete di Trasporto) 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.

Al 31 dicembre 2008 Italgas dispone di 554 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, e di un sistema di telelettura continuo della misura del gas in transito.

Inoltre, per l'attività di riduzione della pressione del gas prima della sua consegna alle singole utenze, Italgas è dotata di 6.098 gruppi di riduzione finale, 6.325 gruppi di riduzione industriale e gruppi di riduzione d'utenza, posti quest'ultimi presso il punto di riconsegna del gas ai clienti finali.

Italgas dispone, infine, di 54 impianti di distribuzione utilizzati per canalizzare GPL (Gas di Petrolio Liquefatto).

Al 31 dicembre 2008 la rete di proprietà di Italgas si estende per 44.299 chilometri (40.099 chilometri al 31 dicembre 2007; +10,5%) 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); e
- in bassa pressione (fino a 0,04 bar).

Nel corso del 2008, Italgas ha vettoriato 6.745 milioni di metri cubi di gas (a fronte dei 6.510 dell'anno precedente; +3,6%), per conto di 105 società di commercializzazione; i punti di riconsegna attivi al 31 dicembre 2008 ammontano a 4.959.881.

Italgas 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); e
- unità operative espressamente dedicate alla gestione degli interventi.

Il centro integrato consta di 3 siti di supervisione a Torino, Roma e Venezia, presidiati 24 ore su 24, 365 giorni all'anno, da personale qualificato in grado di gestire le chiamate e, in funzione dell'anomalia segnalata, di fornire le prime indicazioni sui comportamenti da adottare.

Attraverso un unico numero verde a livello nazionale si accede al centro integrato che garantisce la ricezione ininterrotta delle chiamate.

Nel 2008 sono state ricevute 510.000 chiamate al centro di supervisione integrato di cui 235.000 hanno generato un colloquio diretto con il cliente; tali chiamate hanno dato origine a 85.724 interventi delle unità operative sul territorio.

L'AEEG, con la Delibera 168/04 e successive modificazioni, ha stabilito *standard* di qualità sia di tipo commerciale (afferenti prevalentemente la preventivazione e l'esecuzione dei lavori, l'attivazione e la disattivazione della fornitura, la riattivazione della fornitura susseguente ad una sospensione per morosità, la puntualità per appuntamenti personalizzati) che di tipo tecnico (relativi ai tempi di arrivo in caso di richiesta di pronto intervento e al numero di controlli effettuati per l'odorizzazione).

I risultati raggiunti nel 2008 da Italgas sono sintetizzati nella seguente tabella:

Target AEEG			
100%	Qualità commerciale	(% pratiche conformi)	99,6%
>95%	Qualità tecnica (pronto intervento)	(% standard aziendale)	99,3%
1.544	Qualità tecnica (odorizzante)	(n. misurazioni)	3.722

Italgas dispone di un efficiente e capillare sistema di telecontrollo degli impianti (845 impianti telecontrollati e 554 cabine telelette) per garantire interventi tempestivi sia in caso di anomalie sia di limitazioni o interruzioni del servizio.

Tale sistema, costantemente presidiato, 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; e
- 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 sempre aggiornato sullo stato del sistema distributivo.

Oltre alle attività sopra descritte riguardanti l'impianto di distribuzione, le unità operative di Italgas eseguono presso la clientela finale interventi di natura tecnica e commerciale quali l'attivazione o la cessazione delle forniture gas, le letture, le volture, i sopralluoghi, l'elaborazione dell'offerta di servizio, l'esecuzione di allacciamenti e lo spostamento dei misuratori.

A supporto di tali attività Italgas utilizza un sistema informativo che mediante uno specifico applicativo permette alle società di vendita di programmare gli interventi presso la clientela finale.

Nel 2008, sono proseguite inoltre, esclusivamente per i nuovi impianti, le attività di accertamento documentale di sicurezza degli impianti dei clienti finali, regolate dalla Delibera 40/04 dell'AEEG. L'estensione degli accertamenti agli impianti già esistenti, soggetti a modifiche o riattivazioni, inizialmente prevista con decorrenza 1 aprile 2008, è stata prorogata dall'Autorità di dodici mesi. Nel corso del 2008, sono state completate (con esito di accertamento positivo o negativo) oltre 82.000 pratiche di accertamento.

A supporto della propria attività operativa, Italgas è dotata di un laboratorio centrale che rappresenta un centro di eccellenza tecnologico in grado di operare secondo gli *standard* della certificazione aziendale integrata ISO e SINAL (Sistema Nazionale per l'Accreditamento dei Laboratori).

Si segnala che nel perimetro di consolidamento di Italgas (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 20, Paragrafo 20.1.1) sono ricomprese anche le società Compagnia Napoletana di Illuminazione e Scaldamento col Gas S.p.A. ("**Napoletanagas**") e Acqua Campania S.p.A..

Napoletanagas opera in Campania nel settore della distribuzione del gas metano su reti urbane.

Il gas distribuito nel 2008 è pari a 531.136.664 metri cubi.

Napoletanagas opera anche nel settore dell'acqua; i Comuni in gestione al 31 dicembre 2008 sono 5: Caserta, Baia e Latina, Casaluce, Galluccio e Roccaromana.

L'attività principale di Acqua Campania S.p.A. è la gestione, per conto della Regione Campania, dal 1992 attraverso una concessione pluriennale, dell'Acquedotto della Campania Occidentale (A.C.O.) che alimenta l'area di Napoli e Caserta.

La tabella che segue mostra i principali dati di conto economico e stato patrimoniale estratti dai bilanci consolidati di Italgas al 31 dicembre 2006, 2007 e 2008.

CONTO ECONOMICO *(milioni di Euro)*	**2006**	**2007**	**2008**
Ricavi totali	995	911	852
Margine operativo lordo	390	426	461
Utile operativo	251	296	323
Utile netto	165	306	231

STATO PATRIMONIALE *(milioni di Euro)*	**31 dicembre 2006**	**31 dicembre 2007**	**31 dicembre 2008**
Totale capitale immobilizzato	3.636	3.639	3.758
Capitale investito netto	2.888	3.002	3.237
Patrimonio netto	2.594	2.129	2.103
Indebitamento finanziario netto	294	873	1.134

6.6 Quadro normativo

6.6.1 La normativa comunitaria

Il processo di regolamentazione del settore del gas naturale è stato avviato, a livello comunitario, dalla Direttiva 94/22/CE del Parlamento e del Consiglio Europeo del 30 maggio 1994, recante norme comuni relative alla c.d. fase *upstream* della filiera del gas[19]. Successivamente, la Direttiva 98/30/CE del Parlamento e del Consiglio Europeo del 22 giugno 1998 ("**Direttiva Gas**") ha stabilito "*norme comuni per il trasporto, la distribuzione, la fornitura e lo stoccaggio di gas naturale. Essa definisce le norme relative all'organizzazione e al funzionamento del settore del gas naturale, compreso il gas naturale liquefatto, l'accesso al mercato, le modalità di gestione dei sistemi nonché i criteri e le procedure applicabili in materia di rilascio di autorizzazioni per il trasporto, la distribuzione, la fornitura e lo stoccaggio di gas naturale*". La Direttiva Gas è stata successivamente abrogata e sostituita dalla Direttiva 2003/55/CE del Parlamento e del Consiglio Europeo del 26 giugno 2003 ("**Seconda Direttiva Gas**").

6.6.2 La normativa nazionale e l'attuazione delle direttive comunitarie

Il recepimento in Italia della Direttiva 94/22/CE è avvenuto mediante l'emanazione del D. Lgs. 25 novembre 1996, n. 625 ("**Decreto 625/96**"), che ha sostanzialmente previsto la cessazione dei regimi di esclusiva precedentemente vigenti in favore dell'Eni e la contestuale apertura alla concorrenza delle attività di prospezione, ricerca, coltivazione e stoccaggio. A tal fine, il Decreto 625/96 ha disciplinato le procedure pubbliche per il rilascio dei titoli abilitativi necessari per poter svolgere le menzionate attività.

La Direttiva Gas è stata recepita in Italia mediante il Decreto Letta, che, emanato in esecuzione della delega di cui alla legge n. 144 del 17 maggio 1999, ha operato un generale riassetto del settore, disciplinando i seguenti segmenti del mercato del gas: importazione, coltivazione, esportazione, trasporto, dispacciamento, stoccaggio, rigassificazione di GNL, distribuzione e vendita. Con riferimento a tale ambito di applicazione, il Decreto Letta ha previsto:

(i) la liberalizzazione, nei termini stabiliti dal decreto stesso, delle attività di importazione, esportazione, trasporto e dispacciamento, distribuzione e vendita del gas naturale;

(ii) l'obbligo di rilasciare i titoli abilitativi eventualmente necessari per esercitare una o più delle attività di importazione, esportazione, trasporto, dispacciamento, stoccaggio, distribuzione acquisto e vendita di gas naturale, ovvero per la

[19] Con il termine *upstream* si denotano comunemente le attività a monte della filiera del gas, quali prospezione (*i.e.*, l'insieme delle attività - quali, ad esempio, rilievi geografici, geologici e geofisici - volte ad accertare la natura del suolo terrestre e del sottofondo marino ai fini della ricerca di idrocarburi liquidi e gassosi), ricerca (*i.e.*, l'insieme delle operazioni volte al rinvenimento di giacimenti di gas naturale) e coltivazione (*i.e.*, lo sfruttamento del giacimento rinvenuto al fine di estrarre il gas naturale).

costruzione e la gestione dei relativi impianti, in base a criteri e procedure trasparenti e non discriminatorie;

(iii) la dichiarazione delle opere necessarie per l'importazione, il trasporto, lo stoccaggio, i terminali di GNL, compresi gli impianti di rigassificazione, quali opere di pubblica utilità, urgenti ed indifferibili;

(iv) il principio della separazione societaria in forza del quale, a decorrere dal 1 gennaio 2002, (a) l'attività di trasporto e dispacciamento deve essere separata da tutte le altre attività della filiera, con la sola eccezione dello stoccaggio, che tuttavia deve essere a sua volta oggetto di separazione contabile e gestionale dall'attività di trasporto e dispacciamento e di separazione societaria rispetto a tutte le altre attività del settore; (b) l'attività di distribuzione deve essere oggetto di separazione societaria da tutte le altre attività della filiera; e (c) la vendita di gas naturale può essere effettuata unicamente da società che non svolgono altre attività nel settore del gas naturale, fatta eccezione per l'importazione, l'esportazione, la coltivazione e l'attività di cliente grossista;

(v) l'identificazione dei soggetti da qualificare in termini di Clienti Idonei, con la specificazione che, a decorrere dal 1 gennaio 2003, tutti i clienti sono da considerarsi idonei;

(vi) il diritto di accesso dei Clienti Idonei al Sistema, a condizioni trasparenti e non discriminatorie;

(vii) la possibilità, per le imprese di gas, di rifiutare l'accesso al Sistema, in deroga al principio generale del *third party access*, solo nel caso in cui (a) non dispongano della capacità necessaria, (b) l'accesso al Sistema impedirebbe loro di adempiere agli obblighi di servizio pubblico, o (c) l'accesso comporti gravi difficoltà economico-finanziarie in relazione ai contratti di tipo "*take or pay*"; e

(viii) la determinazione, da parte dell'AEEG delle tariffe relative al trasporto e dispacciamento, allo stoccaggio minerario, strategico e di modulazione (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 6, Paragrafo 6.6.3 lett. c)), all'utilizzo dei terminali di GNL e alla distribuzione, in modo da assicurare una congrua remunerazione del capitale investito.

Al fine di tutelare e agevolare lo sviluppo della concorrenza nel settore del gas, il Decreto Letta ha altresì disposto:

(i) l'applicazione nei confronti delle imprese di gas naturale delle norme in materia di intese restrittive della libertà di concorrenza, di abuso di posizione dominante e di operazioni di concentrazione di cui alla legge 10 ottobre 1990, n. 287;

(ii) il divieto per le imprese di gas, a decorrere dal 1 gennaio 2003 e fino al 31 dicembre 2010, di vendere ai clienti finali, direttamente o a mezzo di società controllate, controllanti o controllate da una medesima controllante, più del 50% dei consumi nazionali di gas naturale su base annuale;

(iii) il divieto per le imprese di gas, a decorrere dal 1 gennaio 2002 e fino al 31 dicembre 2010, di immettere gas importato o prodotto in Italia, nella Rete Nazionale, al fine della vendita in Italia, direttamente o a mezzo di società controllate, controllanti o controllate da una medesima controllante, per quantitativi superiori al 75% dei consumi nazionali di gas naturale su base annuale. La norma prevede che detta percentuale venga ridotta di due punti percentuali per ciascun anno successivo al 2002 fino a raggiungere la soglia del 61%.

Nel 2002 sono state introdotte delle misure volte ad incentivare gli investimenti per la realizzazione di infrastrutture nel settore del gas. In particolare, mediante la legge n. 273 del 12 dicembre del 2002 ("**Legge 273/02**") è stata prevista la concessione di contributi per il potenziamento e la realizzazione di infrastrutture di approvvigionamento, trasporto e stoccaggio di gas naturale da paesi esteri. La Legge 273/02 ha altresì previsto, a favore dei soggetti che investono nella realizzazione di nuovi gasdotti di importazione di gas naturale, di nuovi terminali di rigassificazione del GNL e di nuovi stoccaggi in sotterraneo di gas naturale, il diritto di allocare una quota pari all'80% delle nuove capacità realizzate, per un periodo pari a venti anni. A fronte di tale previsione, e limitatamente ai casi di realizzazione di nuovi terminali di rigassificazione del GNL o di potenziamento dei terminali esistenti, l'AEEG ha emanato una regolamentazione di attuazione mediante la Delibera 91/02, successivamente integrata e modificata. Le agevolazioni in favore degli investimenti per la realizzazione o il potenziamento di infrastrutture sono state successivamente confermate dalla legge n. 239 del 23 agosto 2004 ("**Legge Marzano**").

Alcune previsioni rilevanti in materia di gas sono state successivamente introdotte dal D. Lgs. n. 239 del 29 agosto 2003, convertito con modificazioni nella Legge n. 290 del 27 ottobre 2003 ("**Decreto 239/2003**"). In particolare, il Decreto 239/2003, a decorrere dal 1 luglio 2007, ha introdotto il divieto per le società operanti, anche attraverso società controllate, controllanti o controllate dalla medesima controllante, nei settori della produzione, importazione, distribuzione e vendita del gas naturale, di detenere, direttamente o indirettamente, quote superiori al 20% del capitale delle società che sono proprietarie e che gestiscono reti nazionali di trasporto di energia elettrica e di gas naturale. La finalità della restrizione introdotta dal Decreto 239/2003 è quella di impedire che operatori integrati possano influire sulla conduzione delle società di trasporto. Il termine per la dismissione delle partecipazioni eccedenti è stato inizialmente prorogato al 31 dicembre 2008 dalla legge finanziaria per il 2006 (*i.e.*, legge n. 266 del 23 dicembre 2005). Successivamente, la legge finanziaria per il 2007 (*i.e.*, legge n. 296 del 27 dicembre 2006) ha demandato al Presidente del Consiglio dei Ministri l'emanazione delle disposizioni necessarie per l'attuazione dell'obbligo previsto dal Decreto 239/2003, relativamente alla cessione delle quote superiori al 20% del capitale delle società che sono proprietarie e che gestiscono reti nazionali di trasporto del gas naturale controllate direttamente o indirettamente dallo Stato. Ai sensi della medesima legge, nei confronti di tali società, il termine per la cessione delle quote eccedenti il 20%, già prorogato al 31 dicembre 2008, è rideterminato in ventiquattro mesi a decorrere dalla data di entrata in vigore del decreto con cui il Presidente del Consiglio dei Ministri provvederà ad emanare la normativa di attuazione.

La Seconda Direttiva Gas è stata solo parzialmente recepita in Italia, grazie alla Legge Marzano, che ha dato attuazione ad alcune disposizioni, ribadendo e specificando primariamente che:

(i) le attività di trasporto e dispacciamento del gas naturale sono di interesse pubblico e, come tali, sono sottoposte agli obblighi di servizio pubblico;

(ii) le attività di esplorazione, coltivazione, stoccaggio sotterraneo di idrocarburi e distribuzione di gas naturale sono attribuite in concessione;

(iii) il Ministero dello Sviluppo Economico, previo parere dell'AEEG, può concedere esenzioni alla disciplina che prevede il diritto di accesso di terzi alla rete "*a favore di soggetti che investono nella realizzazione di nuove infrastrutture di interconnessione tra le reti nazionali di trasporto di gas degli Stati Membri dell'Unione Europea e la rete di trasporto italiana, nella realizzazione in Italia di nuovi terminali di rigassificazione e di nuovi stoccaggi in sotterraneo di gas naturale, o in significativi potenziamenti delle capacità delle infrastrutture sopra citate*". Detta esenzione è previsto che venga accordata per un periodo di almeno venti anni e per una quota pari ad almeno l'80% della nuova capacità. Alla luce di tale disposizione, è stato successivamente emanato il Decreto Ministeriale del 28 aprile 2006, volto a disciplinare l'accesso alla Rete Nazionale, in conseguenza del rilascio dell'esenzione dal diritto di accesso dei terzi alle nuove interconnessioni ed ai nuovi terminali di rigassificazione del GNL.

Di seguito vengono sinteticamente riportate le più importanti previsioni regolatorie e normative specificatamente relative alle attività di interesse per Snam Rete Gas, GNL Italia, Stogit e Italgas.

6.6.3 Definizioni normative

Di seguito si riporta una sintetica descrizione, relativa alle attività di trasporto e dispacciamento del gas naturale, di rigassificazione del GNL, di stoccaggio e di distribuzione del gas naturale, così come definite dalla normativa vigente.

(a) **Attività di trasporto e dispacciamento**

L'attività di trasporto del gas consiste nelle operazioni di movimentazione del gas attraverso la Rete Nazionale e le Reti Regionali di gasdotti. Quanto al dispacciamento, l'art. 2, comma 1, lett. j) del Decreto Letta lo definisce come "l'attività diretta ad impartire disposizioni per l'utilizzazione e l'esercizio coordinato degli impianti di coltivazione, di stoccaggio, della Rete di Trasporto e di distribuzione e dei servizi accessori". Tale attività è accessoria rispetto al trasporto e persegue lo scopo di assicurare un costante equilibrio tra domanda ed offerta di gas.

(b) **Attività di rigassificazione del GNL**

Secondo la definizione fornita dall'articolo 4.12 del testo integrato delle disposizioni dell'AEEG in materia di separazione amministrativa e contabile per le imprese operanti

nei settori dell'energia elettrica e del gas ("**Testo Integrato**"), l'attività di rigassificazione del GNL comprende le operazioni di scarico, stoccaggio e rigassificazione del GNL effettuate tramite l'utilizzo dei terminali di rigassificazione del GNL sul territorio nazionale o entro le acque territoriali italiane, compresi eventuali gasdotti di collegamento.

(c) **Attività di stoccaggio**

In base al Decreto Letta, lo stoccaggio di gas naturale si sostanzia nell'immagazzinamento di gas naturale in giacimenti o unità geologiche profonde.

In particolare l'articolo 2, comma 1, lettere ff), gg) ed hh) del Decreto Letta ha identificato e definito tre tipologie di stoccaggio:

(i) stoccaggio minerario: è necessario, per motivi tecnici ed economici, a consentire lo svolgimento ottimale della coltivazione di giacimenti di gas naturale nel territorio italiano, con la duplice finalità di assicurare alla produzione nazionale una flessibilità di fornitura pari a quella dei contratti di importazione e di tenere conto dei rischi tecnici di fermata della produzione;

(ii) stoccaggio di modulazione: è finalizzato a soddisfare la modulazione dell'andamento giornaliero, stagionale e di punta dei consumi; e

(iii) stoccaggio strategico: è finalizzato a sopperire a situazioni di mancanza o riduzione degli approvvigionamenti o di crisi del sistema del gas.

L'attività di stoccaggio è soggetta a regime concessorio. Lo stoccaggio può essere infatti svolto sulla base di concessioni di durata non superiore a venti anni rilasciate dal Ministero dello Sviluppo Economico ai soggetti che abbiano la necessaria capacità tecnica, economica e organizzativa che dimostrino di poter svolgere, nel pubblico interesse, un programma di stoccaggio rispondente alle disposizioni del Decreto Letta e della normativa vigente, in particolare della Legge 26 aprile 1974, n. 170 – come modificata dal Decreto Letta – e del Decreto del Ministero delle Attività Produttive 26 agosto 2005 (recante modalità di conferimento della concessione di stoccaggio di gas naturale in sotterraneo e approvazione del relativo disciplinare tipo), che ha sostituito il Decreto del Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato 28 luglio 1975.

Le concessioni di stoccaggio vigenti alla data d'entrata in vigore del Decreto Letta sono confermate per la scadenza originaria.

(d) **Attività di distribuzione**

Il Decreto Letta ha ridefinito il concetto di distribuzione, scindendolo da quello di vendita, e attribuendo allo stesso il valore di attività di pubblico servizio. Conseguentemente, in base al dettato dell'articolo 2, comma 1, lettera n) del Decreto Letta, per distribuzione si intende esclusivamente il "*trasporto di gas naturale attraverso reti di gasdotti locali per la consegna ai clienti*".

Anche l'attività di distribuzione è esercita in regime di concessione.

L'affidamento del servizio di distribuzione di gas naturale è effettuato dagli enti locali (i.e., comuni, unioni di comuni e comunità montane) mediante gara per periodi non superiori a dodici anni.

Alla gara sono ammesse le società aventi la forma giuridica imposta dall'articolo 14 del Decreto Letta (*i.e.*, società per azioni, ovvero società a responsabilità limitata, anche a partecipazione pubblica, e società cooperative a responsabilità limitata), mentre l'aggiudicazione è subordinata alla presentazione delle "migliori condizioni economiche e di prestazione del servizio, del livello di qualità e sicurezza, dei piani di investimento per lo sviluppo e il potenziamento delle reti e degli impianti, per il loro rinnovo e manutenzione, nonché dei contenuti di innovazione tecnologica e gestionale presentati dalle imprese concorrenti".

Una volta affidato il servizio di distribuzione, il rapporto tra l'ente locale ed il gestore è regolato sulla base di contratti di servizio, formulati sulla scorta del contratto tipo definito dall'AEEG, contenenti, *inter alia*, la durata, le modalità di espletamento del servizio, e tutte le altre clausole volte a garantire il soddisfacimento degli obblighi di servizio universale connessi all'attività di distribuzione.

Almeno un anno prima della scadenza del periodo di affidamento, l'ente locale avvia nuovamente la procedura per l'affidamento del servizio mediante gara. Inoltre, allo scadere del periodo, le reti, gli impianti, le dotazioni dichiarati reversibili rientrano nella piena disponibilità dell'ente locale. Gli stessi beni, se realizzati durante il periodo di affidamento, sono trasferiti all'ente locale alle condizioni stabilite nel bando di gara e nel contratto di servizio.

Il passaggio dal precedente all'attuale regime di cui al Decreto Letta, è stato realizzato in modo graduale, introducendo una disciplina transitoria applicabile al quinquennio 2001-2005. In base al citato regime transitorio, sono state fatte salve le concessioni in essere alla data di entrata in vigore del Decreto Letta. In particolare, è stato previsto (i) che tali concessioni proseguissero fino alla scadenza stabilita, purché compresa nel quinquennio di cui sopra, ovvero (ii) relativamente alle concessioni in essere attribuite mediante gara, che le stesse rimanessero in vigore fino alla scadenza prevista, e comunque per un periodo non superiore a dodici anni a partire dal 31 dicembre 2000. La disciplina transitoria introdotta dal Decreto Letta ha altresì previsto l'obbligo per gli enti locali di adottare le delibere necessarie per l'adeguamento al nuovo regime concessorio, mediante l'indizione di gare per l'affidamento del servizio nonché la trasformazione delle gestioni attuali in società di capitali o società cooperative a responsabilità limitata.

6.6.4 Accesso al servizio

Il Decreto Letta prevede che le imprese che operano nelle attività di trasporto e dispacciamento, rigassificazione del GNL, stoccaggio e distribuzione, hanno l'obbligo di permettere l'accesso al Sistema a coloro che ne facciano richiesta nel rispetto delle condizioni tecniche di accesso e interconnessione di cui al Decreto stesso.

In base al Decreto Letta, inoltre, l'AEEG ha il compito di fissare i criteri atti a garantire a tutti gli Utenti la libertà di accesso a parità di condizioni, la massima imparzialità e la neutralità del trasporto e del dispacciamento e dell'utilizzo dei terminali di GNL in condizioni di normale esercizio e gli obblighi dei soggetti che svolgono le attività di trasporto e dispacciamento del gas e che detengono terminali di GNL (articolo 24, comma 5).

(a) **Accesso al servizio di trasporto e dispacciamento ed obblighi delle società che svolgono tali attività**

Relativamente alle imprese operanti nel settore del trasporto e del dispacciamento, il Decreto Letta ha inoltre previsto:

(i) la responsabilità per il collegamento esterno alla rete, dal momento che esse devono fornire agli altri soggetti che effettuano attività di trasporto e dispacciamento a livello nazionale o comunitario le informazioni necessarie per garantire il funzionamento, lo sviluppo, e l'interoperabilità dei sistemi interconnessi, nonché lo svolgimento delle attività "*in modo compatibile con il funzionamento sicuro ed efficiente del sistema del gas*"; e

(ii) la responsabilità del funzionamento interno del sistema, dal momento che esse devono: (a) gestire i flussi di gas naturale ed i servizi accessori necessari al funzionamento del sistema, compresa la modulazione, (b) garantire l'utilizzo, in caso di necessità, sulla base delle opportune direttive ministeriali, degli stoccaggi strategici di gas naturale direttamente connessi con la rispettiva rete, salvo la tempestiva reintegrazione degli stessi da parte dei soggetti responsabili, e (c) garantire l'adempimento di ogni altro obbligo volto ad assicurare la sicurezza, l'affidabilità, l'efficienza e il minor costo del servizio e degli approvvigionamenti.

In attuazione di quanto previsto dal Decreto Letta, l'AEEG ha emanato la Delibera 137/02 del 17 luglio 2002, così come successivamente integrata e modificata, mediante la quale ha definito le regole per il libero accesso al servizio di trasporto e per la predisposizione da parte delle imprese di trasporto dei propri codici di rete.

A valle della suddetta Delibera, Snam Rete Gas ha adottato il proprio Codice di Rete, approvato dall'AEEG con Delibera 75/03 del 1 luglio 2003 e successivamente modificato nei termini assentiti da varie delibere.

Per una descrizione di dettaglio del Codice di Rete dell'Emittente si rinvia all'Allegato 2 in appendice al Prospetto Informativo.

(b) **Accesso al servizio di rigassificazione del GNL e obblighi informativi delle società che svolgono tali attività**

In attuazione di quanto previsto dal Decreto Letta, anche relativamente all'attività di rigassificazione del GNL, l'AEEG, mediante la Delibera 167/05 del 1 agosto 2005, ha fissato le disposizioni atte a garantire il libero accesso al servizio, nonché i criteri che le imprese del gas coinvolte nel settore devono seguire nell'adozione del rispettivo Codice

di Rigassificazione. Il codice predisposto da GNL Italia è stato approvato dall'AEEG con Delibera 115/07 del 15 maggio 2007.

(c) **L'accesso al servizio di stoccaggio e gli obblighi delle società che svolgono tali attività**

Il Decreto Letta ha sancito che l'accesso di tutti gli Utenti al sistema di stoccaggio debba essere garantito dalle imprese operanti nel settore - a condizione che queste ne abbiano la capacità e che i servizi richiesti dall'Utente siano realizzabili sotto il profilo economico e tecnico - sulla base di criteri e priorità atti a garantire la massima imparzialità e la neutralità nell'erogazione del servizio di stoccaggio in condizioni di normale esercizio. Tali criteri e priorità devono essere determinati da parte dell'AEEG e dovranno essere recepiti dalle imprese di stoccaggio nei propri Codici di Stoccaggio. In attuazione di tale disposizione, l'AEEG, con la Delibera 119/05 del 21 giugno 2005, come successivamente integrata e modificata, ha adottato le regole volte a garantire il libero accesso al servizio di stoccaggio, definito gli obblighi a carico delle imprese che esercitano tale attività, e fissato le norme per la predisposizione, da parte di queste ultime, dei relativi codici di stoccaggio. A tal proposito, l'AEEG, con Delibera 220/06 del 16 ottobre 2006, ha approvato il Codice di Stoccaggio predisposto da Stogit.

(d) **Accesso al servizio di distribuzione e obblighi delle società che svolgono tali attività**

In base al Decreto Letta, le imprese di distribuzione sono soggette all'obbligo di:

(i) allacciare i clienti che ne facciano richiesta, che abbiano sede nella propria area di competenza territoriale, purché il sistema di cui dispongono presenti la capacità necessaria e le opere di allacciamento da realizzare siano tecnicamente ed economicamente realizzabili in base ai criteri stabiliti dall'AEEG (articolo 16, comma 2). A tal proposito, a fronte della Delibera dell'AEEG 138/04, recante le disposizioni per garantire la libertà di accesso al servizio di distribuzione nonché le norme per la predisposizione dei codici di rete, Italgas ha predisposto un proprio Codice di Distribuzione, approvato dall'AEEG con Delibera 131/07 del 7 giugno 2007;

(ii) svolgere anche l'attività di dispacciamento sulla propria rete (articolo 16, comma 1).

6.6.5 Determinazione delle tariffe

In base a quanto specificato dal Decreto Letta, l'AEEG determina le tariffe per il trasporto e dispacciamento, per lo stoccaggio minerario, strategico e di modulazione, per l'utilizzo dei terminali di GNL e per la distribuzione, in modo da assicurare una congrua remunerazione del capitale investito.

Le tariffe per il trasporto e dispacciamento e le tariffe per lo stoccaggio tengono conto della necessità di non penalizzare le aree del Paese con minori dotazioni infrastrutturali, ed in particolare le aree del Mezzogiorno. In particolare, le tariffe per lo stoccaggio e per l'utilizzo dei terminali di GNL devono permettere il loro sviluppo, incentivando gli investimenti per il potenziamento delle rispettive capacità, tenendo conto, relativamente allo stoccaggio, del

particolare rischio associato alle attività minerarie e della immobilizzazione del gas necessario per assicurare le prestazioni di punta. Le tariffe di trasporto tengono conto in primo luogo della capacità impegnata e della distanza di trasporto, e in secondo luogo della quantità trasportata indipendentemente dalla distanza; le tariffe relative al trasporto sulla Rete Nazionale sono determinate in relazione ai punti di entrata e di uscita da tale rete.

Le tariffe per la distribuzione tengono conto, tra l'altro, della necessità di remunerare iniziative volte ad innalzare l'efficienza di utilizzo dell'energia e di non penalizzare le aree in corso di metanizzazione e quelle con elevati costi unitari.

Sulla base del Decreto Letta, l'AEEG ha disciplinato i sistemi tariffari relativamente a trasporto e dispacciamento del gas naturale, rigassificazione del GNL, stoccaggio e distribuzione del gas naturale stabilendo i criteri di determinazione delle tariffe per i diversi periodi di regolazione, aventi di norma durata quadriennale.

(a) **La determinazione delle tariffe per l'attività di trasporto e dispacciamento**

Il 30 luglio 2005 l'AEEG ha emanato la Delibera 166/05 con cui ha fissato i criteri per la determinazione delle tariffe relativamente al periodo di regolazione in corso alla Data del Prospetto Informativo, ossia il secondo, che ha avuto inizio il 1 ottobre 2005 e si concluderà il 30 settembre 2009.

(b) **La determinazione delle tariffe per l'attività di rigassificazione**

Il 7 luglio 2008 l'AEEG ha emanato la Delibera ARG/gas 92/08 con cui ha fissato i criteri per la definizione delle tariffe relativamente al periodo di regolazione in corso alla Data del Prospetto Informativo, ossia il terzo, che ha avuto inizio il 1 ottobre 2008 e si concluderà il 30 settembre 2012.

(c) **La determinazione delle tariffe per l'attività di stoccaggio**

Il 3 marzo 2006 l'AEEG ha emanato la Delibera 50/06 con cui ha fissato i criteri per la definizione delle tariffe relativamente al periodo di regolazione in corso alla Data del Prospetto Informativo, ossia il secondo, che ha avuto inizio il 1 aprile 2006 e si concluderà il 31 marzo 2010.

(d) **La determinazione delle tariffe per l'attività di distribuzione**

La disciplina per la regolazione delle tariffe applicabile nel periodo 2009-2012 nel settore della distribuzione è dettata dal Testo Unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas ("**TUDG**") di cui alle Delibere ARG/gas n. 120/08 del 7 agosto 2008 e ARG/gas 159/08 del 6 novembre 2008, mediante le quali sono state approvate, rispettivamente, la Parte I e la Parte II del TUDG.

I sistemi tariffari per le quattro attività sopra citate, si basano, in generale, su principi comuni che prevedono che i ricavi del primo anno di ciascun periodo di regolazione siano determinati, con riferimento all'anno solare precedente, come somma dei seguenti elementi:

- costo riconosciuto del RAB attraverso l'applicazione di un tasso di remunerazione sul RAB;
- aliquote di ammortamento economico-tecnico; e
- costi operativi.

Per gli anni di ciascun periodo regolatorio successivi al primo, i ricavi vengono aggiornati sulla base del ricalcolo del RAB e di meccanismi che prevedono adeguamenti in base al tasso di inflazione dell'anno solare precedente ed al tasso di variazione della produttività fissato dall'AEEG per tutto il periodo di regolazione.

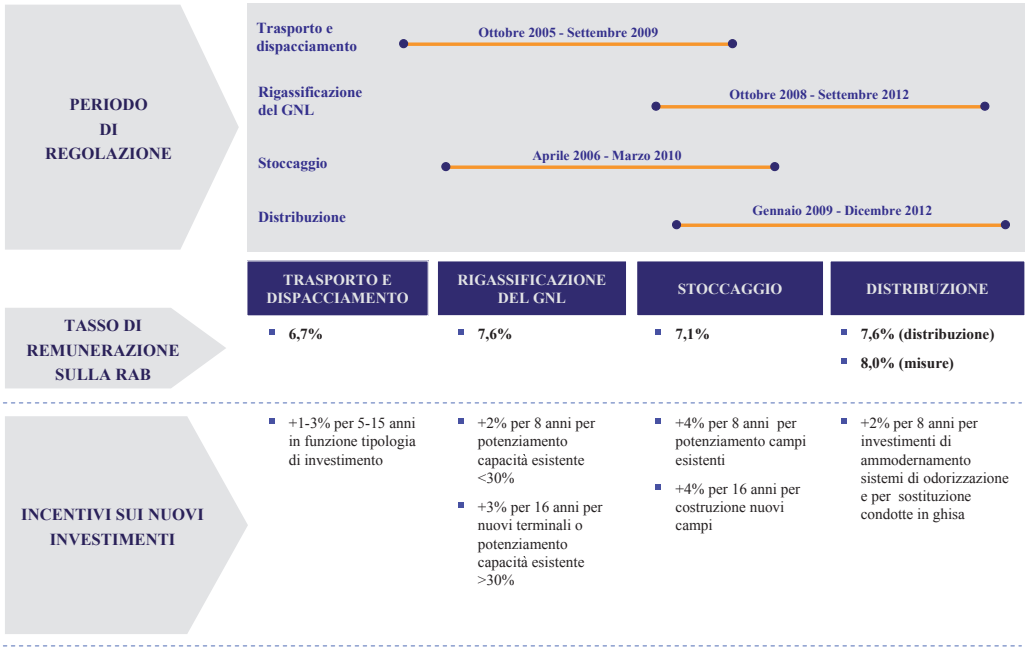
È inoltre previsto un sistema di incentivi per gli investimenti destinati in genere al potenziamento delle infrastrutture, che prevede incrementi del tasso di remunerazione, l'entità e durata dei quali dipendono dalla tipologia degli investimenti stessi. Alla fine del periodo di regolazione, l'incremento patrimoniale derivante dagli investimenti effettuati durante il periodo stesso sarà considerato parte del nuovo RAB.

In funzione dei ricavi così determinati, vengono definite le tariffe dei servizi rilevanti che prevedono, in termini generali, il pagamento di corrispettivi per gli impegni di capacità e di corrispettivi variabili per i quantitativi oggetto dello specifico servizio.

Il sistema tariffario per l'attività di distribuzione presenta, pur nell'ambito del contesto generale appena descritto, alcune specificità, così sintetizzabili:

- ricavi del primo anno del terzo periodo di regolazione (1 gennaio 2009 – 31 dicembre 2012) determinati con riferimento all'anno 2007;
- riconoscimento dei costi operativi su base parametrica in funzione della classe dimensionale cui il distributore appartiene e della densità di utenza servita dal distributore; e
- sistema di incentivi per nuovi investimenti da applicare per investimenti di ammodernamento dei sistemi di odorizzazione e sostituzione delle condotte in ghisa.

Nella figura seguente, vengono schematizzate le principali caratteristiche dei sistemi tariffari.



Si rinvia all'Allegato 1 per una descrizione analitica del sistema tariffario specifico per l'attività di trasporto e dispacciamento svolta dall'Emittente.

(e) **Il terzo periodo di regolazione relativo alle condizioni tariffarie dell'attività di trasporto e di dispacciamento del gas naturale**

Il 30 settembre 2009 si concluderà il secondo periodo di regolazione relativo alle condizioni tariffarie dell'attività di trasporto e di dispacciamento del gas naturale, attualmente disciplinate dalla Delibera dell'AEEG 29 luglio 2005, n. 166/05.

In vista di tale scadenza l'AEEG, con Delibera ARG/gas 50/08, ha avviato il procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe per l'attività di trasporto e di dispacciamento di gas naturale per il terzo periodo di regolazione, vale a dire per il periodo 2009 – 2013.

In questo ambito, in data 3 aprile 2009 l'AEEG ha pubblicato il documento di consultazione relativo alla formazione di provvedimenti in materia di tariffe per l'attività di trasporto e dispacciamento per il terzo periodo di regolazione. Nel documento, l'AEEG individua i seguenti obbiettivi di carattere generale:

(a) mantenere la continuità con il sistema tariffario in vigore;

(b) garantire la coerenza del sistema tariffario italiano con quello degli altri Paesi europei;

(c) favorire la semplificazione dei meccanismi tariffari.

Con riferimento al periodo di applicazione del nuovo sistema tariffario, l'AEEG propone l'adozione del periodo 1 gennaio 2010 – 31 dicembre 2013 anziché 1 ottobre 2009 – 30 settembre 2013, ipotizzando che le condizioni tariffarie vigenti, in scadenza al 30 settembre 2009, vengano prorogate al 31 dicembre 2009.

Con riferimento alla quantificazione del capitale investito riconosciuto (RAB), l'AEEG propone di confermare la metodologia del costo storico rivalutato.

Con riferimento al tasso di remunerazione (WACC) del capitale investito riconosciuto, l'AEEG propone un intervallo rispettivamente compreso: (i) tra il 5,5% e il 7,6% in termini reali prima delle imposte relativamente all'attività di trasporto e dispacciamento; e (ii) tra il 6,1% e l'8,2% in termini reali prima delle imposte relativamente all'attività di misura.

Con riferimento all'ammortamento, l'AEEG propone di calcolare la quota di ammortamento dei metanodotti riconosciuta ai fini tariffari sulla base di una vita economico-tecnica di 50 anni anziché 40 anni come nel secondo periodo di regolazione.

Con riferimento ai costi operativi, l'AEEG propone che i costi operativi riconosciuti ai fini tariffari per l'anno 2010 siano quelli riportati nel bilancio dell'anno 2008 incrementati del 50% della differenza tra tali costi e quelli riconosciuti nel secondo periodo di regolazione. L'AEEG propone che i costi operativi riconosciuti per l'anno 2010 siano aggiornati annualmente sulla base dell'inflazione e di un fattore di recupero di produttività. Tra i costi operativi riconosciuti ai fini tariffari non sono compresi i costi per l'acquisto del gas di funzionamento del sistema di trasporto. Per tali costi infatti l'AEEG propone un riconoscimento in funzione degli oneri effettivamente sostenuti in ciascun anno.

In merito alla garanzia di effettivo conseguimento dei ricavi da parte dell'impresa di trasporto, l'AEEG propone, in alternativa alla attuale situazione, altre soluzioni tra cui la soluzione stante alla quale circa il 90% dei ricavi siano garantiti indipendentemente dall'effettivo utilizzo del sistema di trasporto, mentre il rimanente 10% circa sia variabile proporzionalmente ai volumi di gas trasportati. Nel secondo periodo di regolazione tali percentuali erano rispettivamente pari al 70% e al 30%.

Con riferimento agli investimenti di sviluppo della rete di trasporto, l'AEEG propone di mantenere il riconoscimento di una maggiore remunerazione rispetto al WACC, in continuità con il secondo periodo di regolazione. L'AEEG intende altresì valutare la possibilità di modulare la maggiore remunerazione in funzione di indicatori di efficacia e di efficienza, al momento non ancora individuati.

I soggetti interessati a tale consultazione sono inviatati a far pervenire all'AEEG in forma scritta le proprie osservazioni e proposte entro il 15 maggio 2009. È prevista entro giugno 2009 la pubblicazione da parte dell'AEEG di un secondo documento di consultazione cui dovrebbe seguire nel settembre 2009 la definizione del sistema tariffario per il terzo periodo di regolazione.

6.6.6 Separazione societaria, amministrativa e contabile ("unbundling")

Ai sensi dell'articolo 21 del Decreto Letta, a partire dal 1 gennaio 2002 l'attività di trasporto e dispacciamento di gas naturale è oggetto di separazione societaria da tutte le altre attività del settore del gas, ad eccezione dell'attività di stoccaggio, che è comunque oggetto di separazione contabile e gestionale dall'attività di trasporto e dispacciamento e di separazione societaria da tutte le altre attività del settore del gas (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 16, Paragrafo 16.5). Dalla stessa data, l'attività di distribuzione di gas naturale è oggetto di separazione societaria da tutte le altre attività del settore del gas.

Con la Delibera dell'AEEG n. 11/07 del 24 gennaio 2007, come modificata ed integrata dalle Delibere ARG/gas 92/08 del 7 luglio 2008 e n. 253/07 del 4 ottobre 2007, è stato adottato il testo integrato delle disposizioni dell'AEEG in merito agli obblighi di separazione amministrativa e contabile per le imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas (il c.d. Testo Integrato). Il Testo Integrato sostituisce i precedenti provvedimenti adottati dall'AEEG in materia di separazione contabile ed amministrativa.

In particolare, il Testo Integrato, richiamando espressamente i contenuti della Seconda Direttiva Gas, ha introdotto, a carico delle imprese verticalmente integrate[20], a far data dal 30 giugno 2008, l'obbligo di separazione funzionale[21], intesa come indipendenza tra le varie attività della filiera sotto il profilo dell'organizzazione e del potere decisionale e gestionale.

La separazione funzionale mira a promuovere la concorrenza, l'efficienza ed elevati livelli di qualità nell'erogazione dei servizi in modo da garantire la neutralità della gestione delle infrastrutture ed impedire discriminazioni nell'accesso alle informazioni commercialmente sensibili, nonché trasferimenti incrociati di risorse tra i segmenti delle filiere.

In base a quanto disposto dal Testo Integrato, nell'ambito delle imprese verticalmente integrate nel settore del gas naturale, la separazione funzionale è realizzata conferendo autonomia decisionale ed organizzativa a ciascuna delle attività contemplate dal Testo Integrato medesimo, ivi comprese le attività di trasporto, dispacciamento, rigassificazione del GNL, stoccaggio, distribuzione e misura affidandone l'amministrazione ad un gestore indipendente (il c.d. Gestore Indipendente), il quale deve essere dotato di autonomia decisionale ed organizzativa. La composizione del Gestore Indipendente deve rispondere ad una serie di stringenti requisiti di indipendenza fissati dal Testo Integrato. L'obbligo fondamentale del Gestore Indipendente consiste, pertanto, nel garantire che l'attività affidatagli venga gestita in modo efficiente, economico, neutrale e non discriminatorio. A tal fine, il Gestore Indipendente è tenuto a predisporre ed aggiornare un programma di

[20] Impresa verticalmente integrata – impresa o gruppo di imprese che svolge almeno una delle funzioni di trasporto, distribuzione, GNL o stoccaggio e almeno una delle funzioni di produzione o fornitura di gas naturale.

[21] Nel 2007, il D. Lgs. n. 73 del 18 giugno 2007 ("Decreto 73/07"), convertito nella Legge n. 125 del 3 agosto 2007, ha demandato all'AEEG il compito di adottare disposizioni per la separazione funzionale, anche per lo stoccaggio di gas, in attuazione della Seconda Direttiva Gas, nonché di disciplinare le modalità di adempimento di alcuni obblighi esistenti a carico delle imprese di distribuzione.

adempimenti conformemente alle linee guida appositamente definite dall'AEEG con la Delibera ARG/com 132/08.

Rispetto all'obbligo di separazione funzionale, il Testo Integrato contempla alcune eccezioni e limitazione temporali, tra cui, si segnala che un'impresa verticalmente integrata nel settore del gas naturale può gestire congiuntamente, senza che queste siano soggette tra loro agli obblighi di separazione funzionale le attività di: (i) trasporto, dispacciamento e misura del gas naturale che transita sulla Rete Nazionale; (ii) rigassificazione del GNL e misura del gas naturale rigassificato; (iii) stoccaggio e misura del gas naturale nel sito di stoccaggio; e (iv) stoccaggio e trasporto del gas, limitatamente ai casi in cui i giacimenti risultino destinati esclusivamente alle operazioni di stoccaggio strategico e/o all'erogazione del servizio per il bilanciamento operativo delle imprese di trasporto del sistema.

Inoltre, l'impresa verticalmente integrata del settore del gas che gestisce congiuntamente le attività di cui ai punti (i) e (ii) sopra citati è transitoriamente esentata dall'obbligo di separazione funzionale di tali attività.

Infine, l'attività di misura del gas potrà essere gestita congiuntamente a quella di distribuzione fino alla scadenza del 1 gennaio 2012 senza obblighi di separazione funzionale. Successivamente, le due attività dovranno essere separate funzionalmente.

Oltre la separazione funzionale, il Testo Integrato disciplina altresì la separazione contabile, in forza della quale le imprese operanti nel settore del gas naturale devono adottare sistemi di tenuta della contabilità atti a rilevare le poste economiche e patrimoniali in maniera distinta per le singole attività svolte, come se queste facessero capo ad imprese separate. La separazione contabile si basa essenzialmente sull'obbligo di redazione di conti annuali separati.

Avverso le Delibere n. 11/07 e 253/07, ed il Testo Integrato che mediante le stesse è stato approvato, Snam Rete Gas, al pari di altri operatori del settore, ha presentato ricorso innanzi al TAR Lombardia, al fine di ottenerne il relativo annullamento.

In relazione alla Delibera n. 11/07, Snam Rete Gas ha proposto ricorso avanti il TAR Lombardia per i seguenti principali motivi: (i) inesistenza del potere in capo alla AEEG per violazione della Seconda Direttiva Gas[22] e per essere stata la materia attribuita alla competenza esclusiva del legislatore nazionale; (ii) violazione della legge n. 481/95, istitutiva delle autorità di regolazione dei servizi di pubblica autorità, che attribuisce a tali autorità competenza ad emanare direttive per la sola separazione contabile ed amministrativa

[22] La Seconda Direttiva Gas prevedeva la costituzione di un Gestore Indipendente per le attività di trasporto, stoccaggio e GNL (art. 7) e distribuzione (art. 11) stabilendo che ciò sarebbe dovuto avvenire (i) "per un periodo di tempo stabilito dagli Stati membri", (ii) "tenendo conto degli aspetti di efficienza e di equilibrio economico". Uno dei motivi di ricorso avanti il TAR Lombardia che Snam Rete Gas aveva evidenziato era come tali limiti non fossero stati previsti dal testo della Delibera n. 11/07 seppur questa si ponesse come atto di recepimento della Seconda Direttiva Gas in tema di separazione funzionale. Successivamente alla proposizione del ricorso giudiziale il D.l. n. 73/2007 ha attribuito all'AEEG il potere di recepire la Seconda Direttiva Gas, limitatamente alle disposizioni relative alla separatezza funzionale.

delle società, e non anche per quella funzionale; (iii) violazione della disciplina in materia societaria contenuta nel Codice Civile (artt. 2380 e ss.), in particolare in relazione al sostanziale svuotamento dei poteri attribuiti al consiglio di amministrazione – ivi compresa la violazione del diritto di vigilanza economica ed amministrativa attribuita alla società controllante (art. 2947 Codice Civile); (iv) illegittimità della inclusione tra i componenti del Gestore Indipendente dei dirigenti preposti alle attività oggetto di separazione funzionale, che non sono rappresentativi degli azionisti né hanno ricevuto da questi ultimi alcun mandato di gestione; e (v) introduzione di un regime di incompatibilità applicabile ai componenti del gestore indipendente per assicurarne la neutralità.

In relazione alla Delibera n. 253/07, Snam Rete Gas ha proposto ricorso evidenziando in particolare come la previsione di un parere vincolante per il Consiglio di Amministrazione espresso dal Comitato Esecutivo o dall'Amministratore Delegato su materie fondamentali per l'attività della società confermi e aggravi lo svuotamento di poteri dell'organo amministrativo, in capo al quale permangono tutte le responsabilità stabilite dalla legge, ma a cui viene sostanzialmente sottratta ogni competenza decisoria anche su tematiche attinenti la gestione ordinaria dell'attività. Nel ricorso Snam Rete Gas ha evidenziato come il quadro regolatorio delineato dall'AEEG sovverta le disposizioni del diritto societario, trasformando il Consiglio di Amministrazione della Società da organo sovrano nella gestione della stessa, in forza del mandato ricevuto in Assemblea dagli azionisti, ad organo delegato subordinato nelle materie essenziali per la gestione della Società alle iniziative intraprese dall'Amministratore Delegato (o Comitato Esecutivo) o dal Gestore Indipendente.

Il giudizio di primo grado si è concluso con l'accoglimento solo parziale dei motivi di ricorso e con il conseguente annullamento delle sole norme del Testo Integrato che regolano la composizione del Gestore Indipendente. In particolare, il TAR ha disposto l'annullamento delle disposizioni che prevedono la partecipazione al Gestore Indipendente della struttura dirigenziale. Avverso la sentenza di primo grado, hanno presentato ricorso in appello al Consiglio di Stato sia Snam Rete Gas che l'AEEG, i cui motivi di ricorso sono stati accolti solo in parte. In particolare, il Consiglio di Stato ha accolto la censura mossa da Snam Rete Gas rispetto alla disposizione di cui all'art. 12.2 del Testo Integrato che attribuisce all'AEEG il potere di definire delle linee guida vincolanti per il Gestore Indipendente per raggiungere i propri obiettivi, e, in particolare, per escludere comportamenti discriminatori. Secondo le motivazioni rese dal Consiglio di Stato, tale previsione eccede i termini della Seconda Direttiva Gas e configura un'interferenza gestionale dell'AEEG, pertanto deve essere riformulata in termini conformi a quanto disposto dalla Seconda Direttiva Gas. Il Consiglio di Stato, in accoglimento di uno dei motivi di appello proposti dall'AEEG, ha inoltre riformato la sentenza di primo grado nella parte relativa alla composizione del Gestore Indipendente, precisando che il personale con funzioni dirigenziali quanto meno generali deve fare parte della struttura del Gestore Indipendente.

In relazione ai prevedibili impatti sulla *corporate governance* di Snam Rete Gas delle suddette delibere, si deve rilevare come l'attuazione delle disposizioni del regolatore effettuata dalla Società abbia condotto tra l'altro, attraverso delibere consiliari: (i) alla costituzione del Gestore Indipendente dapprima in forma monocratica e successivamente collegiale a seguito della sentenza del Consiglio di Stato (integrazione della composizione

del Gestore Indipendente aggiungendo alla figura dell'Amministratore Delegato quella del Direttore Generale Operations); (ii) all'attribuzione allo stesso dei poteri nei termini previsti dalla Delibera n. 132/08[23]; e (iii) alla individuazione delle materie[24] – indicate dalla citata Delibera n. 132/08 – sulle quali la struttura organizzativa, parte del Gestore Indipendente, prevista dalla Delibera n. 11/07 esprime parere vincolante nei confronti del Consiglio di Amministrazione.

L'assetto del Nuovo Gruppo Snam Rete Gas (ovvero il gruppo che risulterà per effetto delle Acquisizioni) risulta conforme alla normativa *unbundling* adottata dalla AEEG in quanto, dando vita ad un unico polo delle attività soggette a separazione funzionale, contabile ed amministrativa consente di delineare il perimetro delle attività oggetto di separazione rispetto alle altre attività svolte dall'impresa verticalmente integrata, e di rispondere pienamente alle finalità di promozione della concorrenza, efficienza e garanzia di adeguati livelli di qualità nell'erogazione dei servizi di cui all'art. 2 della Delibera n. 11/07 dell'AEEG.

6.7 Programmi futuri e strategie

I programmi futuri e le strategie del Gruppo Snam Rete Gas sono focalizzati sull'attuazione delle iniziative programmate dal Piano Strategico approvato dal Consiglio di Amministrazione dell'Emittente in data 12 febbraio 2009. Per i dettagli relativi alle linee guida e agli obiettivi strategici definiti dal Piano Strategico si rimanda alla Sezione Prima, Capitolo 12.

6.8 Principali mercati

Alla Data del Prospetto Informativo, il Gruppo Snam Rete Gas opera esclusivamente in Italia.

L'Emittente svolge principalmente l'attività di trasporto e dispacciamento del gas naturale ed il servizio di rigassificazione del GNL. L'Emittente svolge inoltre, seppur in maniera marginale, la propria attività anche in settori non regolamentati, tra i quali si segnalano: (i) l'affitto e la

---

[23] I poteri conferiti al Gestore Indipendente dal Consiglio di Amministrazione Snam Rete Gas del 23 marzo 2009 sono il potere di (i) rappresentare l'attività oggetto di separazione funzionale nei rapporti verso terzi; (ii) predisporre la proposta di piano di sviluppo annuale e pluriennale delle infrastrutture strumentali allo svolgimento delle attività di trasporto, dispacciamento e rigassificazione; (iii) organizzare il personale assegnato alle attività oggetto di separazione funzionale; (iv) autorizzare impegni di spesa per decisioni relative ad interventi straordinari non pianificati in precedenza con riguardo all'attività oggetto di separazione funzionale, dettati da situazioni oggettive di necessità e urgenza; (v) organizzare e gestire il trattamento e l'accesso alle informazioni commercialmente sensibili; (vi) nominare procuratori per l'espletamento dei sopra riportati poteri.

[24] Le materie sulle quali la struttura organizzativa, parte del Gestore Indipendente, costituita ex art. 11.5 lettera c) della Delibera n. 11/07 e successive integrazioni (Testo Integrato) – e coincidente con l'Amministratore Delegato – esprime parere vincolante sono (i) piano di sviluppo annuale e pluriennale delle infrastrutture di trasporto, dispacciamento e rigassificazione; (ii) definizione dell'assetto organizzativo dell'attività separata funzionalmente; (iii) procedure di acquisto di beni e servizi dalle società del Gruppo Eni, al fine di garantire l'assenza di vincoli all'acquisto di beni e servizi dalle stesse; (iv) modalità di trattamento e accesso alle informazioni commercialmente sensibili; (v) rapporti con parti correlate, nel rispetto delle disposizioni normative applicabili alla Società. Sia l'elencazione dei poteri attribuiti al Gestore Indipendente che quella delle materie sulle quali la struttura organizzativa esprime parere vincolante per il Consiglio di Amministrazione sono quelle indicate nella delibera n. 132/08 dell'AEEG.

manutenzione dei cavi di telecomunicazione in fibra ottica concessi in uso a terzi; e (ii) le prestazioni di progettazione, realizzazione e manutenzione di opere impiantistiche effettuate per conto terzi.

Nella seguente tabella sono evidenziati i ricavi della gestione caratteristica per tipologia di attività relativi agli esercizi chiusi al 31 dicembre 2006, 2007 e 2008 del Gruppo Snam Rete Gas:

(milioni di Euro)	**2006**	**2007**	**2008**
Trasporto del gas naturale	1.725	1.757	1.867
Rigassificazione del gas naturale liquefatto (GNL)	23	21	20
Ricavi di trasporto e rigassificazione	**1.748**	**1.778**	**1.887**
Ricavi per altre attività non regolamentate	**12**	**12**	**15**
	1.760	**1.790**	**1.902**

Fonte: Relazione finanziaria annuale 2006, 2007, 2008 Snam Rete Gas.

6.9 Fattori eccezionali

Salvo quanto precisato alla Sezione Prima, Capitolo 5, Paragrafo 5.1.5, alla Data del Prospetto Informativo non si sono verificati eventi eccezionali che abbiano influenzato le attività del Gruppo Snam Rete Gas.

6.10 Dipendenza da brevetti o licenze, da contratti industriali, commerciali o finanziari, o da nuovi procedimenti di fabbricazione

Marchi e Brevetti

Alla Data del Prospetto Informativo, l'attività del Gruppo Snam Rete Gas non dipende da marchi o brevetti, da contratti industriali, commerciali o finanziari, o da nuovi procedimenti di fabbricazione.

Licenze, autorizzazioni e concessioni

Ai sensi del Decreto Letta, Snam Rete Gas non necessita di alcuna autorizzazione per l'esercizio della attività di trasporto e dispacciamento del gas naturale, attività peraltro definita dal Decreto Letta stesso come "*attività di interesse pubblico*".

La posa di gasdotti - ai sensi del D.P.R. 8 giugno 2001 n. 327, modificato dal D. Lgs. 27 dicembre 2004 n. 330 - richiede l'approvazione di progetti definitivi ad essa relativi da parte di apposita Conferenza dei Servizi. Il provvedimento autorizzativo, emanato per tal via a conclusione del procedimento unico, comprende la valutazione ambientale o la valutazione di incidenza naturalistico ambientale, ove previste dalle norme vigenti, e sostituisce, anche ai fini urbanistici ed edilizi, fatti salvi gli adempimenti previsti dalle norme di sicurezza vigenti, ogni altra autorizzazione, concessione, approvazione, parere e nulla osta comunque denominati necessari alla realizzazione e all'esercizio delle infrastrutture energetiche e costituisce variazione degli strumenti urbanistici vigenti.

La rete e le Centrali di Compressione sono munite dei certificati di prevenzione incendi, delle autorizzazioni all'emissione in atmosfera e ai prelievi e scarichi idrici, nonché delle certificazioni di sicurezza e di messa in opera di impianti elettrici e a pressione.

L'impianto per l'immagazzinamento e la rigassificazione del GNL sito in Panigaglia è esercitato sulla base di concessione amministrativa accordata a Snam S.p.A. con D.M. 21 maggio 1968, n. 89471, e

successivamente rinnovata, con D.M. 15 dicembre 1992, n. 15489, fino al 21 maggio 2013. A seguito del conferimento delle attività di rigassificazione del GNL da Snam S.p.A. a Snam Rete Gas e successivamente da questa a GNL Italia, sono state effettuate le opportune volture della concessione, la cui titolarità è attualmente in capo a GNL Italia.

Anche nel caso della concessione demaniale marittima presso l'Autorità portuale di La Spezia è stata a suo tempo richiesta ed ottenuta voltura a favore di GNL Italia della concessione in titolarità di Snam S.p.A. giusta licenza n. 139 di data 5 novembre 1998. Successivamente GNL Italia ha richiesto ed ottenuto rinnovi della concessione, di durata quadriennale. La concessione attualmente vigente scadrà il 31 dicembre 2009.

6.11 Posizione concorrenziale

Attualmente, Snam Rete Gas non ha sostanzialmente concorrenti diretti nel settore del trasporto del gas naturale. Nel corso del 2008, con riferimento al totale del gas naturale immesso nella Rete Nazionale, pari ad 85,64 miliardi di metri cubi, si evidenzia che 85,16 miliardi di metri cubi (pari al 99,4%) sono stati immessi nella Rete Nazionale di proprietà di Snam Rete Gas ed i restanti 0,48 miliardi di metri cubi (pari allo 0,6%) sono stati immessi sulla Rete Nazionale di altri operatori[25].

Sebbene non esistano barriere normative all'entrata nel mercato italiano del trasporto del gas, la costruzione di una rete di gasdotti competitiva implicherebbe sostanziali investimenti e lunghi tempi di realizzazione, oltre alle necessarie approvazioni del Ministero per lo Sviluppo Economico. Considerate le caratteristiche del settore del trasporto di gas naturale nel quale opera la Società, la Società ritiene improbabile l'ingresso sul mercato di altri operatori in grado di fornire servizi alternativi a quelli di Snam Rete Gas, perlomeno nel breve o medio termine. Le concrete possibilità per potenziali concorrenti di fare ingresso sul mercato dipenderanno dall'evoluzione del quadro normativo, dallo sviluppo della domanda di gas da parte di clienti finali, nonché dallo sviluppo della rete locale in misura tale da consentire la distribuzione di maggiori quantità di gas ai clienti finali.

Alla Data del Prospetto Informativo, il terminale di rigassificazione del GNL di Panigaglia, di proprietà di GNL Italia, avente capacità di 3,5 miliardi di metri cubi all'anno, è l'unico impianto di rigassificazione del GNL operativo in Italia.

Nel corso del 2009 è previsto l'avvio del terminale GNL ubicato al largo di Rovigo di proprietà della società Adriatic LNG, avente capacità, a pieno regime, di 8 miliardi di metri cubi all'anno (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 6, Paragrafo 6.11).

Inoltre, numerosi altri progetti di impianti di rigassificazione del GNL di soggetti terzi, si trovano attualmente in diversi stadi dell'*iter* autorizzativo.

Al riguardo, si segnala che il terminale GNL della società Adriatic LNG ubicato al largo di Rovigo è collegato con la Rete di Trasporto di Snam Rete Gas. Altri soggetti terzi che stanno attualmente considerando l'opportunità di costruire nuovi terminali di rigassificazione del GNL sul territorio

[25] Fonte: Snam Rete Gas.

italiano, stanno altresì valutando l'opportunità di collegare tali nuovi terminali con la Rete di Trasporto dell'Emittente.

6.12 Gestione dei Rischi

6.12.1 Premessa

Il Gruppo Snam Rete Gas opera nella attività di trasporto del gas naturale e di rigassificazione del GNL in Italia. Nell'ambito dei rischi d'impresa i principali rischi e, per quanto di seguito specificato, quelli gestiti da Snam Rete Gas, sono i seguenti:

(i) il rischio mercato, derivante dall'esposizione alle fluttuazioni dei tassi di interesse nonché alla volatilità dei prezzi di acquisto del gas naturale;

(ii) il rischio di credito derivante dalla possibilità di *default* di una controparte;

(iii) il rischio liquidità derivante dalla mancanza di risorse finanziarie per far fronte agli impegni a breve; e

(iv) il rischio *operation* derivante dalla possibilità che si verifichino incidenti, malfunzionamenti, guasti, con danni alle persone e all'ambiente e con riflessi sui risultati economico - finanziari.

6.12.2 Rischio di mercato

(a) **Rischio di variazione dei tassi di interesse**

Le oscillazioni dei tassi di interesse influiscono sul valore di mercato delle attività e passività finanziarie dell'impresa e sul livello degli oneri finanziari netti. Parte dei finanziamenti di Snam Rete Gas prevede tassi di interesse indicizzati sui tassi di riferimento del mercato, in particolare lo *Europe Interbank Offered Rate*, "*Euribor*". Snam Rete Gas utilizza strumenti derivati, in particolare *Interest Rate Swap* (IRS) per gestire il bilanciamento tra indebitamento a tasso fisso e/o indicizzato all'inflazione e indebitamento a tasso variabile. Per quanto attiene alla valorizzazione al *fair value* degli strumenti derivati su tassi di interesse, essa viene calcolata basandosi sistematicamente su quotazioni di mercato fornite da primari operatori specializzati (*info-provider*). Snam Rete Gas non detiene contratti derivati destinati alla negoziazione, né detiene contratti derivati con finalità speculative.

L'obiettivo del Gruppo Snam Rete Gas è la minimizzazione del rischio di tasso d'interesse nel perseguimento degli obiettivi di struttura finanziaria definiti in coerenza con gli obiettivi di *business*.

(b) **Rischio di variazione del prezzo di acquisto del gas naturale**

I risultati dell'impresa sono influenzati dalle variazioni dei prezzi dei beni e dei servizi acquistati. L'incremento dei prezzi del gas comporta generalmente una riduzione dei risultati operativi. In particolare Snam Rete Gas utilizza la quasi totalità del gas acquistato come combustibile per il funzionamento delle centrali di spinta. La Società è

quindi esposta a possibili fluttuazioni del prezzo del gas, a sua volta connesso all'andamento delle quotazioni internazionali del greggio.

L'attuale sistema tariffario prevede che i costi operativi riconosciuti, ivi inclusi gli oneri per l'acquisto di gas combustibile per il funzionamento delle centrali di spinta, comprendono tutte le spese operative e di carattere generale attribuibili all'attività di trasporto effettivamente sostenuti nell'esercizio 2004 e risultanti dai bilanci sottoposti a revisione contabile. Tali costi vengono considerati ai fini della determinazione dei ricavi riconosciuti per l'attività di trasporto per il primo anno termico del periodo di regolazione (1 ottobre 2005 – 30 settembre 2006).

Per gli anni termici del Periodo di Regolazione successivi al primo (da 1 ottobre 2006 a 30 settembre 2009), i ricavi correlati alla copertura dei costi operativi vengono aggiornati sulla base del meccanismo del *price-cap*[26], che prevede un incremento correlato all'inflazione ed una riduzione correlata ad un fattore di recupero di produttività fissato dall'AEEG pari al 2% in termini reali. Nel corso del periodo di regolazione la dinamica dei costi operativi riconosciuti è fissata ex ante dal regolatore, attraverso la formula del *price-cap*, indipendentemente dalla dinamica dei costi effettivi sostenuti dall'impresa di trasporto (Cfr. Allegato 1).

Conseguentemente, l'impresa di trasporto è esposta ai rischi/opportunità derivanti dalla possibilità di sostenere costi operativi superiori/inferiori rispetto ai valori riconosciuti dalla AEEG, ivi inclusi quelli derivanti dalla variazione del prezzo di acquisto del gas naturale.

(c) **Rischio di credito**

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

Snam Rete Gas presta i propri servizi di *business* ad un numero limitato di operatori del settore del gas, dei quali il più significativo per volume di affari è Eni. Il mancato o ritardato pagamento dei corrispettivi dovuti da uno o più di tali operatori potrebbe incidere negativamente sui risultati economici e sull'equilibrio finanziario di Snam Rete Gas. Le regole per l'accesso degli Utenti al servizio di trasporto del gas e rigassificazione del GNL sono stabilite dalla AEEG e sono previste rispettivamente nel Codice di Rete e nel Codice di Rigassificazione, ovvero i documenti che stabiliscono le norme che regolano i diritti e gli obblighi dei soggetti coinvolti nel processo di erogazione dei servizi, e dettano clausole contrattuali che riducono i rischi di inadempienza da parte degli Utenti.

[26] Per la metodologia di aggiornamento delle tariffe "*price cap*" si veda Allegato 1.

In particolare nei Codici sopra citati è previsto il rilascio, da parte degli Utenti, delle seguenti garanzie:

- *garanzia finanziaria a copertura delle obbligazioni derivanti dal conferimento di capacità di trasporto e di rigassificazione del GNL* (a garanzia del pagamento dei corrispettivi di capacità e dei corrispettivi variabili). La garanzia bancaria, a prima richiesta, dovrà essere emessa da istituto bancario italiano o da filiale/succursale italiana di banca estera per un ammontare pari ad un terzo del massimo corrispettivo annuo di capacità del contratto di Trasporto e di Rigassificazione. Tale garanzia non è richiesta qualora l'Utente sia in possesso di un idoneo *rating* creditizio fornito da primari organismi internazionali; e

- *garanzia finanziaria a copertura delle obbligazioni derivanti dall'erogazione del servizio di trasporto e di rigassificazione* (a garanzia del pagamento di tutte le obbligazioni ad eccezione di quelle indicate al punto precedente). La garanzia bancaria, a prima richiesta, è rilasciata a copertura delle altre obbligazioni derivanti dal conferimento per un ammontare pari al 3% del massimo corrispettivo annuo di capacità del contratto di Trasporto e di Rigassificazione. Tale garanzia è rilasciata da parte di tutti gli Utenti.

La Società non ha avuto casi significativi di mancato adempimento da parte delle controparti. Occorre rilevare che, seppur la quasi totalità dei crediti commerciali e altri crediti del Gruppo Snam Rete Gas sono esigibili verso un numero ristretto di clienti, tra i quali la controllante Eni copre il 51% del totale, non si ravvisano rischi di concentrazione del credito per la primaria affidabilità di questi clienti.

6.12.3 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 addizionali per fronteggiare i propri impegni o, come estrema conseguenza, una situazione di insolvibilità che pone a rischio l'attività aziendale. L'obiettivo del Gruppo Snam Rete Gas 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 per il Gruppo Snam Rete Gas, minimizzando il relativo costo opportunità e mantenga un equilibrio in termini di durata e di composizione del debito. Ad oggi Snam Rete Gas si finanzia interamente tramite la società controllante Eni. Gli accordi stipulati prevedono la facoltà di Eni di richiedere il rimborso anticipato dei finanziamenti in caso di perdita del controllo di Snam Rete Gas da parte di Eni.

Allo stato attuale, la Società ritiene che i flussi derivanti dalla gestione dell'impresa e l'attuale struttura finanziaria e patrimoniale possano ragionevolmente consentire l'accesso, a

normali condizioni di mercato, ad un ampio spettro di forme di finanziamento attraverso il mercato dei capitali e le istituzioni creditizie.

6.12.4 Rischio operation

Snam Rete Gas è soggetta a numerose leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente, della salute e della sicurezza a livello comunitario nazionale, regionale e locale. La normativa ambientale pone anche limiti alle emissioni nell'atmosfera da parte di impianti utilizzati da Snam Rete Gas per lo svolgimento delle proprie attività. Le normative in materia ambientale, di salute e di sicurezza hanno un impatto notevole sulle attività di Snam Rete Gas e non può essere escluso con certezza che Snam Rete Gas possa incorrere in costi o responsabilità anche di proporzioni rilevanti.

A questo proposito Snam Rete Gas si è dotata di una politica di Salute, Sicurezza e Ambiente, consolidata ormai da diversi anni in azienda. Il sistema di gestione della salute, della sicurezza e dell'ambiente di Snam Rete Gas è basato su disposizioni organizzative e ordini di servizio interni, che stabiliscono le responsabilità e le procedure da adottare nelle fasi di progettazione, realizzazione, esercizio e dismissione per tutte le attività della società, in modo da assicurare il rispetto delle leggi e delle normative interne in materia di salute sicurezza e ambiente. La struttura organizzativa prevede che i responsabili di unità abbiano, per le attività di loro competenza, la responsabilità anche in materia di salute, sicurezza e ambiente. Inoltre lo sviluppo e il mantenimento di sistemi di gestione per l'ambiente e per la salute e sicurezza dei lavoratori, sviluppati in conformità alla *best practice* internazionale, basati su un ciclo annuale di pianificazione, attuazione, controllo, riesame dei risultati e definizione di nuovi obiettivi è orientato alla prevenzione dei rischi in un ciclo di miglioramento continuo.

7. STRUTTURA ORGANIZZATIVA

7.1 Gruppo di appartenenza dell'Emittente

Snam Rete Gas fa parte del Gruppo Eni. Al riguardo, si segnala che Eni, seppur nel rispetto della normativa sull'*unbundling* (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 6, Paragrafo 6.6.6) esercita attività di direzione e coordinamento sull'Emittente ai sensi degli articoli 2497 e seguenti del Codice Civile e sulle società del Gruppo Snam Rete Gas. Le disposizioni del Capo IX del Titolo V del Libro V del Codice Civile (articoli 2497 e seguenti) prevedono, tra l'altro: (i) una responsabilità diretta della società che esercita attività di direzione e coordinamento nei confronti dei soci e dei creditori sociali delle società soggette alla direzione e coordinamento (nel caso in cui la società che esercita tale attività - agendo nell'interesse imprenditoriale proprio o altrui in violazione dei principi di corretta gestione societaria e imprenditoriale delle società medesime - arrechi pregiudizio alla redditività ed al valore della partecipazione sociale ovvero cagioni, nei confronti dei creditori sociali, una lesione all'integrità del patrimonio della società); (ii) una responsabilità degli amministratori della società oggetto di direzione e coordinamento che omettano di porre in essere gli adempimenti pubblicitari di cui all'articolo 2497-*bis*, per i danni che la mancata conoscenza di tali fatti rechi ai soci o a terzi.

Alla Data del Prospetto Informativo, il Gruppo Snam Rete Gas è composto dall'Emittente e da GNL Italia, controllata al 100%.

A seguito delle Acquisizioni, Snam Rete Gas deterrà, oltre a GNL Italia, l'intero capitale sociale di Italgas e Stogit.

Società controllate dall'Emittente

Nella seguente tabella vengono indicate alcune informazioni riguardanti le società controllate, direttamente o indirettamente, dall'Emittente alla Data del Prospetto Informativo.

Denominazione sociale	Sede legale e nazionalità	Quota del capitale detenuta direttamente e/o indirettamente
GNL Italia S.p.A.	Piazza S. Barbara 7 S. Donato Milanese (MI) - Italiana	100%

In particolare:

GNL Italia S.p.A., costituita in data 27 luglio 2001, ha un capitale sociale di Euro 17.300.000, interamente sottoscritto e versato; gestisce l'impianto di rigassificazione di GNL di Panigaglia, ed è alla Data del Prospetto Informativo l'unico operatore italiano per la rigassificazione del GNL.

8. IMMOBILI, IMPIANTI E MACCHINARI

8.1 Immobilizzazioni materiali

L'Emittente dichiara che alla Data del Prospetto non vi sono gravami pendenti sul totale delle immobilizzazioni materiali del Gruppo Snam Rete Gas.

8.1.1 Beni immobili, impianti e attrezzature in proprietà

Ai fini dello svolgimento delle attività di trasporto e dispacciamento del gas naturale e di rigassificazione del GNL, l'Emittente dispone della Rete di Trasporto, nonché di beni immobili, impianti e attrezzature in proprietà rilevanti ai fini dello svolgimento delle sopra citate attività. Questi possono genericamente suddividersi nelle seguenti categorie di beni: i distretti ed i Centri di Manutenzione, le Centrali di Compressione, i terminali marittimi, il terminale GNL di Panigaglia e il Centro di Dispacciamento di San Donato Milanese.

I distretti ed i Centri di Manutenzione

Snam Rete Gas è proprietaria di 53 immobili utilizzati come sedi di distretto e Centri di Manutenzione, costituiti generalmente da fabbricati, magazzini e capannoni, adibiti prevalentemente ad uso ufficio, deposito e servizi, dislocati in tutta Italia e ripartiti sul territorio negli 8 distretti: Nord, Nord Occidentale, Nord Orientale, Centro Occidentale, Centro Orientale, Sud Occidentale, Sud Orientale e Sicilia.

La seguente tabella riporta i dati principali dei 53 immobili sopra citati, suddivisi per distretto.

CENTRI DI MANUTENZIONE	CONSISTENZA	superficie catastale (m^2)
Distretto Nord Occidentale		
TORINO (Distretto e Centro)	uffici, deposito, tettoia.	7.000
CASALE MONFERRATO	uffici, deposito.	4.810
GENOVA	uffici, deposito, autorimessa.	6.520
NOVARA	uffici, deposito, autorimessa, tettoia.	6.400
TORTONA	uffici, deposito, autorimessa.	8.702
VERBANIA	uffici, deposito, tettoia, autorimessa.	2.275
Distretto Nord		
SAN DONATO MILANESE (Distretto)	uffici, deposito, autorimessa.	5.660
ABBIATEGRASSO	uffici, deposito.	2.109
BRESCIA	uffici, deposito, autorimessa, tettoia.	4.831
CASTELLANZA	uffici, deposito, autorimessa, tettoia.	21.790
CESANO MADERNO	uffici, deposito, autorimessa.	5.540
CREMONA	uffici, deposito, autorimessa.	3.688
DALMINE	uffici, deposito, tettoia.	5.669
SAN MARTINO SICCOMARIO	uffici, deposito, tettoia.	11.468
TREVIGLIO	uffici, deposito, autorimessa.	14.440
VIMERCATE	uffici, deposito, autorimessa.	9.554

CENTRI DI MANUTENZIONE	CONSISTENZA	superficie catastale (m^2)
Distretto Nord Orientale		
PADOVA (Distretto)	uffici, deposito, autorimessa.	5.082
DONADA	uffici, deposito, autorimessa, tettoia.	33.642
GRADISCA D'ISONZO	uffici, deposito, tettoia.	3.880
MARGHERA	uffici, deposito.	5.600
MONTEBELLUNA	uffici, deposito, autorimessa.	2.383
PORCIA	uffici, deposito, autorimessa, tettoia.	3.710
LAVIS	uffici, deposito, autorimessa.	7.778
VERONA	uffici, deposito.	4.700
VICENZA	uffici, deposito, autorimessa, tettoia.	4.065
Distretto Centro Orientale		
BOLOGNA (Distretto e Centro)	uffici, deposito, autorimessa.	18.771
BONDENO	uffici, deposito, autorimessa.	6.430
CHIETI	uffici, deposito.	37.819
CIVITANOVA MARCHE	uffici, deposito, autorimessa, tettoia.	4.890
FORLÌ	uffici, deposito, autorimessa.	5.676
PARMA	uffici, deposito, autorimessa.	1.367
PIACENZA	uffici, deposito, autorimessa.	15.000
REGGIO EMILIA	uffici, deposito, tettoia, autorimessa.	8.613
Distretto Centro Occidentale		
AREZZO	uffici, deposito, tettoia.	4.290
GUIDONIA	uffici, deposito, autorimessa.	5.287
MIGLIARINO PISANO	uffici, deposito.	2.808
RIETI	uffici, deposito.	1.890
SCANDICCI	uffici, deposito.	8.050
TERRACINA	uffici, deposito, autorimessa.	13.350
VITERBO	uffici, deposito, autorimessa.	9.180
Distretto Sud Occidentale		
LAMEZIA	magazzino.	4.537
MONTESARCHIO	uffici, deposito, tettoia.	11.399
PALMI	uffici, deposito, autorimessa.	6.090
PADULA	uffici, deposito, autorimessa, tettoia.	10.000
SALERNO	uffici, deposito, autorimessa.	6.013
TARSIA	uffici, deposito, autorimessa.	1.373
Distretto Sud Orientale		
BARI	uffici, deposito.	13.800
FOGGIA	uffici, deposito.	4.642
VASTO	uffici, deposito, tettoia.	11.200
Distretto Sicilia		
MISTERBIANCO (Distretto e Centro)	uffici, deposito, tettoia.	7.685
ENNA	uffici, deposito.	(*)
MAZARA DEL VALLO	uffici, deposito.	(**)
MESSINA	uffici, deposito, tettoia e autorimessa.	3.917

Le sedi dei Distretti di Torino, Bologna e Misterbianco sono anche sedi di Centri di Manutenzione.

(*) Immobile inserito nell'area della Centrale di Compressione.

(**) Immobile inserito nell'area del terminale marittimo.

Le Centrali di Compressione

Le Centrali di Compressione del gas, operanti lungo la rete di gasdotti di Snam Rete Gas, sono 11. La seguente tabella riporta in dettaglio i dati relativi alle centrali al 31 dicembre 2008.

Ubicazione	SIGLA UNITÀ	TIPO DI MOTORE	TIPO DI COMPRESSORE	POTENZA UNITARIA kW	POTENZA TOTALE MW
MASERA	TC1	N. PIGNONE PGT 10	N. PIGNONE PCL 603-2	11.000	
	TC2	N. PIGNONE PGT 10	N. PIGNONE PCL 603-2	11.000	
	TC3	N. PIGNONE PGT 10	N. PIGNONE PCL 603-2	11.000	33,0
ISTRANA	TC1	G.E. N. PIGNONE MS 3142 R	N. PIGNONE PCL 802-1/30	10.430	
	TC2	G.E. N. PIGNONE MS 3142 R	N. PIGNONE PCL 802-1/30	10.430	
	TC3	G.E. N. PIGNONE PGT25 DLE	N. PIGNONE PCL 603-2	23.270	
	TC4	G.E. N. PIGNONE PGT25 DLE	N. PIGNONE PCL 603-2	23.270	67,4
POGGIO RENATICO	TC1	SOLAR MARS 100	SOLAR C 651	11.190	
	TC2	SOLAR MARS 100	SOLAR C 651	11.190	
	TC3	G.E. N. PIGNONE PGT25 DLE	N. PIGNONE PCL 603-2	23.577	46,0
MALBORGHETTO	TC1	G.E. N. PIGNONE MS 3142 R	N. PIGNONE PCL 802-1/30	10.430	
	TC2	G.E. N. PIGNONE MS 3142 R	N. PIGNONE PCL 802-1/30	10.430	
	TC3	G.E. N. PIGNONE PGT25 DLE	N. PIGNONE PCL 603-1	23.270	
	TC4	G.E. N. PIGNONE PGT25 DLE	N. PIGNONE PCL 603-1	23.270	67,4
MESSINA	TC1	GENERAL ELECTRIC LM 2500	N. PIGNONE PCL 804/A	20.500	
	TC2	GENERAL ELECTRIC LM 2500	N. PIGNONE PCL 804/A	20.500	
	TC3	GENERAL ELECTRIC LM 2500	N. PIGNONE PCL 804/A	20.500	
	TC4	G.E. N. PIGNONE PGT 25 POTENZIATA	N. PIGNONE PCL 603-2	22.670	
	TC5	G.E. N. PIGNONE PGT25 DLE PLUS	N. PIGNONE PCL 803-2	31.011	
	TC6	G.E. N. PIGNONE PGT25 DLE PLUS	N. PIGNONE PCL 803-2	31.011	146,19
ENNA	TC1	G.E. N. PIGNONE PGT 25	N. PIGNONE PCL 603-1	20.130	
	TC2	G.E. N. PIGNONE PGT 25	N. PIGNONE PCL 603-1	20.130	
	TC3	G.E. N. PIGNONE PGT 25 POTENZIATA	N. PIGNONE PCL 603-1	22.670	
	TC4	G.E. N. PIGNONE PGT25 DLE	N. PIGNONE PCL 603-2	23.577	86,5
TARSIA	TC1	G.E. N. PIGNONE PGT 25 DLE	N. PIGNONE PCL 603-1	23.270	
	TC2	G.E. N. PIGNONE PGT 25 DLE	N. PIGNONE PCL 603-1	23.270	
	TC3	G.E. N. PIGNONE PGT 25 DLE	N. PIGNONE PCL 603-1	23.270	
	TC4	G.E. N. PIGNONE PGT 25 DLE	N. PIGNONE PCL 603-1	23.577	93,4
GALLESE	TC1	G.E. N. PIGNONE MS 3142 R	N. PIGNONE PCL 802-1/30	10.430	
	TC2	G.E. N. PIGNONE MS 3142 R	N. PIGNONE PCL 802-1/30	10.430	
	TC3	G.E. N. PIGNONE PGT25 DLE	N. PIGNONE PCL 603-1	23.270	
	TC4	G.E. N. PIGNONE PGT25 DLE	N. PIGNONE PCL 603-1	23.270	
	TC5	G.E. N. PIGNONE PGT25 DLE	N. PIGNONE PCL 603-2	23.577	91,0
MELIZZANO	TC1	G.E. N. PIGNONE PGT 25	N. PIGNONE PCL 603-1	20.130	
	TC2	G.E. N. PIGNONE PGT 25	N. PIGNONE PCL 603-1	20.130	
	TC3	G.E. N. PIGNONE PGT25 DLE	N. PIGNONE PCL 603-1	23.270	
	TC4	G.E. N. PIGNONE PGT25 DLE	N. PIGNONE PCL 603-1	23.577	87,11
TERRANUOVA B.	TC1	N. PIGNONE PGT 10	N. PIGNONE PCL 603-1	10.440	
	TC2	N. PIGNONE PGT 10	N. PIGNONE PCL 603-1	10.440	
	TC3	N. PIGNONE PGT 10	N. PIGNONE PCL 603-1	10.440	
	TC4	SOLAR MARS 100	SOLAR C 651	11.190	42,5
MONTESANO	TC1	G.E. N. PIGNONE PGT25 DLE	N. PIGNONE PCL 603-1	23.270	
	TC2	G.E. N. PIGNONE PGT25 DLE	N. PIGNONE PCL 603-1	23.270	
	TC3	G.E. N. PIGNONE PGT25 DLE	N. PIGNONE PCL 603-1	23.270	69,8
TOTALE	**44**				**830,2**

I terminali marittimi

Snam Rete Gas dispone di quattro terminali marittimi per il collegamento delle tratte sottomarine con quelle di terra situati presso Mazara del Vallo, Palmi, Favazzina e Messina, quest'ultimo incorporato nella Centrale di Messina.

Il terminale GNL di Panigaglia

Il terminale GNL di Panigaglia è ubicato nell'area comunale di Portovenere (SP) (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 6, Paragrafo 6.3.1).

Centro di Dispacciamento di San Donato Milanese

Il Centro di Dispacciamento è il complesso di immobili e macchinari ubicato in San Donato Milanese preposto al monitoraggio e al controllo a distanza dell'esercizio della Rete di Trasporto (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 6, Paragrafo 6.2.1, lett. d)).

8.1.2 Beni in uso

Alla Data del Prospetto Informativo, i beni in locazione rilevanti ai fini dell'attività della Società sono i locali adibiti a sede sociale ed uffici in San Donato Milanese, i laboratori sempre ubicati in San Donato Milanese e alcune sedi di Distretto e Centri di Manutenzione. Di seguito si riporta l'elenco di detti immobili.

	Ubicazione
Sede Società	Piazza Santa Barbara 7, San Donato Milanese (MI)
Uffici	Viale De Gasperi 2, San Donato Milanese (MI)
Uffici	Viale Martiri di Cefalonia 67, San Donato Milanese (MI)
Laboratori	Via Maritano 26, San Donato Milanese (MI)
Distretto di Roma	Via Caterina Troiani 75, Roma
Distretto di Napoli	Via Galileo Ferraris 40/F, Napoli
Distretto di Bari	Via Amendola 172/B, Bari
Centro di Senigallia	Via dell'Artigianato 34, Senigallia (AN)
Centro di Napoli	Via Nobile, Acerra (NA)
Centro di Matera	Via Gravina 47, Matera
Centro di Avezzano	Via XX Settembre 460, Avezzano (AQ)

8.1.3 Immobili in leasing

Sino al 4 ottobre 2008 Snam Rete Gas è stata titolare di un contratto di *leasing*, stipulato con Serleasing S.p.A. ora SOFID S.p.A., società del Gruppo Eni, riferito alla palazzina uffici nel Centro di Manutenzione di Lamezia Terme. Sono in corso le pratiche per il riscatto dell'immobile.

8.2 Problematiche ambientali

Alla Data del Prospetto Informativo non sussistono problematiche ambientali tali da influire in maniera significativa sull'utilizzo delle immobilizzazioni materiali.

9. RESOCONTO DELLA SITUAZIONE GESTIONALE E FINANZIARIA

Premessa

Nel presente Capitolo sono fornite le analisi dell'andamento gestionale del Nuovo Gruppo Snam Rete Gas per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006. Le informazioni finanziarie, i dati economici e le analisi riportate nel presente Capitolo sono stati estratti, oltre che dai bilanci aggregati del Nuovo Gruppo Snam Rete Gas per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006, predisposti in conformità agli IFRS adottati dall'Unione Europea, approvati dal Consiglio di Amministrazione dell'Emittente in data 23 marzo 2009, ed assoggettati a revisione contabile da parte della Società di Revisione (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 20, Paragrafo 20.1.1), anche dai seguenti documenti pubblici:

- bilanci consolidati di Snam Rete Gas, predisposti in conformità agli IFRS adottati dall'Unione Europea, relativi agli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006, assoggettati a revisione contabile da parte della Società di Revisione;

- progetto del bilancio di esercizio per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008, bilanci di esercizio per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2007 e 2006 e bilanci consolidati contrattuali per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006 di Italgas, predisposti in conformità agli IFRS adottati dall'Unione Europea, assoggettati a revisione contabile da parte della Società di Revisione;

- progetto del bilancio di esercizio per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008, bilanci di esercizio per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2007 e 2006 di Stogit, predisposti in conformità agli IFRS adottati dall'Unione Europea, assoggettati a revisione contabile da parte della Società di Revisione.

Le motivazioni che hanno determinato l'esigenza di predisporre i sopra menzionati bilanci aggregati, nonché le relative modalità di redazione sono dettagliatamente descritte in altra parte del Prospetto Informativo cui si rimanda (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 3 e 20).

Occorre tuttavia evidenziare che qualora le attività che sono state oggetto di aggregazione fossero state svolte nell'ambito di un gruppo di società facenti effettivamente capo ad una singola controllante in detti esercizi, non si sarebbero necessariamente avuti i risultati economici di seguito rappresentati.

L'Emittente, pur ritenendo le informazioni pubbliche di Stogit e Italgas sufficienti per la redazione dei dati aggregati, non può assicurare che le stesse siano sufficienti ai fini di rendere integralmente conoscibili le società acquisende al pubblico e agli investitori.

9.1 Situazione finanziaria

La situazione finanziaria del Nuovo Gruppo Snam Rete Gas e i principali fattori che la influenzano al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006 sono analizzati nel Capitolo 10 del presente Prospetto Informativo, cui si rimanda per una più dettagliata disamina.

9.2 Gestione operativa

9.2.1 Informazioni riguardanti eventi importanti che hanno avuto ripercussioni significative sul reddito derivante dall'attività del Nuovo Gruppo Snam Rete Gas

Introduzione

Snam Rete Gas è il principale operatore italiano per il trasporto di gas naturale, nonché, alla Data del Prospetto Informativo, l'unico operatore italiano attivo nella rigassificazione del GNL, attraverso la controllata GNL Italia.

A seguito delle Acquisizioni, il Nuovo Gruppo Snam Rete Gas svolgerà anche le attività di stoccaggio e di distribuzione del gas naturale, divenendo, pertanto, un unico operatore integrato a presidio delle attività regolate del settore gas in Italia ed un operatore di assoluta rilevanza di Europa.

Per una più dettagliata analisi delle attività svolte si rimanda al Capitolo 6 del presente Prospetto Informativo.

Commenti sintetici sui dati aggregati

Nella seguente tabella sono evidenziati i conti economici del Nuovo Gruppo Snam Rete Gas relativi agli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006:

	Esercizi chiusi al 31 dicembre						Variazioni			
(milioni di Euro e percentuale sui ricavi della gestione caratteristica)	**2008**		**2007**		**2006**		**2008 vs 2007**		**2007 vs 2006**	
Ricavi della gestione caratteristica	2.965	100,0%	3.010	100,0%	3.058	100,0%	(45)	(1,5)%	(48)	(1,6)%
Altri ricavi e proventi	80	2,7%	123	4,1%	69	2,3%	(43)	(35,0)%	54	78,3%
Totale ricavi	3.045	102,7%	3.133	104,1%	3.127	102,3%	(88)	(2,8)%	6	0,2%
Acquisti, prestazioni e servizi e costi diversi	(579)	(19,5)%	(614)	(20,4)%	(751)	(24,6)%	35	(5,7)%	137	(18,2)%
Costo lavoro	(257)	(8,7)%	(264)	(8,8)%	(298)	(9,7)%	7	(2,7)%	34	(11,4)%
Ammortamenti e svalutazioni	(691)	(23,3)%	(682)	(22,7)%	(690)	(22,6)%	(9)	1,3%	8	(1,2)%
Utile operativo	1.518	51,2%	1.573	52,3%	1.388	45,4%	(55)	(3,5)%	185	13,3%
Proventi finanziari	13	0,4%	23	0,8%	11	0,4%	(10)	(43,5)%	12	109,1%
Oneri finanziari	(354)	(11,9)%	(282)	(9,4)%	(188)	(6,1)%	(72)	25,5%	(94)	50,0%
Strumenti derivati	27	0,9%	14	0,5%	(19)	(0,6)%	13	92,9%	33	(173,7)%
Totale (oneri) e proventi finanziari	(314)	(10,6)%	(245)	(8,1)%	(196)	(6,4)%	(69)	28,2%	(49)	25,0%
Proventi su partecipazioni	29	1,0%	74	2,5%	42	1,4%	(45)	(60,8)%	32	76,2%
Oneri su partecipazioni	0	0,0%	(8)	(0,3)%	0	0,0%	8	(100,0)%	(8)	na
Totale (oneri) e proventi su partecipazioni	29	1,0%	66	2,2%	42	1,4%	(37)	(56,1)%	24	57,1%
Utile netto prima delle imposte	1.233	41,6%	1.394	46,3%	1.234	40,4%	(161)	(11,5)%	160	13,0%
Imposte sul reddito	(389)	(13,1)%	(346)	(11,5)%	(497)	(16,3)%	(43)	12,4%	151	(30,4)%
Utile netto	**844**	**28,5%**	**1.048**	**34,8%**	**737**	**24,1%**	**(204)**	**(19,5)%**	**311**	**42,2%**

na: non applicabile.

Il Nuovo Gruppo Snam Rete Gas opera all'interno di un settore soggetto a forte regolamentazione. Le direttive e i provvedimenti normativi emanati in materia dall'Unione Europea e dalla Repubblica Italiana e le decisioni dell'AEEG hanno un impatto significativo sull'operatività, i risultati economici e l'equilibrio finanziario del Nuovo Gruppo Snam Rete Gas (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 6, Paragrafo 6.8).

Di seguito si riportano alcuni eventi verificatisi solo nell'esercizio 2007 e che hanno significativamente influenzato il conto economico di detto esercizio:

- cessione in data 27 marzo 2007 di Napoletanagas Clienti S.p.A., da parte di Italgas a Eni, in osservanza ai mutamenti legislativi correlativi alla normativa sull'*unbundling*;

- iscrizione del credito verso la Regione Sicilia delle somme versate nel 2002 dalla Società alla Regione per il tributo regionale sulla proprietà dei gasdotti, successivamente dichiarato illegittimo (Euro 81 milioni, inclusiva della quota interessi);

- rilascio del fondo relativo alla portata massima giornaliera nell'ambito dell'attività di stoccaggio (Euro 68 milioni), accantonato del 2006 e rivelatosi eccedente nel corso dell'esercizio successivo;

- rilascio del fondo imposte differite per Euro 204 milioni rivelatosi esuberante a seguito dell'adeguamento alle minori aliquote fiscali introdotte dalla normativa in vigore ("**Finanziaria 2008**").

Con riferimento all'esercizio 2008 e 2006, non si rilevano specifici eventi o fenomeni non ricorrenti che hanno influenzato in maniera rilevante i risultati del Nuovo Gruppo Snam Rete Gas.

Per ulteriori dettagli circa l'andamento gestionale nei tre esercizi, si rimanda alle analisi specifiche riportate nei successivi Paragrafi 9.2.2, 9.2.3, 9.2.4.

La tabella di seguito riportata evidenzia l'evoluzione, nel periodo di riferimento, della composizione dei ricavi della gestione caratteristica, del totale ricavi e del risultato operativo per singola area di attività.

	Trasporto e Rigassificazione			**Stoccaggio**			**Distribuzione**			**Elisioni infragruppo**			**Totale**		
	Esercizi chiusi al 31 dicembre			**Esercizi chiusi al 31 dicembre**			**Esercizi chiusi al 31 dicembre**			**Esercizi chiusi al 31 dicembre**			**Esercizi chiusi al 31 dicembre**		
(milioni di Euro)	**2008**	**2007**	**2006**	**2008**	**2007**	**2006**	**2008**	**2007**	**2006**	**2008**	**2007**	**2006**	**2008**	**2007**	**2006**
Ricavi della gestione caratteristica	1.902	1.790	1.760	304	375	363	781	867	959	(22)	(22)	(24)	2.965	3.010	3.058
Altri ricavi e proventi	8	78	29	1	1	4	71	44	36	-	-	-	80	123	69
Totale ricavi	1.910	1.868	1.789	305	376	367	852	911	995	(22)	(22)	(24)	3.045	3.133	3.127
Percentuale ricavi sul totale	62,7%	59,6%	57,2%	10,0%	12,0%	11,7%	28,0%	29,1%	31,8%	-0,7%	-0,7%	-0,8%	100,0%	100,0%	100,0%
Utile operativo	1.022	1.022	911	173	255	226	323	296	251	-	-	-	1.518	1.573	1.388
Percentuale utile operativo sul totale	67,3%	65,0%	65,6%	11,4%	16,2%	16,3%	21,3%	18,8%	18,1%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Utile netto	530	594	448	83	148	124	231	306	165	-	-	-	844	1.048	737
Percentuale utile netto sul totale	62,8%	56,7%	60,8%	9,8%	14,1%	16,8%	27,4%	29,2%	22,4%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Margine operativo lordo (1)	1.511	1.511	1.394	237	318	294	461	426	390	-	-	-	2.209	2.255	2.078
Percentuale margine operativo lordo sul totale	68,4%	67,0%	67,1%	10,7%	14,1%	14,1%	20,9%	18,9%	18,8%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%	100,0%	100,0%

(1) Il margine operativo lordo è determinato come segue:

	Trasporto e Rigassificazione			**Stoccaggio**			**Distribuzione**			**Elisioni infragruppo**			**Totale**		
	Esercizi chiusi al 31 dicembre			**Esercizi chiusi al 31 dicembre**			**Esercizi chiusi al 31 dicembre**			**Esercizi chiusi al 31 dicembre**			**Esercizi chiusi al 31 dicembre**		
(milioni di Euro)	**2008**	**2007**	**2006**	**2008**	**2007**	**2006**	**2008**	**2007**	**2006**	**2008**	**2007**	**2006**	**2008**	**2007**	**2006**
Utile operativo	1.022	1.022	911	173	255	226	323	296	251	-	-	-	1.518	1.573	1.388
Ammortamenti e svalutazioni	489	489	483	64	63	68	138	130	139	-	-	-	691	682	690
Margine operativo lordo	**1.511**	**1.511**	**1.394**	**237**	**318**	**294**	**461**	**426**	**390**	**-**	**-**	**-**	**2.209**	**2.255**	**2.078**

L'attività di rigassificazione è stata considerata congiuntamente a quella di trasporto, in quanto di significatività inferiore rispetto alle altre attività.

L'attività di distribuzione, per ciascun esercizio sopra riportato, include anche l'attività di distribuzione di acqua, svolta principalmente dalla controllata di Italgas, Acqua Campania S.p.A.. Si precisa inoltre che, come successivamente rappresentato nei commenti relativi alle singole attività, con riferimento all'esercizio 2006 e i primi mesi del 2007, l'attività di distribuzione include anche l'attività di vendita di gas, svolta dall'allora controllata di Italgas, Napoletanagas Clienti S.p.A., ceduta nel mese di marzo 2007.

Commenti analitici sui dati delle singole attività

Ai fini di una migliore comprensione dell'andamento economico del Nuovo Gruppo Snam Rete Gas nel triennio in esame, di seguito si riportano separatamente le analisi dei conti economici per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006 suddivisi per le tre principali linee di attività: i)

trasporto e rigassificazione, facente capo al Gruppo Snam Rete Gas, ii) stoccaggio, facente capo alla Stogit e iii) distribuzione, facente capo al Gruppo Italgas. Si segnala che i dati dei conti economici sotto riportati, relativi alle singole attività nelle quali opera il Nuovo Gruppo Snam Rete Gas, risultano inclusivi degli effetti delle transazioni che ciascuna attività svolge a servizio delle altre ai fini di meglio rappresentare il contributo che ogni singola attività apporta alle altre. Tali effetti non risultano comunque significativi.

Nella Sezione Prima, Capitolo 20, Paragrafo 20.1.1, Nota 33, Informativa per settore di attività e area geografica, del presente Prospetto Informativo si riportano le riconciliazioni, per i tre esercizi, dei conti economici per le tre linee di attività come sopra descritte e i conti economici del Nuovo Gruppo Snam Rete Gas.

9.2.2 Conti economici relativi agli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006 del Gruppo Snam Rete Gas, riconducibile all'attività di trasporto e rigassificazione

Nella seguente tabella sono evidenziati i conti economici relativi agli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006 del Gruppo Snam Rete Gas.

	Esercizi chiusi al 31 dicembre						**Variazioni**			
(*milioni di Euro e percentuale sui ricavi della gestione caratteristica*)	**2008**		**2007**		**2006**		**2008 vs 2007**		**2007 vs 2006**	
Ricavi della gestione caratteristica	1.902	100,0%	1.790	100,0%	1.760	100,0%	112	6,3%	30	1,7%
Altri ricavi e proventi	8	0,4%	78	4,4%	29	1,6%	(70)	(89,7)%	49	169,0%
Totale ricavi	1.910	100,4%	1.868	104,4%	1.789	101,6%	42	2,2%	79	4,4%
Acquisti, prestazioni e servizi e costi diversi	(294)	(15,5)%	(258)	(14,4)%	(275)	(15,6)%	(36)	14,0%	17	(6,2)%
Costo lavoro	(105)	(5,5)%	(99)	(5,5)%	(120)	(6,8)%	(6)	6,1%	21	(17,5)%
Ammortamenti e svalutazioni	(489)	(25,7)%	(489)	(27,3)%	(483)	(27,4)%	0	0,0%	(6)	1,2%
Utile operativo	1.022	53,7%	1.022	57,1%	911	51,8%	0	0,0%	111	12,2%
Proventi finanziari	2	0,1%	11	0,6%	3	0,2%	(9)	(81,8)%	8	266,7%
Oneri finanziari	(255)	(13,4)%	(225)	(12,6)%	(152)	(8,6)%	(30)	13,3%	(73)	48,0%
Strumenti derivati	27	1,4%	14	0,8%	(19)	(1,1)%	13	92,9%	33	(173,7)%
Utile netto prima delle imposte	796	41,9%	822	45,9%	743	42,2%	(26)	(3,2)%	79	10,6%
Imposte sul reddito	(266)	(14,0)%	(228)	(12,7)%	(295)	(16,8)%	(38)	16,7%	67	(22,7)%
Utile netto	**530**	**27,9%**	**594**	**33,2%**	**448**	**25,5%**	**(64)**	**(10,8)%**	**146**	**32,6%**

Di seguito è commentata l'evoluzione registrata nelle principali voci di conto economico negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006.

Ricavi della gestione caratteristica

Si fornisce, nella tabella seguente, la composizione della voce ricavi della gestione caratteristica negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006.

	Esercizi chiusi al 31 dicembre						Variazioni			
(*milioni di Euro e percentuale sui ricavi della gestione caratteristica*)	**2008**		**2007**		**2006**		**2008 vs 2007**		**2007 vs 2006**	
Trasporto del gas naturale	1.867	98,2%	1.757	98,2%	1.725	98,0%	110	6,3%	32	1,9%
Rigassificazione del gas naturale	20	1,1%	21	1,2%	23	1,3%	(1)	-4,8%	(2)	-8,7%
Ricavi di trasporto e rigassificazione (attività regolate)	1.887	99,2%	1.778	99,3%	1.748	99,3%	109	6,1%	30	1,7%
Ricavi da attività non regolate	15	0,8%	12	0,7%	12	0,7%	3	25,0%	-	0,0%
Ricavi della gestione caratteristica	**1.902**	**100%**	**1.790**	**100%**	**1.760**	**100%**	**112**	**6,3%**	**30**	**1,7%**

2008 vs 2007

I ricavi della gestione caratteristica registrano un incremento di Euro 112 milioni (+6,3%), passando da Euro 1.790 milioni nel 2007 a Euro 1.902 milioni nel 2008, per effetto sostanzialmente dei maggiori ricavi derivanti dall'attività di trasporto del gas naturale.

In particolare, i ricavi della gestione caratteristica dell'attività di trasporto di gas naturale hanno registrato un incremento pari a Euro 110 milioni sostanzialmente riconducibile ai seguenti fattori:

- per Euro 77 milioni, a fronte del contributo degli investimenti realizzati negli anni 2006 e 2007. Così come ampiamente decritto nell'Allegato 1, ai fini di incentivare la realizzazione di nuova capacità di trasporto, la Delibera 166/05 dell'AEEG, che definisce i criteri per la determinazione dei ricavi e delle tariffe, ha previsto, *inter alia*, che ai nuovi investimenti venga riconosciuta una componente di ricavo addizionale. I ricavi associati ai nuovi investimenti vengono riconosciuti a partire dall'anno termico successivo a quello in cui i costi sono stati sostenuti, e sono garantiti indipendentemente dai volumi trasportati. L'applicazione di tale normativa ha determinato in Euro 77 milioni l'incremento dei ricavi per l'esercizio 2008;

- per Euro 45 milioni, a fronte della copertura dei maggiori oneri sostenuti per l'acquisto di gas necessario all'alimentazione delle centrali di spinta e per le perdite di rete negli anni termici 2005-2006 e 2006-2007. Con riferimento a tale aspetto, si rileva che l'attuale sistema tariffario prevede che i costi relativi all'acquisto di gas naturale necessario al funzionamento delle centrali di spinta vengano riconosciuti alla Società con riferimento ai dati di bilancio 2004, aggiornati nel periodo regolatorio sulla base del meccanismo "*price cap*" (Cfr. Allegato 1). A partire dal 2005, la Società ha sostenuto maggiori costi derivanti dall'acquisto del gas naturale necessario al funzionamento delle centrali di spinta rispetto a quelli previsti nell'attuale periodo regolatorio. La delibera VIS 8/09 dell'AEEG pubblicata in data 5 febbraio 2009, che deriva da delibere precedenti, a conclusione dell'indagine conoscitiva per l'acquisizione di informazioni in merito all'evoluzione del gas non contabilizzato (Cfr. Allegato 1) sulle reti di trasporto nel periodo 2004–2006, ha determinato in Euro 45 milioni l'importo complessivo da riconoscere alla Società in relazione ai maggiori oneri sostenuti negli anni termici 2005-2006 e 2006-2007; con riferimento agli anni termici 2007-2008 e 2008-2009 tali importi non sono ancora stati determinati;

- per Euro 15 milioni, a fronte di maggiori volumi di gas immessi nella Rete di Trasporto nell'anno 2008 rispetto al precedente esercizio (85,64 miliardi di metri cubi immessi nell'anno 2008 contro 83,28 miliardi di metri cubi immessi nell'anno 2007). All'aumento dei quantitativi trasportati hanno contribuito le maggiori importazioni, con riferimento soprattutto al punto di consegna di Mazara del Vallo e, in misura minore, di Gela, Passo Gries e Tarvisio. Nell'esercizio 2008 si è ridotta, per contro, la produzione nazionale di gas naturale.

Tali fattori positivi sono stati in parte mitigati dall'aggiornamento annuale delle tariffe di trasporto, che ha determinato una riduzione dei ricavi per Euro 28 milioni rispetto all'esercizio precedente. Per quanto riguarda il meccanismo di determinazione delle tariffe si rimanda alla Sezione Prima, Capitolo 6, Paragrafo 6.6.5.

I ricavi dell'attività di rigassificazione del gas naturale ammontano a Euro 20 milioni per il 2008 ed Euro 21 milioni per il 2007 (-4,8%). La riduzione di Euro 1 milione rispetto all'esercizio precedente è dovuta ai minori volumi di GNL rigassificati nell'anno 2008 rispetto all'esercizio precedente (1,52 miliardi di metri cubi nel 2008 rispetto ai 2,38 miliardi di metri cubi nel 2007).

I ricavi derivanti da attività non regolate registrano un incremento di Euro 3 milioni rispetto all'esercizio precedente, passando da Euro 12 milioni nel 2007 ad Euro 15 milioni nel 2008. Tali ricavi sono costituiti, prevalentemente, dall'affitto e dalla manutenzione dei cavi di telecomunicazione in fibra ottica concessi in uso a terzi (Euro 9 milioni nel 2008 e 2007) e dalle prestazioni effettuate per conto terzi, in particolare, relative alla progettazione, realizzazione e manutenzione di opere impiantistiche (Euro 5 milioni nel 2008 ed Euro 2 milioni nel 2007).

2007 vs 2006

I ricavi della gestione caratteristica aumentano di Euro 30 milioni (+ 1,7%), passando da Euro 1.760 milioni nel 2006 ad Euro 1.790 milioni nel 2007, principalmente per effetto dei maggiori ricavi dell'attività di Trasporto del gas naturale.

In particolare, i ricavi della gestione caratteristica relativi all'attività di trasporto del gas naturale registrano un incremento di Euro 32 milioni, sostanzialmente riconducibile ai seguenti effetti combinati:

- incremento per Euro 79 milioni, derivante dal contributo degli investimenti realizzati nel corso del 2005 e 2006;

- decremento per Euro 31 milioni derivante dai minori volumi di gas immessi nella rete di trasporto (nell'esercizio 2007 sono stati immessi 83,28 miliardi di metri cubi di gas naturale con una diminuzione di 4,71 miliardi di metri cubi rispetto all'esercizio precedente) a causa delle miti condizioni climatiche registrate nel corso dei mesi invernali dell'anno 2007. Alla riduzione dei quantitativi di gas immesso nella Rete Nazionale hanno contribuito sia le minori importazioni, con riferimento soprattutto a Mazara del Vallo e al Passo Gries, che il calo della produzione nazionale;

- decremento per Euro 15 milioni derivante dall'aggiornamento delle tariffe di trasporto.

I ricavi dell'attività di rigassificazione del gas naturale ammontano a Euro 21 milioni per il 2007 ed Euro 23 milioni per il 2006. La riduzione di circa Euro 2 milioni rispetto all'esercizio precedente

(-8,7%) è dovuta ai minori volumi di GNL rigassificati nell'anno 2007 rispetto all'esercizio precedente (2,38 miliardi di metri cubi nell'anno 2007 rispetto ai 3,13 miliardi di metri cubi nell'anno 2006).

I ricavi delle attività non regolate sono costanti nei due esercizi esaminati ed ammontano ad Euro 12 milioni. Sono relativi principalmente all'affitto e alla manutenzione dei cavi di telecomunicazione in fibra ottica rispettivamente per Euro 9 milioni nel 2007 ed Euro 8 milioni nel 2006 e prestazioni effettuate per conto terzi (in particolare progettazione, realizzazione e manutenzione delle opere impiantistiche) rispettivamente per Euro 3 milioni nel 2007 ed Euro 4 milioni nel 2006.

Altri ricavi e proventi

Nella seguente tabella è dettagliata la voce altri ricavi e proventi per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006.

	Esercizi chiusi al 31 dicembre			**Variazioni**	
(milioni di Euro e percentuale sui ricavi della gestione caratteristica)	**2008**	**2007**	**2006**	**2008 vs 2007**	**2007 vs 2006**
Risarcimento danni	2 0,1%	5 0,3%	4 0,2%	(3) -60,0%	1 25,0%
Plusvalenze da alienazioni di att. materiali	1 0,1%	- 0,0%	1 0,1%	1 100,0%	(1) 100,0%
Penalità contrattuali	1 0,1%	1 0,1%	1 0,1%	- 0,0%	- 0,0%
Altri proventi	4 0,2%	72 4,0%	23 1,3%	(68) -94,4%	49 213,0%
Altri ricavi e proventi	**8 0,4%**	**78 4,4%**	**29 1,6%**	**(70) -89,7%**	**49 169,0%**

2008 vs 2007

La riduzione della voce altri ricavi e proventi di Euro 70 milioni, da Euro 78 milioni ad Euro 8 milioni, è dovuta quasi interamente all'iscrizione, nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2007, di altri proventi non ricorrenti per Euro 71 milioni connessi al rimborso da parte della regione Sicilia delle somme versate nel 2002 dalla Società alla regione per la tassa sulla proprietà dei gasdotti, successivamente dichiarata illegittima.

2007 vs 2006

L'incremento della voce altri ricavi e proventi di Euro 49 milioni, da Euro 29 milioni nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2006 ad Euro 78 milioni nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2007 è connesso, prevalentemente, all'iscrizione del provento riferito al rimborso da parte della regione Sicilia delle somme versate nel 2002 dalla Società alla regione per la tassa sulla proprietà dei gasdotti, poi dichiarata illegittima, per Euro 71 milioni.

Si segnala, inoltre, che il saldo della voce altri ricavi e proventi per il 2006, include, per Euro 19 milioni, proventi non ricorrenti conseguiti a fronte dell'esito positivo di un contenzioso verso terzi.

Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi

Nella seguente tabella è dettagliata la voce acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006.

	Esercizi chiusi al 31 dicembre						Variazioni			
(milioni di Euro e percentuale sui ricavi della gestione caratteristica)	**2008**		**2007**		**2006**		**2008 vs 2007**		**2007 vs 2006**	
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo merci	455	23,9%	307	17,2%	314	17,8%	148	48,2%	(7)	-2,2%
Costi per servizi	160	8,4%	153	8,5%	156	8,9%	7	4,6%	(3)	-1,9%
Costi per godimento beni terzi	12	0,6%	11	0,6%	11	0,6%	1	9,1%	-	0,0%
Variazione delle rimanenze di materie prime, mat. diversi di consumo e merci	(99)	-5,2%	(53)	-3,0%	(13)	-0,7%	(46)	86,8%	(40)	307,7%
Accantonamenti (Utilizzi) netti fondi per rischi e oneri	(6)	-0,3%	3	0,2%	2	0,1%	(9)	-300,0%	1	50,0%
Altri oneri	16	0,8%	11	0,6%	13	0,7%	5	45,5%	(2)	-15,4%
A dedurre										
Materie prime, sussidiarie, di consumo:										
– incrementi per lavori interni	(215)	-11,3%	(143)	-8,0%	(174)	-9,9%	(72)	50,3%	31	-17,8%
– riaddebito consumi interni di gas naturale per impianto GNL (*)	(7)	-0,4%	(11)	-0,6%	(15)	-0,9%	4	-36,4%	4	-26,7%
Servizi:										
– incrementi per lavori interni	(22)	-1,2%	(20)	-1,1%	(19)	-1,1%	(2)	10,0%	(1)	5,3%
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	294	15,5%	258	14,4%	275	15,6%	36	14,0%	(17)	-6,2%
Costi materie prime, sussidiarie, di consumo e merci, al netto dei relativi costi a dedurre e delle relative variazioni delle rimanenze	134	7,0%	100	5,6%	112	6,4%	34	34,0%	(12)	-10,7%
Costi per servizi al netto dei relativi incrementi per lavori interni	**138**	**7,3%**	**133**	**7,4%**	**137**	**7,8%**	**5**	**3,8%**	**(4)**	**-2,9%**

(*) Il riaddebito di consumi interni di gas naturale si riferisce al gas naturale utilizzato per il processo di rigassificazione che viene acquistato e successivamente riaddebitato agli utilizzatori del servizio.

2008 vs 2007

La voce acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi si è incrementata, in valore assoluto, di Euro 36 milioni (+14,0%), passando da Euro 258 milioni per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2007 a Euro 294 milioni per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008, ed è aumentata dal 14,4% al 15,5% in termini di incidenza percentuale sui ricavi della gestione caratteristica. L'incremento deriva principalmente dall'andamento dei costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci al netto dei relativi costi a dedurre e delle relative variazioni delle rimanenze.

In particolare i costi per materie prime, sussidiarie e di consumo, al netto dei relativi costi a dedurre e delle relative variazioni delle rimanenze hanno registrato un incremento, in valore assoluto, pari a Euro 34 milioni (da Euro 100 milioni nel 2007 a Euro 134 milioni nel 2008) e di 1,4 punti percentuali in termini di incidenza sui ricavi della gestione caratteristica. Tale incremento deriva, quasi interamente, dall'aumento dei consumi di gas combustibile utilizzato per il funzionamento delle

centrali di spinta e delle perdite di rete, legato in parte alla variazione positiva dei quantitativi utilizzati e in parte al maggior costo unitario di acquisto.

I costi per servizi, considerati al netto dei relativi incrementi per lavori interni, registrano un aumento di Euro 5 milioni, passando da Euro 133 milioni nel 2007 (7,4% dei ricavi della gestione caratteristica) a Euro 138 milioni nel 2008 (7,3% dei ricavi della gestione caratteristica). Tale voce è composta da "costi che trovano contropartita nei ricavi" e da costi effettivi. I cosiddetti "costi che trovano contropartita nei ricavi" sono costi relativi i) al riaddebito del servizio di trasporto effettuato sulle reti di proprietà di terzi da parte di operatori terzi (Snam Rete Gas, infatti, provvede alla complessiva fatturazione del servizio di trasporto agli Utenti del Sistema Gas, anche per conto degli altri operatori del trasporto, e trasferisce quindi a questi ultimi la quota di competenza e ii) costi per servizi di modulazione e stoccaggio.

In particolare la voce costi per servizi al netto dei relativi incrementi per lavori interni per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008 è composta da:

- "costi che trovano contropartita nei ricavi" quali: i) costi di servizio di trasporto per Euro 27 milioni (Euro 22 milioni nel 2007) riferiti al servizio di trasporto prestato da altri operatori sulle reti di loro proprietà e ii) costi per servizi di modulazione e stoccaggio, per Euro 22 milioni (stesso ammontare nel 2007), interamente prestati da Stogit;

- costi di manutenzione sugli impianti per Euro 21 milioni (Euro 22 milioni nel 2007);

- prestazioni tecniche, legali ed amministrative per Euro 14 milioni (Euro 13 milioni nel 2007) principalmente riferite a servizi di ispezione dei metanodotti ed a servizi di carattere contabile ed amministrativo;

- servizi IT per Euro 12 milioni (Euro 13 milioni nel 2007);

- servizi di telecomunicazione per Euro 11 milioni (Euro 11 milioni nel 2007);

- altri servizi per la rimanente parte, costituiti da servizi per il personale, energia elettrica e termica, assicurazioni, e altri servizi connessi all'attività di comunicazione e di sorveglianza sui metanodotti.

I costi per godimento beni di terzi non presentano fluttuazioni di rilievo nei due esercizi (Euro 11 milioni nell'esercizio 2007 ed Euro 12 milioni nell'esercizio 2008) e sono composti prevalentemente da canoni per concessioni di servitù per Euro 6 milioni (Euro 5 milioni nel 2007), locazioni di immobili ad uso ufficio per Euro 5 milioni (Euro 5 milioni nel 2007) e noleggi per Euro 1 milione (Euro 1 milione nel 2007).

L'utilizzo del fondo rischi ed oneri per Euro 6 milioni nel 2008 è attribuibile all'utilizzo per eccedenza del fondo per contenziosi legali mentre l'accantonamento registrato nel 2007 si riferisce a possibili oneri per contenziosi, in particolare in materia di tributi locali.

Gli altri oneri aumentano di Euro 5 milioni, passando da Euro 11 milioni nel 2007 ad Euro 16 milioni nel 2008, prevalentemente a causa dell'incremento delle minusvalenze da dismissione di impianti e macchinari pari a Euro 7 milioni nel 2008 ed Euro 3 milioni nel 2007. Il saldo accoglie, inoltre,

l'imposta di consumo sul gas metano per Euro 4 milioni (Euro 3 milioni nel 2007) ed altre imposte indirette e tasse per Euro 3 milioni (Euro 4 milioni nel 2007).

2007 vs 2006

La voce acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi ha registrato un decremento sia in valore assoluto di Euro 17 milioni (-6,2%), passando da Euro 275 milioni per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2006 a Euro 258 milioni per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2007, sia in termini di incidenza percentuale sui ricavi della gestione caratteristica da 15,6% al 14,4%. Il decremento deriva principalmente dall'andamento dei costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci al netto dei relativi costi a dedurre e delle relative variazioni delle rimanenze.

In particolare i costi per materie prime, sussidiarie e di consumo, al netto dei relativi costi a dedurre e delle relative variazioni delle rimanenze hanno registrato una diminuzione in valore assoluto pari a Euro 12 milioni (da Euro 112 milioni nel 2006 a Euro 100 milioni nel 2007) e di 0,8 punti percentuali in termini di incidenza sui ricavi della gestione caratteristica. Il decremento deriva principalmente dalla diminuzione dei consumi di gas combustibile utilizzato per l'alimentazione delle centrali di spinta, per effetto di minori quantitativi utilizzati, solo in parte assorbita dal maggior costo unitario del gas. La diminuzione dei quantitativi consumati è strettamente legata alla diminuzione dei volumi di gas trasportati nella rete.

I costi per servizi, considerati al netto dei relativi incrementi per lavori interni, diminuiscono di Euro 4 milioni, passando da Euro 137 milioni nel 2006 (7,8% dei ricavi della gestione caratteristica) a Euro 133 milioni nel 2007 (7,4% dei ricavi della gestione caratteristica). Tale voce, per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2007, è composta da:

- "costi che trovano contropartita nei ricavi", come descritti nel paragrafo precedente, costituiti da: i) costi per servizi di modulazione e stoccaggio per Euro 22 milioni (Euro 24 milioni nel 2006), interamente prestati da Stogit e ii) costi di servizi di trasporto riferiti al servizio di trasporto prestato da altri operatori sulle reti di loro proprietà per Euro 22 milioni (Euro 21 milioni nel 2006);

- prestazioni di manutenzioni agli impianti per Euro 22 milioni (Euro 23 milioni nel 2006);

- servizi IT per Euro 13 milioni (Euro 15 milioni nel 2006) diminuiti a seguito della razionalizzazione della gestione dei sistemi informativi;

- prestazioni tecniche, legali ed amministrative pari a Euro 13 milioni (Euro 14 milioni nel 2006) che si riferiscono principalmente a servizi di ispezione dei metanodotti e a servizi di carattere contabile e amministrativo;

- servizi di telecomunicazione per Euro 11 milioni (Euro 13 milioni nel 2006), diminuiti grazie alla revisione annuale delle tariffe contrattuali;

- altri servizi per la rimanente parte, costituiti da servizi per il personale, energia elettrica e termica, assicurazioni, altri servizi connessi all'attività di comunicazione e di sorveglianza sui metanodotti.

I costi per godimento beni di terzi ammontano sia nel 2007 che nel 2006 ad Euro 11 milioni e sono composti prevalentemente da canoni per concessioni di servitù per Euro 5 milioni e locazioni di immobili ad uso ufficio e noleggi per Euro 6 milioni.

La voce altri oneri al 31 dicembre 2007 diminuisce di Euro 2 milioni rispetto all'esercizio precedente e è composta, prevalentemente, da imposte indirette e tasse per Euro 4 milioni (Euro 3 milioni nel 2006), minusvalenze da dismissione di impianti e macchinari per Euro 3 milioni (Euro 4 milioni nel 2006) ed imposte di consumo sul gas metano per Euro 3 milioni (Euro 4 milioni nel 2006).

Costo lavoro

Nella seguente tabella è dettagliata la voce Costo lavoro per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006.

	Esercizi chiusi al 31 dicembre						**Variazioni**			
(*milioni di Euro e percentuale sui ricavi della gestione caratteristica)*	**2008**		**2007**		**2006**		**2008 vs 2007**		**2007 vs 2006**	
Salari e stipendi	101	5,3%	97	5,4%	96	5,5%	4	4,1%	1	1,0%
Oneri sociali	30	1,6%	29	1,6%	30	1,7%	1	3,4%	(1)	-3,3%
Oneri netti per programmi a contributi e benefici definiti	9	0,5%	4	0,2%	10	0,6%	5	125,0%	(6)	-60,0%
Altri oneri	2	0,1%	4	0,2%	18	1,0%	(2)	-50,0%	(14)	-77,8%
A dedurre										
Incrementi per lavori interni	(37)	-1,9%	(35)	-2,0%	(34)	-1,9%	(2)	5,7%	(1)	2,9%
Costo lavoro	**105**	**5,5%**	**99**	**5,5%**	**120**	**6,8%**	**6**	**6,1%**	**(21)**	**-17,5%**

Il numero medio di dipendenti a ruolo del Gruppo Snam Rete Gas ripartito per categoria è il seguente:

	Esercizi chiusi al 31 dicembre		
(Unità)	**2008**	**2007**	**2006**
Dirigenti	64	63	65
Quadri	261	256	258
Impiegati	1.237	1.256	1.292
Operai	772	791	830
Totale	**2.334**	**2.366**	**2.445**

2008 vs 2007

La voce costo lavoro registra un incremento, in valore assoluto, di Euro 6 milioni, passando da Euro 99 milioni nel 2007 a Euro 105 milioni nel 2008, rimanendo costante in termini di incidenza sui ricavi della gestione caratteristica (5,5%). L'incremento, rispetto all'esercizio precedente, è principalmente dovuto all'iscrizione, nell'esercizio 2007, di proventi non ricorrenti connessi alle modifiche introdotte dalla Legge Finanziaria 2007 all'istituto del Trattamento di Fine Rapporto per Euro 5 milioni e iscritti nella voce oneri netti per programmi a contributi e benefici definiti.

La voce altri oneri (Euro 2 milioni nel 2008 ed Euro 4 milioni nel 2007) include gli oneri accessori, quali oneri sociali e TFR, che la Società ha previsto di sostenere sugli incentivi monetari differiti

assegnati ai dirigenti e i costi relativi ai piani di *stock option* e *stock grant* in applicazione dei piani di incentivazione dei dirigenti (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 17, Paragrafo 17.2).

2007 vs 2006

La voce costo lavoro registra una diminuzione in valore assoluto pari a Euro 21 milioni, passando da Euro 120 milioni nell'esercizio 2006 a Euro 99 milioni nell'esercizio 2007. L'incidenza sui ricavi della gestione caratteristica diminuisce da 6,8% a 5,5%.

La sensibile diminuzione rispetto all'esercizio precedente è dovuta principalmente ai seguenti due fenomeni:

- minori oneri di incentivazione all'esodo del personale dipendente registrati nell'esercizio 2007 (Euro 1 milione) rispetto all'anno precedente (Euro 16 milioni), iscritti nella voce altri oneri, e relativi per Euro 14 milioni ad oneri derivanti da un accordo sindacale che prevede l'uscita di circa 200 dipendenti nel quadriennio 2006-2009;
- iscrizione nell'esercizio 2007 di un provento non ricorrente pari a Euro 5 milioni relativo alla modifica dell'istituto del Trattamento di Fine Rapporto (TFR) a seguito dell'entrata in vigore delle disposizioni della Legge Finanziaria 2007, e iscritto nella voce proventi per programmi a contributi e benefici definiti.

Ammortamenti e svalutazioni

Nella seguente tabella è dettagliata la voce Ammortamenti e svalutazioni per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006.

	Esercizi chiusi al 31 dicembre						**Variazioni**			
(milioni di Euro e percentuale sui ricavi della gestione caratteristica)	**2008**		**2007**		**2006**		**2008 vs 2007**		**2007 vs 2006**	
Immobili, impianti e macchinari	461	24,2%	457	25,5%	445	25,3%	4	0,9%	12	3%
Attività immateriali	28	1,5%	32	1,8%	38	2,2%	(4)	(12,5)%	(6)	(16)%
Ammortamenti e svalutazioni	**489**	**25,7%**	**489**	**27,3%**	**483**	**27,4%**	**0**	**0,0%**	**6**	**1,2%**

2008 vs 2007

La voce ammortamenti e svalutazioni rimane costante nei due periodi, pari a Euro 489 milioni, diminuendo in termini di incidenza percentuale sui ricavi della gestione caratteristica da 27,3% a 25,7%.

In particolare, l'incremento degli ammortamenti relativi agli immobili, impianti e macchinari pari a Euro 4 milioni, dovuto all'entrata in esercizio di nuove infrastrutture di trasporto, è stato interamente compensato dai minori ammortamenti delle attività immateriali, relativi principalmente a software.

2007 vs 2006

La voce ammortamenti e svalutazioni si incrementa di Euro 6 milioni, passando da Euro 483 milioni nel 2006 (27,4% sui ricavi della gestione caratteristica) a Euro 489 milioni nel 2007 (27,3% sui ricavi della gestione caratteristica).

In particolare gli ammortamenti relativi agli immobili, impianti e macchinari registrano una variazione in aumento per Euro 12 milioni legata principalmente all'entrata in esercizio di nuove infrastrutture di trasporto, mentre gli ammortamenti relativi alle attività immateriali registrano una variazione negativa per Euro 6 milioni soprattutto con riferimento ai software.

Proventi finanziari

2008 vs 2007

I proventi finanziari, per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008, ammontano a Euro 2 milioni e si riferiscono a interessi attivi su crediti commerciali e altri crediti. La diminuzione rispetto all'esercizio precedente pari a Euro 9 milioni, è dovuta principalmente all'iscrizione nel corso dell'esercizio 2007 degli interessi maturati sul credito della Società verso la Regione Sicilia per le somme versate nel 2002 in relazione al tributo regionale sulla proprietà dei gasdotti, poi dichiarato illegittimo.

2007 vs 2006

I proventi finanziari aumentano di Euro 8 milioni, passando da Euro 3 milioni nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2006 a Euro 11 milioni per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2007. L'incremento è relativo all'iscrizione nel corso dell'esercizio 2007 degli interessi maturati sul credito della Società verso la Regione Sicilia per le somme versate nel 2002 in relazione al tributo regionale sulla proprietà dei gasdotti, poi dichiarato illegittimo.

Oneri finanziari

Nella seguente tabella sono dettagliati gli oneri finanziari per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006.

	Esercizi chiusi al 31 dicembre			**Variazioni**			
(milioni di Euro)	**2008**	**2007**	**2006**	**2008 vs 2007**		**2007 vs 2006**	
Interessi su passività finanziarie	276	240	165	36	15,0%	75	45,5%
Altri oneri finanziari	5	3	1	2	66,7%	2	200,0%
Incrementi per lavori interni	(26)	(18)	(14)	(8)	44,4%	(4)	28,6%
Oneri finanziari	**255**	**225**	**152**	**30**	**13,3%**	**73**	**48,0%**

2008 vs 2007

La voce oneri finanziari, composta quasi interamente da interessi passivi su finanziamenti ricevuti da Eni, al netto di quelli capitalizzati, si incrementa da Euro 225 milioni nel 2007 a Euro 255 milioni nel 2008. La variazione è attribuibile all'incremento dell'indebitamento medio del periodo e, in misura minore, all'incremento del costo medio dell'indebitamento.

2007 vs 2006

La voce oneri finanziari, composta quasi interamente da interessi passivi su finanziamenti ricevuti da Eni, al netto di quelli capitalizzati, si incrementa da Euro 152 milioni nel 2006 a Euro 225 milioni nel 2007. La variazione è attribuibile sia all'incremento dell'indebitamento medio del periodo sia all'incremento del costo medio dell'indebitamento.

Strumenti derivati

2008 vs 2007

La contabilizzazione degli effetti derivanti dagli strumenti derivati finanziari, che include gli effetti delle coperture sulle variazioni dei tassi di interesse, ha portato nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008 ad un provento netto pari a Euro 27 milioni e nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2007 pari a Euro 14 milioni. L'incremento deriva quasi interamente dall'andamento dei tassi di interesse.

2007 vs 2006

La contabilizzazione degli effetti derivanti dagli strumenti derivati finanziari, che include gli effetti delle coperture sulle variazioni dei tassi di interesse, ha portato nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2007 ad un provento netto pari a Euro 14 milioni e nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2006 ad un onere netto pari a Euro 19 milioni. L'andamento del saldo deriva quasi interamente dall'andamento dei tassi di interesse.

Imposte sul reddito

Nella seguente tabella è dettagliata la voce Imposte per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006.

	Esercizi chiusi al 31 dicembre			Variazioni			
(milioni di Euro)	**2008**	**2007**	**2006**	**2008 vs 2007**		**2007 vs 2006**	
Imposte correnti	291	397	354	(106)	-26,7%	43	12,1%
Imposte differite e (anticipate)	(25)	(169)	(59)	144	-85,2%	(110)	186,4%
Imposte	**266**	**228**	**295**	**38**	**16,7%**	**(67)**	**-22,7%**

2008 vs 2007

Le imposte sul reddito passano da Euro 228 milioni nel 2007 a Euro 266 milioni nel 2008, con una incidenza sull'utile ante imposte (*tax rate* effettivo) che si incrementa da 27,7% a 33,4%.

Il decremento in valore assoluto delle imposte correnti da Euro 397 milioni nel 2007 a Euro 291 milioni nel 2008 dipende in larga misura:

- dall'iscrizione nell'esercizio 2007 di imposte per Euro 32 milioni a fronte del provento per il rimborso da parte della Regione Sicilia del tributo regionale sulla proprietà dei gasdotti;
- dalla diminuzione delle aliquote fiscali introdotte dalla Legge Finanziaria 2008, applicabili per le imposte correnti a partire dall'esercizio 2008;
- per Euro 38 milioni, al rafforzamento del principio di derivazione del reddito fiscale dall'utile di bilancio, sia ai fini Ires, per effetto delle modifiche introdotte dalla Legge Finanziaria 2008 all'art. 83 TUIR per i soggetti che redigono il bilancio secondo i principi contabili internazionali, che ai fini Irap, per effetto delle modifiche introdotte dal D. Lgs. n. 446/1997.

Il decremento del saldo delle imposte anticipate nette, da un valore positivo di Euro 169 milioni nel 2007, a uno di Euro 25 milioni nel 2008, deriva, per Euro 98 milioni, dall'utilizzo nel corso del 2007

del fondo imposte differite esuberante a seguito dell'adeguamento alle minori aliquote fiscali introdotte dalla Legge Finanziaria 2008.

Conseguentemente si registra un incremento del *tax rate* effettivo correlato all'utilizzo, nel 2007, del fondo imposte differite esuberante, parzialmente compensato dalla diminuzione delle aliquote fiscali introdotte dalla Legge Finanziaria 2008.

2007 vs 2006

Le imposte sul reddito passano da Euro 295 milioni nel 2006 a Euro 228 milioni nel 2007, con una incidenza sull'utile ante imposte che si decrementa da 39,7% a 27,7%.

L'incremento in valore assoluto delle imposte correnti da Euro 354 milioni nel 2006 a Euro 397 milioni nel 2007 è spiegato principalmente dall'iscrizione nel 2007 delle imposte relative al provento derivante dal rimborso da parte della Regione Sicilia del tributo regionale sulla proprietà dei gasdotti per Euro 32 milioni.

L'incremento del saldo delle imposte anticipate nette, da un valore positivo di Euro 59 milioni nel 2006, a uno di Euro 169 milioni nel 2007, è principalmente dovuto all'iscrizione, nell'esercizio 2007, di un provento pari a Euro 98 milioni derivante dal rilascio, nel corso del 2007, del fondo imposte differite esuberante a seguito dell'adeguamento alle minori aliquote fiscali introdotte dalla Legge Finanziaria 2008.

Conseguentemente si registra un decremento del *tax rate* effettivo, che è sostanzialmente correlato al rilascio, nel 2007, del fondo imposte differite esuberante.

Eventi ed operazioni significative non ricorrenti

Di seguito si riportano, per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006, gli eventi ed operazioni significative non ricorrenti.

Anno 2008

Nel corso dell'esercizio 2008 non si sono manifestati eventi e operazioni significative non ricorrenti.

Anno 2007

Gli eventi e le operazioni significative non ricorrenti rilevate nel corso dell'esercizio 2007 hanno riguardato:

- l'iscrizione di un provento, pari a Euro 81 milioni, comprensivo di interessi per Euro 10 milioni, connesso al rimborso da parte della Regione Sicilia delle somme versate nel 2002 dalla Società alla Regione per la tassa sulla proprietà dei gasdotti, poi dichiarata illegittima;

- l'iscrizione di un provento pari a Euro 5 milioni relativo alla modifica dell'istituto del Trattamento di Fine Rapporto (TFR) a seguito dell'entrata in vigore delle disposizioni della Legge Finanziaria 2007;

- l'iscrizione di maggiori imposte per Euro 32 milioni a fronte del provento per il rimborso da parte della Regione Sicilia del tributo regionale sulla proprietà dei gasdotti.

Si segnala inoltre che, nel corso del 2007, è stato iscritto un provento, per Euro 98 milioni, derivante dal rilascio del fondo imposte differite esuberante a seguito dell'adeguamento alle minori aliquote fiscali introdotte dalla Legge Finanziaria 2008.

Anno 2006

Gli eventi e le operazioni significative non ricorrenti rilevati nel corso dell'esercizio 2006 hanno riguardato:

- l'iscrizione di un provento per Euro 19 milioni derivante dall'esito favorevole di un contenzioso verso terzi;
- l'iscrizione di un provento per Euro 1 milione connesso alla cessione di immobili, impianti e macchinari;
- l'iscrizione di oneri per l'incentivazione all'esodo del personale dipendente per un ammontare di Euro 14 milioni a seguito di un accordo sindacale sottoscritto dalla Società nell'esercizio 2006;
- l'iscrizione di un onere tributario per Euro 3 milioni a fronte degli eventi e delle operazioni non ricorrenti sopra descritte.

9.2.3 Conti economici relativi agli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006 di Stogit, riconducibile all'attività di stoccaggio

Nella seguente tabella sono evidenziati i conti economici relativi agli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006 di Stogit.

	Esercizi chiusi al 31 dicembre						**Variazioni**			
(milioni di Euro e percentuale sui ricavi della gestione caratteristica)	**2008**		**2007**		**2006**		**2008 vs 2007**		**2007 vs 2006**	
Ricavi della gestione caratteristica	304	100,0%	375	100,0%	363	100,0%	(71)	(18,9)%	12	3,3%
Altri ricavi e proventi	1	0,3%	1	0,3%	4	1,1%	0	0,0%	(3)	(75,0)%
Totale ricavi	305	100,3%	376	100,3%	367	101,1%	(71)	(18,9)%	9	2,5%
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(53)	(17,4)%	(44)	(11,7)%	(57)	(15,7)%	(9)	20,5%	13	(22,8)%
Costo lavoro	(15)	(4,9)%	(14)	(3,7)%	(16)	(4,4)%	(1)	7,1%	2	(12,5)%
Ammortamenti e svalutazioni	(64)	(21,1)%	(63)	(16,8)%	(68)	(18,7)%	(1)	1,6%	5	(7,4)%
Utile operativo	173	56,9%	255	68,0%	226	62,3%	(82)	(32,2)%	29	12,8%
Proventi finanziari	1	0,3%	2	0,5%	0	0,0%	(1)	(50,0)%	2	100%
Oneri finanziari	(49)	(16,1)%	(38)	(10,1)%	(24)	(6,6)%	(11)	28,9%	(14)	58,3%
Utile netto prima delle imposte	125	41,1%	219	58,4%	202	55,6%	(94)	(42,9)%	17	8,4%
Imposte sul reddito	(42)	(13,8)%	(71)	(18,9)%	(78)	(21,5)%	29	(40,8)%	7	(9,0)%
Utile netto	**83**	**27,3%**	**148**	**39,5%**	**124**	**34,2%**	**(65)**	**(43,9)%**	**24**	**19,4%**

Di seguito è commentata l'evoluzione registrata nelle principali voci di conto economico negli esercizi 2008, 2007 e 2006.

Ricavi della gestione caratteristica

Si fornisce, nella tabella seguente, la composizione della voce Ricavi della gestione caratteristica nel triennio analizzato.

	Esercizi chiusi al 31 dicembre						Variazioni			
(milioni di Euro e percentuale sui ricavi della gestione caratteristica)	**2008**		**2007**		**2006**		**2008 vs 2007**		**2007 vs 2006**	
Stoccaggio modulazione e minerario (*)	234	77,0%	245	65,3%	239	65,8%	(11)	(4,5)%	6	2,5%
Utilizzo fondo spese future	7	2,3%	-	0,0%	-	0,0%	7	na	0	na
Totale ricavi da modulazione	241	79,3%	245	65,3%	239	65,8%	(4)	(1,6)%	6	2,5%
Stoccaggio strategico	63	0,0%	61	0,0%	71	19,6%	2	0,0%	(10)	(14,1)%
Attività non regolata	-	-	-	-	4	1,1%	0	0,0%	(4)	(100,0)%
Vendita gas di produzione	-	-	1	0,3%	8	2,2%	(1)	(100,0)%	(7)	(87,5)%
Vendita gas	-	-	-	-	37	10,2%	-	-	(37)	(100)%
Utilizzo fondi rischi diversi	-	-	68	18,1%	4	1,1%	(68)	(100,0)%	64	100%
Ricavi della gestione caratteristica	**304**	**100,0%**	**375**	**100,0%**	**363**	**100,0%**	**(71)**	**(18,9)%**	**12**	**3,3%**

na: non applicable.

(*) Tale voce include ricavi per servizi effettuati a Snam Rete Gas per Euro 22 milioni nel 2008 e 2007 ed Euro 24 milioni nel 2006.

2008 vs 2007

I ricavi della gestione caratteristica registrano una diminuzione di Euro 71 milioni (-18,9%), passando da Euro 375 milioni nel 2007 a Euro 304 milioni nel 2008, per effetto, principalmente, dei seguenti fattori:

- utilizzo nel 2007 del fondo rischi diversi per Euro 68 milioni stanziato nel 2006 per penalità di superamento della portata massima giornaliera relative all'anno termico 2005-2006;
- diminuzione di Euro 11 milioni dei ricavi per stoccaggio di modulazione e minerario (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 6, Paragrafo 6.4) per effetto del calo dei corrispettivi variabili di movimentazione, parzialmente compensati dall'incremento delle tariffe di modulazione per l'anno termico 2008-2009. Come disciplinato dalla delibera 50/06 dell'AEEG, pubblicata in data 3 marzo 2006, che definisce i criteri per la determinazione delle tariffe di stoccaggio nel secondo periodo di regolazione (da aprile 2006 a marzo 2010), i ricavi dell'attività di stoccaggio si basano sia sulla remunerazione del capitale investito, con incentivo in particolare per gli investimenti per sviluppo di nuove capacità e potenziamenti di capacità esistenti, sia su corrispettivi variabili correlati ai costi, aggiornati annualmente dall'AEEG e applicati alla movimentazione nell'anno del gas di stoccaggio da parte degli *Shipper* oltre che alle eventuali giacenze presenti alla fine dell'anno termico. La ridotta movmentazione della disponibilità di gas è stata la motivazione principale dei minori ricavi di modulazione registrati nell'anno 2008 rispetto all'esercizio precedente.

Tali fattori sono stati parzialmente compensati:

- dall'incremento di Euro 2 milioni dei ricavi per stoccaggio strategico (stoccaggio destinato a sopperire situazioni di mancanza o riduzione degli approvvigionamenti o di crisi del sistema gas) principalmente derivante dall'adeguamento tariffario registrato nell'anno termico 2008-2009 e

- dall'utilizzo fondo spese future per Euro 7 milioni. Più precisamente, il sistema tariffario attualmente in vigore ed approvato dall'AEEG per l'anno termico 2008 – 2009, prevede l'attribuzione a Stogit di ricavi addizionali relativi a nuovi investimenti realizzati fino al 31 dicembre 2007, in parte (Euro 7 milioni) riconosciuti attraverso il rilascio del fondo spese future che, in assenza dei precitati nuovi investimenti, avrebbe dovuto essere versato all'AEEG.

2007 vs 2006

La voce Ricavi della gestione caratteristica registra un incremento di Euro 12 milioni (+3,3%), passando da Euro 363 milioni nel 2006 a Euro 375 milioni nel 2007, per effetto, principalmente, dei seguenti fattori:

- l'esercizio 2007 risulta influenzato dall'utilizzo del fondo rischi ed oneri futuri, pari a Euro 68 milioni stanziato nel bilancio chiuso al 31 dicembre 2006, relativo a penalità di superamento della portata massima giornaliera relative all'anno termico 2005-2006, come precedentemente indicato;

- incremento di Euro 6 milioni rispetto all'esercizio precedente dei ricavi per stoccaggio di modulazione e minerario che passano da Euro 239 milioni nel 2006 a Euro 245 milioni nel 2007. Tale aumento è principalmente dovuto ai ricavi relativi ai corrispettivi variabili legati alla movimentazione del gas, che si sono incrementati a seguito delle significative giacenze registrate a fine anno termico 2006 – 2007 e in virtù di rilevanti prelievi registrati nei mesi della fase di iniezione 2007. Si evidenzia infatti che, in base a quanto stabilito dalla regolamentazione, il corrispettivo variabile di stoccaggio è applicato alla movimentazione del gas e alla giacenza di gas in stoccaggio al termine dell'anno termico.

Tali fattori positivi sono stati parzialmente compensati:

- dalla riduzione dei ricavi dell'attività di stoccaggio strategico per Euro 10 milioni a causa, principalmente, del nuovo regime tariffario introdotto dalla Delibera n. 50/06 emanata dall'Autorità dell'Energia e del Gas che disciplina le tariffe di stoccaggio per il secondo periodo di regolazione (da aprile 2006 a marzo 2010), più penalizzanti per l'attività di stoccaggio strategico;

- dalla mancanza, nel 2007, di ricavi da attività non regolata, per Euro 4 milioni, presenti nel 2006 (servizio di contro flusso, modulazione aciclica, etc.). La delibera 50/06 ha limitato l'offerta dei servizi di stoccaggio alle sole attività regolate (relative allo stoccaggio di modulazione/minerario e strategico), impedendo lo svolgimento di talune attività non regolate, ammesse in precedenza;

- dalla mancanza, nel 2007, di ricavi relativi alla vendita di gas per Euro 37 milioni. Tale vendita, nel 2006, era relativa a circa 131 milioni di metri cubi di gas venduti sul mercato connessa con l'ottimizzazione del sistema di stoccaggi.

Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi

Nella seguente tabella è dettagliata la voce acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006.

	Esercizi chiusi al 31 dicembre						Variazioni			
(milioni di Euro e percentuale sui ricavi della gestione caratteristica)	2008		2007		2006		2008 vs 2007		2007 vs 2006	
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	6	2,0%	2	0,5%	3	0,8%	4	200,0%	(1)	(33,3)%
Costi per servizi	44	14,5%	44	11,7%	43	11,8%	-	-	1	2,3%
Variazione delle rimanenze di materie prime, materiali diversi di consumo e merci	1	0,3%	-	-	13	3,6%	1	100,0%	(13)	(100,0)%
Accantonamenti (utilizzi) netti fondi per rischi e oneri	1	0,3%	(6)	(1,6)%	(3)	(0,8)%	7	(116,7)%	(3)	100,0%
Altri oneri	1	0,3%	4	1,1%	1	0,3%	(3)	(75,0)%	3	300,0%
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	**53**	**17,4%**	**44**	**11,7%**	**57**	**15,7%**	**9**	**20,5%**	**(13)**	**(22,8)%**

La voce Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi è costituita prevalentemente da costi per servizi relativi per lo più a costi di costruzioni e manutenzioni, servizi ambientali e servizi diversi di carattere operativo, somministrazioni e consulenze professionali.

2008 vs 2007

Tale voce si è incrementata in valore assoluto di Euro 9 milioni (+20,5%), passando da Euro 44 milioni per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2007 a Euro 53 milioni per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008, ed è aumentata da 11,7% a 17,4% in termini di incidenza percentuale sui ricavi della gestione caratteristica. L'incremento, in valore, deriva principalmente dall'effetto del rilascio nell'esercizio 2007, del fondo rischi ed oneri per Euro 6 milioni, prevalentemente relativo agli oneri che si presume di sostenere al termine dell'attività per la chiusura mineraria, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti, rilasciato a seguito della revisione delle relative stime. L'incremento in termini relativi sui ricavi della gestione caratteristica è sostanzialmente correlato alla diminuzione dei ricavi stessi, così come commentato nel precedente paragrafo.

I costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci si sono incrementati da Euro 2 milioni a Euro 6 milioni per effetto principalmente dei maggiori costi di manutenzione impianti sostenuti rispetto all'esercizio precedente.

2007 vs 2006

La voce Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi è diminuita in valore assoluto di Euro 13 milioni (-22,8%), passando da Euro 57 milioni nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2006 a Euro 44 milioni per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2007, ed è diminuita da 15,7% a 11,7% in termini di incidenza percentuale sui ricavi della gestione caratteristica. Il decremento dipende principalmente dalla variazione delle scorte di gas registrata nell'anno precedente, pari a Euro 13 milioni, a seguito della vendita di gas nel corso dell'esercizio 2006.

Costo lavoro

Nella seguente tabella è dettagliata la voce costo lavoro per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006.

	Esercizi chiusi al 31 dicembre						Variazioni			
(milioni di Euro e percentuale sui ricavi della gestione caratteristica)	**2008**		**2007**		**2006**		**2008 vs 2007**		**2007 vs 2006**	
Salari e stipendi	14	4,6%	13	3,5%	12	3,3%	1	7,7%	1	8,3%
Oneri sociali	4	1,3%	4	1,1%	4	1,1%	-	-	-	-
Oneri netti per programmi a contributi e benefici definiti	1	0,3%	-	-	1	0,3%	1	100,0%	(1)	-100,0%
Comandati	1	0,3%	1	0,3%	1	0,3%	0	0,0%	0	0,0%
A dedurre										
Incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(5)	-1,6%	(4)	-1,1%	(2)	-0,6%	(1)	25,0%	(2)	100%
Costo lavoro	**15**	**4,9%**	**14**	**3,7%**	**16**	**4,4%**	**1**	**7,1%**	**(2)**	**-12,5%**

Il numero medio di dipendenti a ruolo di Stogit ripartito per categoria è il seguente:

	Esercizi chiusi al 31 dicembre		
(Unità)	**2008**	**2007**	**2006**
Dirigenti	4	3	3
Quadri	46	42	33
Impiegati	208	204	193
Operai	50	55	60
Totale	**308**	**304**	**289**

2008 vs 2007

La voce Costo lavoro rimane sostanzialmente costante nei due periodi, passando da Euro 14 milioni nel 2007 (3,7% sui ricavi della gestione caratteristica) a Euro 15 milioni nel 2008 (4,9% sui ricavi della gestione caratteristica).

2007 vs 2006

La voce Costo lavoro rimane sostanzialmente costante nei due periodi, passando da Euro 16 milioni nel 2006 (4,4% sui ricavi della gestione caratteristica) a Euro 14 milioni nel 2007 (3,7% sui ricavi della gestione caratteristica).

Ammortamenti e svalutazioni

Nella seguente tabella è dettagliata la voce Ammortamenti e svalutazioni per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006.

	Esercizi chiusi al 31 dicembre						Variazioni			
(milioni di Euro e percentuale sui ricavi della gestione caratteristica)	**2008**		**2007**		**2006**		**2008 vs 2007**		**2007 vs 2006**	
Immobili, impianti e macchinari	62	20,4%	61	16,3%	65	17,9%	1	1,6%	(4)	(6)%
Attività immateriali	2	0,7%	2	0,5%	3	0,8%	0	0,0%	(1)	(33)%
Ammortamenti e svalutazioni	**64**	**21,1%**	**63**	**16,8%**	**68**	**18,7%**	**1**	**1,6%**	**(5)**	**(7,4)%**

2008 vs 2007

La voce Ammortamenti e svalutazioni risulta sostanzialmente in linea nei due periodi, passando da Euro 63 milioni nel 2007 a Euro 64 milioni nel 2008. Per contro, registra un significativo incremento in termine di incidenza percentuale sui ricavi della gestione caratteristica da 16,8% a 21,1%, per effetto sostanzialmente della riduzione dei ricavi, già precedentemente descritta.

2007 vs 2006

La voce Ammortamenti e svalutazioni diminuisce di Euro 5 milioni, passando da Euro 68 milioni (18,7% sui ricavi della gestione caratteristica) nel 2006 a Euro 63 milioni (16,8% sui ricavi della gestione caratteristica) nel 2007. Il decremento è riconducibile principalmente al completamento del processo di ammortamento di alcune categorie di cespiti e alla revisione delle stime dei costi di abbandono e ripristino siti.

Oneri finanziari

Nella seguente tabella è dettagliata la voce Oneri finanziari per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006.

	Esercizi chiusi al 31 dicembre			**Variazioni**			
(milioni di Euro)	**2008**	**2007**	**2006**	**2008 vs 2007**		**2007 vs 2006**	
Interessi su finanziamenti Eni	41	26	16	15	57,7%	10	63%
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo	18	15	9	3	20,0%	6	67%
Differenze passive di cambio realizzate	1	-	-	1	100,0%	-	-
A dedurre							
Incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(11)	(3)	(1)	(8)	266,7%	(2)	200%
Oneri Finanziari	**49**	**38**	**24**	**11**	**28,9%**	**14**	**58,3%**

2008 vs 2007

La voce oneri finanziari aumenta di Euro 11 milioni, passando da Euro 38 milioni nel 2007 a Euro 49 milioni nel 2008. La fluttuazione è principalmente riconducibile ai seguenti fattori:

- incremento per Euro 7 milioni degli interessi sui finanziamenti ricevuti da Eni, al netto della quota capitalizzata, conseguente sia all'incremento dei tassi di interesse che dell'esposizione finanziaria; con accensione di un nuovo finanziamento pari a Euro 200 milioni nel corso dell'esercizio 2008;

- incremento per Euro 3 milioni degli oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo, relativi al fondo smantellamento e ripristino siti produttivi.

2007 vs 2006

La voce Oneri finanziari aumenta di Euro 14 milioni, passando da Euro 24 milioni nel 2006 a Euro 38 milioni nel 2007 principalmente per effetto dei seguenti motivi:

- incremento per Euro 8 milioni degli interessi sui finanziamenti ricevuti da Eni, al netto della quota capitalizzata, conseguente sia all'incremento dei tassi di interesse che dell'esposizione

finanziaria con accensione di due finanziamenti per un importo complessivo di Euro 400 milioni accesi nel corso del 2007;

- incremento per Euro 6 milioni degli oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo, relativi al fondo smantellamento e ripristino siti produttivi.

Imposte sul reddito

Nella seguente tabella è dettagliata la voce Imposte sul reddito per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006.

	Esercizi chiusi al 31 dicembre			**Variazioni**			
(milioni di Euro)	**2008**	**2007**	**2006**	**2008 vs 2007**		**2007 vs 2006**	
Imposte correnti	66	70	67	(4)	-5,7%	3	4,5%
Imposte differite e (anticipate)	(24)	1	11	(25)	-2.500%	(10)	-90,9%
Imposte	**42**	**71**	**78**	**(29)**	**-40,8%**	**(7)**	**-9,0%**

2008 vs 2007

Le imposte sul reddito passano da Euro 71 milioni nel 2007 a Euro 42 milioni nel 2008, con una incidenza sull'utile ante imposte (*tax rate* effettivo) che si incrementa da 32,42% a 33,87%.

La diminuzione, in valore assoluto, delle imposte sul reddito deriva essenzialmente dai seguenti fattori:

- minor utile ante imposte;
- diminuzione delle aliquote fiscali introdotte dalla Legge Finanziaria 2008;
- iscrizione, nel 2007, degli oneri relativi all'adesione degli accertamenti fiscali sugli esercizi 2001-2005, che hanno comportato un effetto netto tra imposte differite e correnti pari ad un onere di Euro 3 milioni;
- riduzione delle imposte differite nette di Euro 25 milioni dovuta principalmente agli ulteriori accantonamenti al fondo rischi e spese future relativi ai corrispettivi di bilanciamento fatturati nel 2008 e all'iscrizione, nel 2007, del provento non ricorrente, pari a Euro 14 milioni, derivante dalla rideterminazione della fiscalità differita a seguito dell'applicazione delle nuove aliquote introdotte dalla Legge Finanziaria 2008.

L'incremento del *tax rate* effettivo deriva principalmente dal rilascio del fondo imposte differite, nel 2007, parzialmente compensato dalla riduzione delle aliquote fiscali, applicabili per le imposte correnti a partire dall'esercizio 2008.

2007 vs 2006

Le imposte sul reddito passano da Euro 78 milioni nel 2006 a Euro 71 milioni nel 2007, con una incidenza sull'utile ante imposte che si decrementa da 38,61% a 32,42%.

La diminuzione in valore assoluto delle imposte sul reddito e del *tax rate* effettivo è spiegabile principalmente dall'iscrizione del provento pari a Euro 14 milioni derivanti dalla rideterminazione

della fiscalità differita a seguito dell'applicazione delle nuove aliquote introdotte dalla Legge Finanziaria 2008, in parte compensato dall'iscrizione, dell'onere pari a Euro 3 milioni relativo agli accertamenti fiscali sugli esercizi 2001-2005.

Eventi ed operazioni significative non ricorrenti

Di seguito si riportano, per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006, gli eventi ed operazioni significative non ricorrenti.

Anno 2008

Nel corso dell'esercizio 2008 non si sono manifestati eventi od operazioni significative non ricorrenti.

Anno 2007

Gli eventi e le operazioni significative non ricorrenti rilevate nel corso dell'esercizio 2007 hanno riguardato il rilascio del fondo spese e rischi futuri per Euro 68 milioni stanziato nel 2006 a seguito di penalità di superamento della portata massima giornaliera relative all'anno termico 2005 – 2006. L'effetto imposte su tale ammontare è pari a Euro 26 milioni.

Si segnala inoltre che, nel corso del 2007, è stato iscritto un provento, per Euro 14 milioni, derivante dal rilascio del fondo imposte differite esuberante a seguito dell'adeguamento alle minori aliquote fiscali introdotte dalla Legge Finanziaria 2008.

Anno 2006

Nel corso dell'esercizio 2006 non si sono manifestati eventi od operazioni significative non ricorrenti.

9.2.4 Conti economici relativi agli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006 del Gruppo Italgas, riconducibile all'attività di distribuzione

Nella seguente tabella sono evidenziati i conti economici relativi agli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006 del Gruppo Italgas.

	Esercizi chiusi al 31 dicembre						Variazioni			
(milioni di Euro e percentuale sui ricavi della gestione caratteristica)	**2008**		**2007**		**2006**		**2008 vs 2007**		**2007 vs 2006**	
Ricavi della gestione caratteristica	781	100,0%	867	100,0%	959	100,0%	(86)	(9,9)%	(92)	(9,6)%
Altri ricavi e proventi	71	9,1%	44	5,1%	36	3,8%	27	61,4%	8	22,2%
Totale ricavi	852	109,1%	911	105,1%	995	103,8%	(59)	(6,5)%	(84)	(8,4)%
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(254)	(32,5)%	(334)	(38,5)%	(443)	(46,2)%	80	(24,0)%	109	(24,6)%
Costo lavoro	(137)	(17,5)%	(151)	(17,4)%	(162)	(16,9)%	14	(9,3)%	11	(6,8)%
Ammortamenti e svalutazioni	(138)	(17,7)%	(130)	(15,0)%	(139)	(14,5)%	(8)	6,2%	9	(6,5)%
Utile operativo	323	41,4%	296	34,1%	251	26,2%	27	9,1%	45	17,9%
Proventi finanziari	10	1,3%	10	1,2%	8	0,8%	-	0,0%	2	25,0%
Oneri finanziari	(50)	(6,4)%	(19)	(2,2)%	(12)	(1,3)%	(31)	163,2%	(7)	58,3%
Proventi e (oneri) finanziari	(40)	(5,1)%	(9)	(1,0)%	(4)	(0,4)%	(31)	344,4%	(5)	125,0%
Proventi su partecipazioni	29	3,7%	74	8,5%	42	4,4%	(45)	(60,8)%	32	76,2%
Oneri su partecipazioni	-	0,0%	(8)	(0,9)%	-	0,0%	8	(100,0)%	(8)	na
Proventi e (oneri) su partecipazioni	29	3,7%	66	7,6%	42	4,4%	(37)	(56,1)%	24	57,1%
Utile netto prima delle imposte	312	39,9%	353	40,7%	289	30,1%	(41)	(11,6)%	64	22,1%
Imposte sul reddito	(81)	(10,4)%	(47)	(5,4)%	(124)	(12,9)%	(34)	72,3%	77	(62,1)%
Utile netto	**231**	**29,6%**	**306**	**35,3%**	**165**	**17,2%**	**(75)**	**(24,5)%**	**141**	**85,5%**

na: non applicabile.

Ricavi della gestione caratteristica

Si fornisce, nella tabella seguente, la composizione della voce Ricavi della gestione caratteristica per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006.

	Esercizi chiusi al 31 dicembre						Variazioni			
(milioni di Euro e percentuale sui ricavi della gestione caratteristica)	**2008**		**2007**		**2006**		**2008 vs 2007**		**2007 vs 2006**	
Vettoriamento gas naturale	706	90,4%	703	81,1%	683	71,2%	3	0,4%	20	2,9%
Vendita gas	-	-	77	8,9%	188	19,6%	(77)	(100)%	(111)	(59,0)%
Vendita Acqua	47	6,0%	48	5,5%	41	4,3%	(1)	(2,1)%	7	17,1%
Vendita materiali	3	0,4%	5	0,6%	5	0,5%	(2)	(40,0)%	0	0,0%
Assistenza tecnica, ingegneristica, informatica e prestazioni varie	24	3,1%	32	3,7%	42	4,4%	(8)	(25,0)%	(10)	(23,8)%
Variazione dei lavori in corso di esecuzione	1	0,1%	2	0,2%	-	-	(1)	(50,0)%	2	na
Ricavi della gestione caratteristica	**781**	**100,0%**	**867**	**100,0%**	**959**	**100,0%**	**(86)**	**(9,9)%**	**(92)**	**(9,6)%**

2008 vs 2007

I ricavi della gestione caratteristica registrano un decremento di Euro 86 milioni rispetto all'esercizio precedente passando da Euro 867 milioni nel 2007 a Euro 781 milioni nel 2008 (-9,9%).

Tale riduzione è principalmente dovuta al venir meno dei ricavi per vendita gas a seguito della cessione, avvenuta nel mese di marzo 2007, della partecipazione totalitaria in Napoletanagas Clienti

S.p.A., e, in misura minore, alla riduzione dei ricavi derivanti dall'assistenza tecnica, ingegneristica, informatica e prestazioni varie, a seguito della diminuzione delle prestazioni di carattere informatico e tecnico rese a terzi. Tali fattori sono stati parzialmente compensati dall'incremento dei ricavi relativi al vettoriamento del gas naturale che si incrementano di Euro 3 milioni per effetto dell'aumento dei volumi di gas vettoriato (7.112 milioni di metri cubi nel 2007 e 7.276 milioni di metri cubi nel 2008).

Non si registrano particolari fluttuazioni per i ricavi derivanti dalla vendita di acqua.

2007 vs 2006

I ricavi della gestione caratteristica diminuiscono di Euro 92 milioni (-9,6%) passando da Euro 959 milioni nel 2006 a Euro 867 milioni nel 2007, principalmente a seguito della cessione di Napoletanagas Clienti S.p.A. nel mese di marzo 2007, società attiva nella vendita di gas e, in misura minore, a seguito della riduzione delle prestazioni di carattere informatico e tecnico rese a terzi nel periodo in esame.

Tali effetti sono stati in parte mitigati dall'incremento dei ricavi per vettoriamento per Euro 20 milioni, passati da Euro 683 milioni nel 2006 a Euro 703 milioni nel 2007. L'incremento di tale voce di ricavo deriva dalle variazioni e dai conguagli tariffari, che hanno comportato maggiori ricavi nel 2007 pari a Euro 42 milioni, in parte compensati dalla riduzione dei volumi di gas vettoriali (7.347 milioni di metri cubi nel 2006 e 7.112 milioni di metri cubi nel 2007) che hanno comportato una riduzione dei ricavi per Euro 22 milioni. Il sopra citato conguaglio tariffario è connesso alla delibera 125/07 dell'AEEG del 4 giugno 2007, che ha modificato le tariffe con effetto dal 1 ottobre 2005.

Infine, i ricavi per la vendita di acqua registrano un aumento pari a Euro 7 milioni, passando da Euro 41 milioni nel 2006 a Euro 48 milioni nel 2007, dovuto sostanzialmente ai maggior volumi di acqua distribuita nel 2007 rispetto all'esercizio precedente.

Altri ricavi e proventi

Nella seguente tabella è dettagliata la voce Altri ricavi e proventi per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006.

	Esercizi chiusi al 31 dicembre						**Variazioni**			
(milioni di Euro e percentuale sui ricavi della gestione caratteristica)	**2008**		**2007**		**2006**		**2008 vs 2007**		**2007 vs 2006**	
Plusvalenza da alienazione cespiti e rami d'azienda	-	-	6	0,7%	2	0,2%	(6)	(100,0)%	4	200,0%
Proventi da titoli di efficienza energetica	36	4,6%	6	0,7%	3	0,3%	30	500,0%	3	100,0%
Rimborsi da terzi e risarcimenti assicurativi	8	1,0%	3	0,3%	5	0,5%	5	166,7%	(2)	(40,0)%
Risarcimenti per recuperi tariffari acqua	8	1,0%	6	0,7%	5	0,5%	2	33,3%	1	20,0%
Altri ricavi e proventi relativi a rapporti commerciali	8	1,0%	9	1,0%	10	1,0%	(1)	(11,1)%	(1)	(10,0)%
Proventi da investimenti immobiliari	6	0,8%	6	0,7%	6	0,6%	-	-	-	-
Altro	5	0,6%	8	0,9%	5	0,5%	(3)	(37,5)%	3	60,0%
Altri ricavi e proventi	**71**	**9,1%**	**44**	**5,1%**	**36**	**3,8%**	**27**	**61,4%**	**8**	**22,2%**

2008 vs 2007

La voce Altri ricavi e proventi si incrementa di Euro 27 milioni, passando da Euro 44 milioni nel 2007 a Euro 71 milioni nel 2008 (+ 61,4%). Tale variazione è legata sostanzialmente all'aumento dei proventi derivanti da Titoli di efficienza energetica che registrano un incremento da Euro 6 milioni a Euro 36 milioni[27] a causa dell'acquisto in eccesso degli stessi Titoli nel corso dell'esercizio. Il sopracitato effetto è parzialmente compensato dalla riduzione delle plusvalenze da alienazione cespiti e rami d'azienda per Euro 6 milioni a seguito della registrazione nel 2007 della plusvalenza connessa al trasferimento dei comuni toscani alla società Toscana Energia.

2007 vs 2006

La voce Altri ricavi e proventi si incrementa di Euro 8 milioni, passando da Euro 36 milioni nel 2006 a Euro 44 milioni nel 2007.

Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi

Nella seguente tabella è dettagliata la voce Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006.

	Esercizi chiusi al 31 dicembre						**Variazioni**			
(milioni di Euro e percentuale sui ricavi della gestione caratteristica)	**2008**		**2007**		**2006**		**2008 vs 2007**		**2007 vs 2006**	
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	41	5,3%	98	11,3%	192	20,0%	(57)	(58,2)%	(94)	(49,0)%
Costi per servizi	97	12,4%	121	14,0%	140	14,6%	(24)	(19,8)%	(19)	(13,6)%
Costi per godimento beni di terzi	52	6,7%	53	6,1%	54	5,6%	(1)	(1,9)%	(1)	(1,9)%
Oneri diversi di gestione	50	6,4%	36	4,2%	32	3,3%	14	38,9%	4	12,5%
Accantonamento fondo svalutazione crediti	-	-	11	1,3%	1	0,1%	(11)	(100,0)%	10	1000,0%
Variazione fondo rischi e spese future	14	1,8%	15	1,7%	24	2,5%	(1)	(6,7)%	(9)	(37,5)%
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	**254**	**32,5%**	**334**	**38,5%**	**443**	**46,2%**	**(80)**	**(24,0)%**	**(109)**	**(24,6)%**

2008 vs 2007

La voce acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi registra un decremento, in valore assoluto, di Euro 80 milioni (-24,0%), passando da Euro 334 milioni per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2007 a Euro 254 milioni per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008 con una diminuzione di 6 punti

[27] Con riferimento a tale aspetto, il D. Lgs. 164 del 23 maggio 2000 ha previsto che le aziende distributrici di gas naturale perseguano obiettivi di riduzione dei consumi e di risparmio energetico da conseguire attraverso processi di incremento di efficienza energetica e che, a fronte dei risultati ottenuti siano loro riconosciuti i cosiddetti Titoli di Efficienza Energetica (istituiti con i DD.MM. 20 luglio 2004). Il raggiungimento degli obiettivi di incremento di efficienza energetica può avvenire oltre che attraverso la realizzazione di progetti di efficienza energetica, anche acquistando i Titoli di Efficienza Energetica da altri soggetti. Una volta raggiungo l'obiettivo di efficienza energetica, l'annullamento dei Titoli di Efficienza Energetica in eccesso genera un rimborso da parte della Cassa Conguaglio del Settore elettrico sulla base di appositi fondi costituti attraverso l'incremento della tariffa di distribuzione.

percentuali in termini di incidenza sui ricavi della gestione caratteristica. Tale andamento deriva sostanzialmente dall'effetto combinato dei seguenti fattori:

- riduzione dei costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci per Euro 57 milioni, a seguito, principalmente, della cessione di Napoletanagas Clienti S.p.A., nel mese di marzo 2007. L'effetto della cessione è stato solo in parte compensato dall'incremento dei costi di acquisto relativi ai materiali per intervento sulla rete di distribuzione;

- riduzione dei costi per servizi per Euro 24 milioni, con riferimento principalmente alle manutenzioni, degli impianti, alle lavorazioni esterne e alle progettazioni, ai servizi elettronico contabili, nonché ai lavori per conto della regione Campania, questi ultimi diminuiti a seguito delle minori richieste di interventi da parte della regione stessa sugli acquedotti regionali;

- riduzione degli accantonamenti al fondo svalutazione crediti per Euro 11 milioni.

Per contro gli oneri diversi di gestione hanno registrato un incremento, pari a Euro 14 milioni, dovuto essenzialmente al maggior acquisto di Titoli di efficienza necessari per raggiungere obiettivi di efficienza assegnati al Gruppo Italgas.

I costi per godimento beni di terzi, costituiti da canoni per brevetti e concessioni, e locazioni e noleggi diversi e gli accantonamenti al fondo rischi e spese future relativi a oneri ambientali e procedimenti giudiziali in corso, non registrano variazioni di rilievo nei periodi in esame.

La diminuzione dell'incidenza percentuale degli acquisti, costi per servizi e costi diversi sui ricavi della gestione caratteristica deriva sostanzialmente dall'uscita dall'area di consolidamento della partecipazione in Napoletanagas Clienti S.p.A., società il cui conto economico, data la tipologia di attività svolta (vendita di gas), presenta un'incidenza percentuale di suddetti costi significativamente superiore rispetto alle altre società del Gruppo Italgas.

2007 vs 2006

La voce Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi si è decrementata in valore assoluto di Euro 109 milioni (-24,6%), passando da Euro 443 milioni nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2006 a Euro 334 milioni per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2007, ed è diminuita da 46,2% a 38,5% in termini di incidenza percentuale sui ricavi della gestione caratteristica, principalmente per gli effetti della cessione di Napoletanagas Clienti S.p.A., avvenuta nel mese di marzo 2007.

Il decremento della voce costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci da Euro 192 milioni a Euro 98 milioni è legato alla suddetta cessione. Il decremento della voce costi per servizi, da Euro 140 milioni a Euro 121 milioni è imputabile per circa Euro 11 milioni alla cessione stessa e per la restante parte ai minori interventi sulle opere acquedottistiche regionali effettuati nel corso del 2007 in nome e per conto della regione Campania.

I costi per godimento beni di terzi e gli oneri diversi di gestione non registrano significative variazioni nei periodi in esame.

Costo lavoro

Nella seguente tabella è dettagliata la voce costo lavoro per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006.

	Esercizi chiusi al 31 dicembre						Variazioni			
(milioni di Euro e percentuale sui ricavi della gestione caratteristica)	**2008**		**2007**		**2006**		**2008 vs 2007**		**2007 vs 2006**	
Salari e stipendi	151	19,3%	156	18,0%	151	15,7%	(5)	(3,2)%	5	3,3%
Oneri sociali	47	6,0%	47	5,4%	48	5,0%	-	-	(1)	(2,1)%
Oneri netti per programmi a contibuti e benefici definiti	17	2,2%	3	0,3%	12	1,3%	14	466,7%	(9)	(75,0)%
Personale in comando	4	0,5%	3	0,3%	4	0,4%	1	33,3%	(1)	(25,0)%
Altri costi	14	1,8%	27	3,1%	15	1,6%	(13)	(48,1)%	12	80,0%
A dedurre										
Proventi relativi al personale	(7)	(0,9)%	(10)	(1,2)%	(4)	(0,4)%	3	(30,0)%	(6)	150,0%
Incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(89)	(11,4)%	(75)	(8,7)%	(64)	(6,7)%	(14)	18,7%	(11)	17,2%
Costo lavoro	**137**	**17,5%**	**151**	**17,4%**	**162**	**16,9%**	**(14)**	**(9,3)%**	**(11)**	**(6,8)%**

Il numero medio di dipendenti a ruolo del Gruppo Italgas ripartito per categoria è il seguente:

	Esercizi chiusi al 31 dicembre		
(Unità)	**2008**	**2007**	**2006**
Dirigenti	43	40	50
Quadri	151	166	179
Impiegati	1.964	2.214	2.442
Operai	1.554	1.706	1.753
Totale	**3.712**	**4.126**	**4.424**

2008 vs 2007

Il costo lavoro diminuisce in valore assoluto, per Euro 14 milioni, passando da Euro 151 milioni nel 2007 a Euro 137 milioni nel 2008, rimanendo sostanzialmente costante in termini di incidenza sui ricavi della gestione caratteristica passando (17,5% nel 2008 e 17,4% nel 2007).

Il costo lavoro, per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008, beneficia in parte della diminuzione del numero del personale dipendente, e in parte del maggior impiego dello stesso nelle attività di investimento, effetti quasi interamente compensati dall'incremento delle ore straordinarie lavorate e dagli incrementi salariali registrati nel corso del 2008. Inoltre, nell'esercizio 2007 erano stati iscritti i) maggiori oneri per esodi agevolati e di mobilità del lavoro per Euro 12 milioni e ii) il provento non ricorrente pari a Euro 7 milioni connesso alla modifica dell'istituto del Trattamento di Fine Rapporto (TFR).

2007 vs 2006

Il costo lavoro diminuisce di Euro 11 milioni passando da Euro 162 milioni nel 2006 a Euro 151 milioni nel 2007 e aumenta in termini di incidenza sui ricavi della gestione caratteristica dal 16,9% al 17,4%.

Il decremento del valore assoluto deriva dagli effetti combinati dei seguenti fattori:

- riduzione del personale dipendente, legato sia alla cessione di NapoletenaGas Clienti S.p.A. nel marzo 2007, sia alla riduzione del numero medio delle persone in servizio;
- incremento dell'impiego di personale in attività di investimento che ha comportato un incremento dei costi capitalizzati nel 2007 rispetto al 2006 per Euro 11 milioni;
- iscrizione nel 2007 di maggiori costi per Euro 12 milioni, tra gli Altri costi, connessi ai piani di incentivazione all'esodo e ai piani di mobilità del lavoro;
- iscrizione nel 2007 di un provento pari a Euro 7 milioni derivante dalla modifica dell'istituto del Trattamento di Fine Rapporto (TFR) a seguito dell'entrata in vigore delle disposizioni della Legge Finanziaria 2007.

Con riferimento all'incidenza percentuale del costo lavoro sui ricavi della gestione caratteristica, si segnala che l'incremento della stessa è legata in larga misura dalla cessione di NapoletenaGas Clienti S.p.A., i cui conti economici presentano una incidenza del costo lavoro significativamente inferiore rispetto a quella delle altre società del Gruppo Italgas.

Ammortamenti e svalutazioni

Nella seguente tabella è dettagliata la voce ammortamenti e svalutazioni per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006.

	Esercizi chiusi al 31 dicembre						**Variazioni**			
(milioni di Euro e percentuale sui ricavi della gestione caratteristica)	**2008**		**2007**		**2006**		**2008 vs 2007**		**2007 vs 2006**	
Immobili, impianti e macchinari	124	15,9%	117	13,5%	127	13,2%	7	6,0%	(10)	7,9%
Attività immateriali	19	2,4%	18	2,1%	17	1,8%	1	5,6%	1	5,9%
A dedurre										
Incremento di immobilizzazioni per lavori interni	(5)	(0,6)%	(5)	(0,6)%	(5)	(0,5)%	-	-	-	-
Ammortamenti e svalutazioni	**138**	**17,7%**	**130**	**15,0%**	**139**	**14,5%**	**8**	**6,2%**	**(9)**	**(6,5)%**

2008 vs 2007

La voce Ammortamenti e svalutazioni si incrementa da Euro 130 milioni a Euro 138 milioni, con riferimento principalmente agli ammortamenti degli Immobili, impianti e macchinari.

Tale andamento deriva principalmente dalla riduzione della vita utile dei misuratori gas passata da 25 a 20 anni per effetto del potenziamento, nel corso del 2008, del piano di sostituzione dei contatori aventi più di 20 anni, il cui completamento è previsto entro il 2011.

2007 vs 2006

La voce Ammortamenti e svalutazioni diminuisce di Euro 9 milioni, passando da Euro 139 milioni nel 2006 a Euro 130 milioni nel 2007, per effetto principalmente del completamento del processo di ammortamento di alcune categorie di cespiti.

Proventi finanziari

I proventi finanziari, pari a Euro 8 milioni nel 2006, Euro 10 milioni nel 2007 ed Euro 10 milioni nel 2008 includono prevalentemente i proventi derivanti dall'attualizzazione dei fondi per oneri e spese future e risultano sostanzialmente in linea nei tre esercizi.

Oneri finanziari

Gli oneri finanziari, pari a Euro 12 milioni nel 2006, Euro 19 milioni nel 2007 ed Euro 50 milioni nel 2008 si riferiscono quasi interamente agli interessi dovuti sui finanziamenti erogati da Eni. L'incremento del saldo, nei tre esercizi, è riconducibile all'aumento dell'indebitamento medio dei periodi e in misura minore, all'incremento dei tassi di interesse di mercato.

Proventi e (oneri) su partecipazioni

2008 vs 2007

La voce si decrementa da Euro 66 milioni nel 2007 a Euro 29 milioni nel 2008, principalmente per effetto dell'iscrizione, nel 2007, della plusvalenza derivante dalla cessione di Napoletanagas Clienti S.p.A. pari a Euro 54 milioni. Tale effetto è stato in parte compensato dal miglioramento dei risultati di Toscana Energia S.p.A. e AES S.p.A. nel 2008.

2007 vs 2006

La voce si incrementa da Euro 42 milioni nel 2006 a Euro 66 milioni nel 2007. L'incremento è principalmente dovuto all'iscrizione della plusvalenza per Euro 54 milioni registrata a seguito della cessione avvenuta nel corso del 2007 della partecipazione totalitaria della società Napoletanagas Clienti S.p.A. Tale effetto è parzialmente compensato dai minori proventi da partecipazioni registrati nel 2007 per effetto del peggioramento dei risultati delle società collegate.

Si rileva inoltre che l'esercizio 2006 accoglie, principalmente, la plusvalenza iscritta a seguito della cessione nel corso del medesimo esercizio della partecipazione di Fiorentina Gas S.p.A. per Euro 13 milioni.

Imposte

Nella seguente tabella è dettagliata la voce imposte per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006.

	Esercizi chiusi al 31 dicembre			Variazioni			
(milioni di Euro)	**2008**	**2007**	**2006**	**2008 vs 2007**		**2007 vs 2006**	
Imposte correnti	135	167	152	(32)	(19,2)%	15	9,9%
Imposte differite e (anticipate)	(54)	(120)	(28)	66	(55,0)%	(92)	328,6%
Imposte	**81**	**47**	**124**	**34**	**72,3%**	**(77)**	**(62,1)%**

2008 vs 2007

Le imposte sul reddito si incrementano da Euro 47 milioni nel 2007 a Euro 81 milioni nel 2008, con una incidenza sull'utile ante imposte (*tax rate* effettivo) cha passa da 13,3% a 26,0%.

La diminuzione, in valore assoluto, delle imposte correnti, da Euro 167 milioni a Euro 135 milioni, è legata sostanzialmente alla riduzione delle aliquote fiscali introdotte dalla Finanziaria 2008.

La diminuzione, in valore assoluto, delle imposte anticipate nette, da un saldo positivo di Euro 120 milioni nel 2007 a uno di Euro 54 milioni nel 2008, è dovuto, per Euro 92 milioni, all'iscrizione, nel 2007, del rilascio del fondo imposte differite risultante in eccesso a seguito dell'adeguamento alle minori aliquote introdotte dalla Finanziaria 2008.

L'incremento del *tax rate* effettivo deriva dalla mancanza, nel 2008, del rilascio del fondo imposte differite, in parte compensata dalla riduzione delle aliquote applicabili dal 2008 alle imposte correnti.

2007 vs 2006

Le imposte sul reddito registrano una diminuzione in valore assoluto da Euro 124 milioni nel 2006 a Euro 47 milioni nel 2007, e in termini di incidenza sull'utile ante imposte da 42,9% a 13,3%. Tale andamento è in gran parte determinato dal rilascio a conto economico per Euro 92 milioni, nel 2007, del fondo imposte differite risultante in eccesso a seguito dell'applicazione delle nuove aliquote fiscali stabilite dalla Legge Finanziaria 2008.

Eventi ed operazioni significative non ricorrenti

Di seguito si riportano, per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006, gli eventi ed operazioni significative non ricorrenti.

Anno 2008

Gli eventi e le operazioni significative non ricorrenti rilevate nel corso dell'esercizio 2008 hanno riguardato l'iscrizione di oneri per l'incentivazione all'esodo del personale dipendente per un ammontare di Euro 11 milioni.

Conseguentemente, gli effetti fiscali connessi con la precitata operazione non ricorrente ammontano a Euro 3 milioni.

Anno 2007

Gli eventi e le operazioni significative non ricorrenti rilevati nel corso dell'esercizio 2007 hanno riguardato:

- la cessione della partecipazione totalitaria in Napoletanagas Clienti S.p.A. ad Eni, che ha generato una plusvalenza pari a Euro 54 milioni;
- proventi per Euro 7 milioni relativo alla modifica dell'istituto del Trattamento di Fine Rapporto (TFR) a seguito dell'entrata in vigore delle disposizioni della Legge finanziaria 2007;
- l'effetto imposte sulle operazioni non ricorrenti sopra descritte pari a Euro 1 milione.

Si segnale, inoltre, che nell'esercizio 2007 sono stati iscritti:

- proventi per Euro 92 milioni, derivati dal rilascio della parte del fondo imposte differite risultante in eccesso a seguito della riduzione delle aliquote d'imposta introdotta dalla Legge finanziaria 2008;
- oneri per Euro 23 milioni connessi agli incentivi all'esodo e al piano di mobilità lavoro e relativo effetto imposte pari a Euro 6 milioni.

Anno 2006

Gli eventi e le operazioni significative non ricorrenti rilevate nel corso dell'esercizio 2008 hanno riguardato l'iscrizione di oneri per l'incentivazione all'esodo del personale dipendente per un ammontare di Euro 11 milioni.

Conseguentemente, gli effetti fiscali connessi con la precitata operazione non ricorrente ammontano a Euro 4 milioni.

10. RISORSE FINANZIARIE

Nel presente Capitolo sono fornite le analisi dell'andamento finanziario del Nuovo Gruppo Snam Rete Gas relativi agli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006. Le informazioni finanziarie, i dati economici e le analisi riportate nel presente Capitolo sono stati estratti dai bilanci aggregati del Nuovo Gruppo Snam Rete Gas per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006, predisposti in conformità agli IFRS adottati dall'Unione Europea, approvati dal Consiglio di Amministrazione dell'Emittente in data 23 marzo 2009, ed assoggettati a revisione contabile da parte della Società di Revisione (cfr. Capitolo 20, Paragrafo 20.1.1).

10.1 Risorse finanziarie

10.1.1 Indebitamento finanziario netto

Al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006, l'indebitamento finanziario netto del Nuovo Gruppo Snam Rete Gas risulta composto come segue:

		Al 31 dicembre					
		2008		2007		2006	
(milioni di Euro)			di cui verso parti correlate		di cui verso parti correlate		di cui verso parti correlate
A.	Disponibilità liquide	(64)	(34)	(128)	(49)	(118)	(33)
B.	Altre disponibilità liquide	-	--	-	-	-	-
C.	Titoli detenuti per la negoziazione	(2)	(2)	(2)	(2)	(4)	(2)
D.	Liquidità (A)+(B)+(C)	(66)	(36)	(130)	(51)	(122)	(35)
E.	Crediti finanziari	(1)	-	(1)	(1)	(1)	(1)
F.	Debiti bancari correnti	-	-	-	-	-	-
G.	Parte corrente dei finanziamenti a medio-lungo termine	222	222	223	222	552	538
H.	Altri debiti finanziari correnti	1.818	1.818	1.984	1.984	1.221	1.221
I.	Debiti e altre passività finanziarie correnti (F)+(G)+(H)	2.040	2.040	2.207	2.206	1.773	1.759
J.	Indebitamento finanziario corrente netto (D)+(E)+(I)	1.973	2.004	2.076	2.154	1.650	1.723
K.	Parte non corrente dei finanziamenti a medio-lungo termine	6.336	6.335	5.437	5.436	4.245	4.242
L.	Obbligazioni emesse	-	-	-	-	-	-
M.	Altri debiti non correnti	-	-	-	-	-	-
N.	Debiti ed altre passività finanziarie non correnti (K)+(L)+(M)	6.336	6.335	5.437	5.436	4.245	4.242
O.	Indebitamento finanziario netto (J)+(N)	8.309	8.339	7.513	7.590	5.895	5.965

Di seguito viene riportata la descrizione di dettaglio relativamente alle principali voci che compongono l'indebitamento finanziario netto.

A. Disponibilità liquide

Le disponibilità liquide si riferiscono a depositi presso istituti di credito e conti correnti postali, nonché presso società finanziarie dell'Eni.

C. Titoli detenuti per la negoziazione

Tale voce include al 31 dicembre 2008 e 2007 solo obbligazioni emesse dall'Eni, con scadenza nel 2013. Solo al 31 dicembre 2006, include anche altre obbligazioni emesse da istituti di credito.

G. e K Parte corrente e non corrente dei finanziamenti a medio-lungo termine

Di seguito si riporta il dettaglio dei finanziamenti a medio-lungo termine al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006:

		Al 31 dicembre					
		2008		2007		2006	
	(milioni di Euro)		di cui verso parti correlate		di cui verso parti correlate		di cui verso parti correlate
	Parte corrente dei finanziamenti a medio-lungo termine con Eni (1)	221	221	221	221	534	534
	Parte corrente del finanziamento a medio-lungo termine con istituti di credito	-	-	1	-	14	-
	Parte corrente dei *leasing* finanziari con Sofid S.p.A.	1	1	1	1	4	4
G.	Parte corrente dei finanziamenti a medio-lungo termine	222	222	223	222	552	538
	Parte non corrente dei finanziamenti a medio-lungo termine con Eni (1)	6.335	6.335	5.435	5.435	4.235	4.235
	Parte corrente del finanziamento a medio-lungo termine con istituti di credito	-	-	-	-	1	-
	Parte non corrente dei *leasing* finanziari con Sofid S.p.A.	-		1	1	7	7
	Parte non corrente dei finanziamenti a medio-lungo termine con Regione Lombardia	1		1		2	
K.	Parte non corrente dei finanziamenti a medio-lungo termine	6.336	6.335	5.437	5.436	4.245	4.242
	Totale finanziamenti a medio termine	**6.558**	**6.557**	**5.660**	**5.658**	**4.797**	**4.780**

(1) Si segnala che al 31 dicembre 2006 i debiti finanziari che sono indicati in tabella come debiti verso Eni, erano dovuti a Enifin S.p.A., società finanziaria del Gruppo Eni, fusa per incorporazione in Eni con efficacia dal 1 gennaio 2007. Fa eccezione l'ammontare di Euro 1 milione incluso nella voce parte corrente dei finanziamenti a medio-lungo termine con Eni, che si riferisce effettivamente a debiti verso Eni, dovuti da Stogit.

Di seguito si riporta il dettaglio dei finanziamenti a medio-lungo termine al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006 suddiviso per scadenza:

	Scadenze, al 31 dicembre 2008							
(milioni di Euro)	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**Oltre**	**Quota a breve termine**	**Quota a lungo termine**
Eni	221	900	1.300	1.385	400	2.350	221	6.335
Regione Lombardia	-	1	-	-	-	-	-	1
Sofid S.p.A.	1	-	-	-	-	-	1	-
Passività finanziarie	**222**	**901**	**1.300**	**1.385**	**400**	**2.350**	**222**	**6.336**

	Scadenze, al 31 dicembre 2007							
(milioni di Euro)	**2008**	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**Oltre**	**Quota a breve termine**	**Quota a lungo termine**
Eni	221	800	900	-	2.885	850	221	5.435
Istituti di credito	1	-	-	-	-	-	1	-
Regione Lombardia	-	-	1	-	-	-	-	1
Sofid S.p.A.	1	1	-	-	-	-	1	1
Passività finanziarie	**223**	**801**	**901**	**-**	**2.885**	**850**	**223**	**5.437**

	Scadenze, al 31 dicembre 2008							
(milioni di Euro)	**2007**	**2008**	**2009**	**2010**	**2011**	**Oltre**	**Quota a breve termine**	**Quota a lungo termine**
Eni	534	350	800	900	-	2.185	534	4.235
Istituti di credito	14	1	-	-	-	-	14	1
Regione Lombardia	-	-	-	2	-	-	-	2
Sofid S.p.A.	4	3	3	1	-	-	4	7
Passività finanziarie	**552**	**354**	**803**	**903**	**-**	**2.185**	**552**	**4.245**

I minori esborsi previsti per l'anno 2009, indicati al 31 dicembre 2008, rispetto al 31 dicembre 2007, sono dovuti alla proroga per due anni, dal 2009 al 2011, avvenuta nel 2008, della scadenza di due finanziamenti per un importo complessivo pari a Euro 800 milioni, parzialmente compensati dall'accensione di nuovi finanziamenti a breve termine.

Le passività finanziarie a medio-lungo termine, comprese le quote a breve, sono interamente detenute in Euro, ad eccezione di Euro 2 milioni al 31 dicembre 2006 (detenute in dollari statunitensi).

Le passività finanziarie a medio-lungo termine hanno generato interessi passivi con tassi medi effettivi nell'anno compresi tra il 4,2% e il 5,02% nel 2008, tra il 4,1% e il 4,73% nel 2007, tra il 3,26% e il 3,90% nel 2006.

La composizione delle passività finanziarie a medio-lungo termine per tipologia di interesse è la seguente:

	Al 31 dicembre					
(milioni di Euro)	**2008**		**2007**		**2006**	
a tasso fisso	4.464	68,1%	3.413	60,3%	2.366	49,3%
a tasso variabile	2.094	31,9%	1.747	30,9%	1.931	40,3%
a tasso indicizzato all'inflazione	-	0,0%	500	8,8%	500	10,4%
Totale	**6.558**	**100,0%**	**5.660**	**100,0%**	**4.797**	**100,0%**

I finanziamenti a tasso variabile includono Euro 1.501 milioni, Euro 1.151 milioni ed Euro 901 milioni rispettivamente al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006 relativi all'utilizzo della linea di credito *revolving* erogata da Eni nel 2005 e scadente nel 2014. Tale linea di credito prevede che il fido concesso si ricostituisca man mano che si effettuano i rimborsi.

I finanziamenti a tasso fisso includono finanziamenti per Euro 2.300 milioni, Euro 2.350 milioni ed Euro 1.850 milioni rispettivamente al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006 sottoscritti a tasso variabile, ma convertiti a tasso fisso tramite *Interest Rate Swap*.
Il finanziamento a tasso indicizzato all'inflazione, pari a Euro 500 milioni sia al 31 dicembre 2007 che 2006, è stato sottoscritto a tasso variabile, ma convertito a tasso indicizzato all'inflazione tramite *Interest Rate Swap*, stipulato su nozionale di pari importo. Al 31 dicembre 2008 tale finanziamento è stato considerato a tasso fisso in quanto per effetto delle clausole contrattuali il tasso non potrà più essere modificato.

Il dettaglio dei contratti derivati è riportato nella Sezione Prima, Capitolo 10, Paragrafo 10.1.2. Tutti i contratti derivati sono stati posti in essere nei tre esercizi con Eni (Enifin S.p.A. per quanto riguarda l'esercizio 2006).

Non esistono passività finanziarie soggette a clausole restrittive.

Non esistono passività finanziarie soggette a *covenants* o *negative pledge*.

H. Altri debiti finanziari correnti

Tale voce è interamente costituita da linee di credito concesse da Eni a tutte le società facenti parte del Nuovo Gruppo Snam Rete Gas e remunerate al tasso medio effettivo compreso tra il 4,16% e 4,74% nel 2008, tra il 4,01% e il 4,07% nel 2007, tra il 2,99% e il 3,60% nel 2006.

Clausola di cambiamento del controllo

Tutti i contratti di finanziamento a breve e a lungo termine, nonché tutti i contratti di *Interest Rate Swap* (riportati nel paragrafo successivo), sottoscritti con Eni, includono la clausola del cambiamento del controllo, ovvero prevedono la facoltà di Eni, in caso perdita del controllo rispettivamente di Snam Rete Gas, Stogit e Italgas, di risolvere automaticamente tutti i rapporti. L'estinzione anticipata dei contratti di finanziamento e dei contratti derivati comporta il rischio che il Nuovo Gruppo Snam Rete Gas non sia in grado di ottenere prestiti e finanziamenti da altre fonti alle stesse condizioni di quella in attualmente in essere.

10.1.2 Strumenti finanziari derivati

Il Nuovo Gruppo Snam Rete Gas nel corso degli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006, ha stipulato con Eni contratti di *Interest Rate Swap*, al fine di scambiare, a scadenze predeterminate, la differenza tra tassi variabili e tassi fissi o tassi indicizzati all'inflazione, calcolati sui valori nominali di riferimenti. Di seguito si riportano le caratteristiche di tali contratti in essere al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006:

				Valore nominale del sottostante al 31 dicembre (in milioni di Euro)			Valore di mercato del derivato al 31 dicembre (in milioni di Euro)		
Decorrenza contratto	**Scadenza contratto**	**Tasso venduto**	**Tasso acquistato**	**2008**	**2007**	**2006**	**2008**	**2007**	**2006**
01-ott-02	30-sett-09	euribor	(a)	500	500	500	(6)	(1)	(9)
19-feb-03	19-feb-08	euribor	tasso fisso	-	350	350	-	1	3
19-ott-04	19-ott-09	euribor	tasso fisso	300	300	300	1	7	6
24-nov-05	24-nov-10	euribor	tasso fisso	700	700	700	(6)	24	21
24-nov-05	24-nov-15	euribor	tasso fisso	500	500	500	(4)	33	20
26-mar-07	26-mar-12	euribor	tasso fisso	500	500	-	(17)	8	-
20-mar-08	20-mar-11	euribor	tasso fisso	300	-	-	(7)	-	-
Totale				**2.800**	**2.850**	**2.350**	**(39)**	**72**	**41**

(a) Tasso fisso 2,73% più tasso di inflazione FOI. Per effetto delle clausole contrattuali, dopo il 31 dicembre 2008, il tasso di inflazione non potrà variare fino alla scadenza del contratto.

La tabella che segue riporta per tipologia di contratto in essere al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006, la media ponderata dei tassi di interesse, ovvero il confronto tra i tassi medi acquistati e venduti. I tassi medi variabili sono basati su tassi alla fine dell'esercizio e possono subire modifiche che potrebbero influenzare in maniera significativa i futuri flussi finanziari. Il confronto tra i tassi medi acquistati e venduti non è indicativo del risultato dei contratti derivati posti in essere; la determinazione di questo risultato è effettuata tenendo conto dell'operazione sottostante.

	Al 31 dicembre 2008	**Al 31 dicembre 2007**	**Al 31 dicembre 2006**
Acquistare tasso fisso / vendere tasso variabile (milioni di Euro)	2.300	2.350	1.850
Tasso medio ponderato acquistato (%)	3,53%	3,46%	3,31%
Tasso medio ponderato venduto (%)	3,85%	4,68%	3,59%
Scadenza media ponderata (anni)	3,22	3,75	4,62
Acquistare tasso indicizzato all'inflazione / vendere tasso variabile (milioni di Euro)	500	500	500
Tasso medio ponderato acquistato (%)	4,43%	4.73%	4,43%
Tasso medio ponderato venduto (%)	2,97%	4,77%	3,72%
Scadenza media ponderata (anni)	0,76	1,77	2,79

10.2 Flussi di cassa relativi agli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007, 2006

Nella tabella che segue viene riportata una sintesi del rendiconto finanziario per il Nuovo Gruppo Snam Rete Gas con riferimento ai periodi sopra indicati:

(milioni di Euro)	**Esercizi chiusi al 31 dicembre**		
	2008	**2007**	**2006**
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	1.532	1.386	1.783
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(1.529)	(941)	(792)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(67)	(435)	(967)
Disponibilità derivanti da società entrate nell'area di consolidamento	0	0	51
Flusso di cassa netto dell'esercizio	(64)	10	75
Disponibilità liquide ed equivalenti all'inizio dell'esercizio	128	118	43
Disponibilità liquide ed equivalenti alla fine dell'esercizio	64	128	118

Flusso di cassa netto da attività di esercizio

Il flusso di cassa netto da attività di esercizio è di seguito dettagliato:

(milioni di Euro)	Esercizi chiusi al 31 dicembre		
	2008	**2007**	**2006**
Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio	2.258	2.229	2.189
Variazioni:			
- Rimanenze	(36)	(21)	0
- Crediti commerciali e altri crediti	(3)	(79)	(49)
- Altre attività	(38)	51	1
- Debiti commerciali e altri debiti	37	(10)	333
- Altre passività	77	32	52
Flusso di cassa del risultato operativo	2.295	2.202	2.526
Dividendi incassati	19	21	18
Interessi incassati	54	28	8
Interessi pagati	(331)	(263)	(199)
Imposte sul reddito pagate	(499)	(602)	(570)
Crediti di imposta acquistati	(6)	-	-
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	**1.532**	**1.386**	**1.783**

2008 vs 2007

La gestione operativa presenta un incremento in termini di generazione di liquidità, passando da Euro 1.386 milioni per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2007 a Euro 1.532 milioni per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008 (incremento in valore assoluto pari a Euro 146 milioni).

La variazione dei flussi generati nei due esercizi è riconducibile principalmente all'effetto combinato:

- dell'incremento del flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio per Euro 29 milioni, principalmente per effetto del buon andamento dei risultati operativi registrati dal settore della distribuzione, in parte mitigati dal peggioramento di quelli derivanti dall'attività di stoccaggio;

- della maggior liquidità generata dal capitale di esercizio per Euro 64 milioni nel 2008, che beneficia sostanzialmente dell'incasso connesso al credito dalla Regione Sicilia per Euro 81 milioni delle somme versate nel 2002 dalla Società alla Regione in relazione al tributo regionale sulla proprietà dei gasdotti, successivamente dichiarato illegittimo. Le altre variazioni minori delle voci che compongono il capitale di esercizio presentano andamenti che complessivamente si compensano;

- dei maggiori interessi passivi (al netto degli interessi attivi) pagati per Euro 42 milioni, conseguenti ai maggiori oneri finanziari dovuti con riferimento sia al crescente indebitamento medio di periodo, sia all'incremento dei tassi di interesse di mercato;

- della diminuzione delle imposte sul reddito pagate nel 2008 rispetto a quelle relative al 2007 per Euro 103 milioni, principalmente per effetto della riduzione delle aliquote fiscali introdotte dalla Finanziaria 2008.

2007 vs 2006

La gestione operativa presenta una diminuzione in termini di generazione di liquidità, passando da Euro 1.783 milioni per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2006 a Euro 1.386 milioni per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2007 (decremento in valore assoluto pari a Euro 397 milioni).

La variazione dei flussi generati nei due esercizi è legata principalmente all'andamento del capitale di esercizio, che ha generato liquidità per Euro 337 milioni nel 2006 e ne ha assorbita per Euro 27 milioni nel 2007. Tale andamento è connesso al saldo dei debiti commerciali e altri debiti, che hanno registrato un significativo incremento al 31 dicembre 2006 rispetto al 31 dicembre 2005. In particolare al 31 dicembre 2006 sono stati iscritti: i) maggiori debiti verso utenti, relativi sia alla restituzione del margine per l'utilizzo di gas strategico, sia alla restituzione di corrispettivi diversi per l'anno termico 2004-2005 con riferimento all'attività di stoccaggio, ii) maggiori debiti verso fornitori con riferimento a costi di materiali e gas per il funzionamento delle centrali di spinta.

Inoltre il Nuovo Gruppo Snam Rete Gas nel corso del 2007 ha pagato maggiori oneri finanziari netti per Euro 44 milioni, connessi principalmente all'incremento degli interessi passivi dovuti sui finanziamenti, nonché maggiori imposte, rispetto al 2006, per Euro 32 milioni, a seguito essenzialmente dell'incremento dell'utile ante imposte.

Tali effetti sono stati solo in parte mitigati dal buon andamento del flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio, che ha registrato un incremento pari a Euro 40 milioni legato sostanzialmente al buon andamento del risultato dell'attività di trasporto.

Flusso di cassa netto da attività di investimento

Il flusso di cassa netto da attività di investimento è di seguito dettagliato:

(milioni di Euro)	**Esercizi chiusi al 31 dicembre**		
	2008	**2007**	**2006**
Investimenti:			
- Immobili, impianti e macchinari	(1.558)	(1.027)	(773)
- Attività immateriali	(41)	(44)	(50)
- In partecipazioni	(1)	-	(5)
- In crediti finanziari	-	-	(1)
- Variazione debiti e crediti relativi alla attività di investimento	66	34	19
Flusso di cassa degli investimenti	(1.534)	(1.037)	(810)
Disinvestimenti:			
- In crediti finanziari	1	-	-
- In titoli	-	2	13
- In partecipazioni	-	87	-
- Immobili, impianti e macchinari	2	1	2
- Variazione crediti e debiti relativi all'attività di disinvestimento	2	6	3
Flusso di cassa dei disinvestimenti	5	96	18
Flusso di cassa netto da attività di investimento	**(1.529)**	**(941)**	**(792)**

2008 vs 2007

Il flusso di cassa assorbito dalle attività di investimento si incrementa significativamente, passando da Euro 941 milioni per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2007 a Euro 1.529 milioni per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008 (incremento in valore assoluto pari a Euro 588 milioni).

La variazione dei flussi di cassa nei due esercizi è riconducibile principalmente agli incrementi degli investimenti in immobili, impianti e macchinari in tutte le aree di attività, per complessivi Euro 531 milioni e in particolare:

- con riferimento al trasporto e alla rigassificazione (+Euro 369 milioni), per il potenziamento delle infrastrutture di importazione dal Nord Africa e in Valle Padana, (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 5, Paragrafo 5.2.1);

- con riferimento allo stoccaggio (+Euro 124 milioni), relativamente allo sviluppo della concessione di Bordolano e della concessione di Fiume Treste oltre all'attività di potenziamento delle concessioni di Cortemaggiore, Fiume Treste livello C2, Ripalta Sergnano e Settala volte all'incremento del *working* gas e della punta di erogazione;

- con riferimento alla distribuzione (+Euro 38 milioni), per la costruzione e il potenziamento della rete di distribuzione del gas e l'avvio dei programmi di sostituzione dei cespiti relativi alla distribuzione del gas (principalmente reti e misuratori).

Nell'esercizio 2007 si registra il flusso di cassa positivo pari a Euro 87 milioni correlato alla cessione di Napoletanagas Clienti S.p.A..

2007 vs 2006

Il flusso di cassa assorbito dalle attività di investimento nel periodo in esame si incrementa passando da Euro 792 milioni per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2006 a Euro 941 milioni per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2007 (incremento in valore assoluto pari a Euro 149 milioni).

La variazione dei flussi di cassa nei due esercizi è riconducibile principalmente agli incrementi degli investimenti in immobili, impianti e macchinari in tutte le aree di attività per complessivi Euro 254 milioni e in particolare:

- con riferimento all'attività di trasporto e rigassificazione (+Euro 107 milioni), per il potenziamento delle infrastrutture di importazione dal Nord Africa, (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 5, Paragrafo 5.2.1);

- con riferimento all'attività di stoccaggio (+Euro 106 milioni) per lo sviluppo della concessione di Bordolano e della concessione di Fiume Treste oltre all'attività di potenziamento delle concessioni di Cortemaggiore, Fiume Treste livello C2, Ripalta Sergnano e Settala volte all'incremento del *working* gas e della punta di erogazione;

- con riferimento all'attività di distribuzione (+Euro 41 milioni), e relativamente alla costruzione e il potenziamento della rete di distribuzione del gas.

Come già precedentemente descritto, l'esercizio 2007 beneficia della cassa correlata alla cessione di Napoletanagas Clienti S.p.A. per Euro 87 milioni.

Flusso di cassa netto da attività di finanziamento

Il flusso di cassa netto da attività di finanziamento è di seguito dettagliato:

(milioni di Euro)	**Esercizi chiusi al 31 dicembre**		
	2008	**2007**	**2006**
Assunzioni di debiti finanziari a breve termine	4.210	1.500	-
Assunzioni di debiti finanziari a lungo termine	6.445	3.299	1.133
Rimborsi di debiti finanziari a breve termine	(3.400)	(1.500)	-
Rimborsi di debiti finanziari a lungo termine	(5.546)	(2.440)	(1.156)
Incremento (Decremento) di debiti finanziari a breve termine	(988)	763	196
Apporti di capitale proprio	1	0	1
Acquisto azioni proprie	-	(336)	(455)
Dividendi pagati	(789)	(1.721)	(686)
Flusso di cassa netto attività di finanziamento	**(67)**	**(435)**	**(967)**

2008 vs 2007

L'attività di finanziamento presenta un decremento in termini di utilizzo di cassa passando da Euro 435 milioni per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2007 a Euro 67 milioni per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008 (incremento in valore assoluto pari a Euro 368 milioni).

La variazione dei flussi assorbiti nei due esercizi è riconducibile principalmente all'effetto combinato:

- della diminuzione dell'assunzione di nuovi finanziamenti, al netto dei rimborsi, a breve e a medio lungo termine, nel 2008, rispetto al 2007, quasi interamente nei confronti di Eni, per Euro 901 milioni;
- dei minori dividendi distribuiti nel 2008, rispetto al 2007. Nel corso del 2007 Italgas e Stogit hanno infatti distribuito dividendi straordinari per complessivi Euro 930 milioni;
- dell'assenza di acquisto di azioni proprie nel 2008, che nel 2007 è stata pari a Euro 336 milioni.

Il maggior assorbimento di cassa derivante dall'attività di investimento per Euro 588 milioni, come precedentemente commentato, risulta pertanto compensato principalmente dalle maggiori risorse finanziarie rese disponibili nel 2008 rispetto al 2007, grazie al minor assorbimento di risorse in assenza di acquisto di azioni proprie nel 2008.

2007 vs 2006

L'attività di finanziamento presenta un decremento in termini di assorbimento di cassa passando da Euro 967 milioni per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2006 a Euro 435 milioni per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2007 (incremento in valore assoluto pari a Euro 532 milioni).

La variazione dei flussi utilizzati nei due esercizi è riconducibile principalmente all'effetto combinato:

- dell'incremento dell'assunzione di nuovi finanziamenti, al netto dei rimborsi, a breve e a medio lungo termine, nel 2007, rispetto al 2006, per Euro 1.449 milioni;

- dei maggiori dividendi distribuiti nel 2007, rispetto al 2006, per Euro 1.035 milioni. Come commentato in precedenza, nel corso dell'esercizio 2007, Italgas e Stogit hanno distribuito dividendi straordinari per Euro 930 milioni;

- della diminuzione degli acquisiti di azioni proprie per Euro 119 milioni.

10.3 Rischi finanziari

La descrizione dei rischi finanziari è riportata nella Sezione Prima, Capitolo 20, Paragrafo 20.1.1, Nota 26, Garanzie, impegni e rischi.

10.4 Limitazioni all'uso delle risorse finanziarie

Relativamente alle risorse finanziarie in essere al 31 dicembre 2008 e dettagliatamente descritte nella Sezione Prima, Capitolo 10, Paragrafo 10.1 del Prospetto Informativo, non ci sono limitazioni all'uso delle stesse.

Si precisa che tutti i contratti di finanziamento a breve e a lungo termine, nonché tutti i contratti derivati sottoscritti con Eni, includono la clausola del cambiamento del controllo, ovvero prevedono la facoltà di Eni, in caso di perdita del controllo del Nuovo Gruppo Snam Rete Gas, di risolvere automaticamente tutti i rapporti. L'estinzione anticipata dei contratti di finanziamento e dei contratti derivati comporta il rischio che il Nuovo Gruppo Snam Rete Gas non sia in grado di ottenere prestiti e finanziamenti da altre fonti alle stesse condizioni di quella attualmente in essere.

10.5 Fonti previste di finanziamento

Gli investimenti pianificati per il 2009 (Cfr. Sezione Prima, Capitolo V, Paragrafo 5.2.3, e del Prospetto Informativo) saranno finanziati come segue:

- le Acquisizioni di Stogit e Italgas saranno finanziate secondo le modalità dettagliatamente descritte nella Sezione Prima, Capitolo 22 Paragrafo 22.5, del Prospetto Informativo;

- gli altri investimenti pianificati saranno finanziati principalmente attraverso i flussi di cassa generati dalle attività operative e attraverso linee di credito esistenti o accese specificatamente.

11. RICERCA E SVILUPPO, BREVETTI E LICENZE D'USO

11.1 L'attività di ricerca e sviluppo

L'attività di ricerca e sviluppo di Snam Rete Gas è volta principalmente all'individuazione di nuove tecnologie per la sicurezza e l'efficienza della Rete di Trasporto.

In particolare, la Società partecipa alle attività di due associazioni internazionali di ricerca: il GERG e l'EPRG.

In ambito GERG "*Groupe Européen de Recherches Gazières*" (www.gerg.eu), al quale Snam Rete Gas partecipa insieme ad altre società europee sia di trasporto che di vendita del gas naturale e ad enti e/o associazioni di ricerca, la Società ha cooperato e talvolta coordinato progetti di ricerca riguardanti:

- il controllo e il monitoraggio delle condotte;
- la verifica e la valutazione dell'integrità di tratti di condotta;
- l'individuazione e la riduzione di emissioni; e
- il trasferimento di tecnologie da altri settori di *business* ai processi di trasporto del gas.

In ambito EPRG "*European Pipeline Research Group*" (www.eprg.net), al quale Snam Rete Gas partecipa con produttori europei di tubazioni e compagnie europee di trasporto gas, la Società coopera in progetti di ricerca volti a migliorare l'integrità e la sicurezza delle condotte per il trasporto di gas.

L'attività di interesse Snam Rete Gas si svolge prevalentemente nelle aree "*Design*", "*Corrosion*" e "*Material*" nelle quali sono realizzati progetti mirati a caratterizzare con maggiore precisione le caratteristiche di resistenza delle tubazioni ed il comportamento dell'acciaio e del rivestimento nel tempo durante l'esercizio.

I costi sostenuti nel 2008 da Snam Rete Gas per attività di ricerca e innovazione tecnologica sono stati inferiori al milione di Euro.

12. INFORMAZIONI SULLE TENDENZE PREVISTE

12.1 Tendenze significative recenti nell'andamento della produzione, delle vendite e delle scorte e nell'evoluzione dei costi e dei prezzi di vendita dalla chiusura dell'ultimo esercizio fino alla data del Prospetto Informativo

Salvo quanto specificato al Paragrafo che segue, successivamente all'approvazione del bilancio del Gruppo Snam Rete Gas al 31 dicembre 2008 non si sono verificati cambiamenti sostanziali delle prospettive dell'Emittente e del Gruppo Snam Rete Gas.

Si segnala che:

(i) il resoconto gestionale consolidato al 31 marzo 2009 dell'Emittente,

(ii) il resoconto gestionale consolidato al 31 marzo 2009 di Italgas,

(iii) il resoconto gestionale al 31 marzo 2009 di Stogit,

saranno approvati entro la data del 23 aprile 2009 e successivamente rese disponibili non appena possibile al pubblico sui rispettivi siti internet di tali società.

Sulla base delle informazioni attualmente disponibili, l'impatto della negativa congiuntura economica sulla domanda di gas naturale in Italia nel primo trimestre 2009 è atteso determinare, rispetto al corrispondente periodo dell'anno precedente, una riduzione dei volumi di gas trasportati e dei ricavi correlati tale comunque da non incidere in modo rilevante e negativo sulla situazione finanziaria, patrimoniale, economica e/o redittuale del Gruppo Snam Rete Gas.

12.2 Informazioni su tendenze, incertezze, richieste, impegni o fatti noti che potrebbero ragionevolmente avere ripercussioni significative sulle prospettive della Società almeno per l'esercizio in corso

In data 12 febbraio 2009 il Consiglio di Amministrazione dell'Emittente ha approvato il Piano Strategico 2009-2012 del Gruppo Snam Rete Gas. Tale documento è stato predisposto sulla base delle seguenti principali linee strategiche:

- focalizzazione nelle attività regolate del settore del gas in Italia, che consentono il mantenimento di un profilo di rischio/rendimento attrattivo;
- sviluppo della capacità di trasporto in coerenza con la crescita del mercato del gas in Italia e con lo sviluppo della concorrenza;
- controllo dell'efficienza operativa e sinergie di costo con le attività emergenti associate allo sviluppo delle infrastrutture di trasporto; e
- mantenimento di una struttura finanziaria solida ed efficiente.

L'annuale processo di definizione del Piano Strategico del Gruppo Snam Rete Gas prevede una serie di attività che sono svolte durante tutto il corso dell'anno, con il coinvolgimento di gran parte delle strutture aziendali.

Tale processo è costituito da tre fasi principali:

- la prima fase prevede la formulazione della strategia aziendale;
- la seconda fase consiste nella definizione del programma degli investimenti tecnici; e
- la terza fase consiste nell'elaborazione del Piano Strategico, che è trasmesso al Consiglio di Amministrazione di Snam Rete Gas per l'approvazione.

Il Piano Strategico 2009-2012 è l'esito del processo di pianificazione svoltosi nel corso del 2008 e, pertanto, non include alcun effetto relativo alle Acquisizioni né dati prospettici riconducibili al Nuovo Gruppo Snam Rete Gas. Il Piano Strategico del Nuovo Gruppo Snam Rete Gas sarà oggetto del prossimo ciclo di pianificazione.

Snam Rete Gas ha definito lo schema di finanziamento delle Acquisizioni, basato sull'Aumento di Capitale e sul ricorso all'indebitamento per la parte residua, in modo da preservare la solidità della propria struttura finanziaria, anche tenendo conto degli investimenti tecnici in programma.

Pertanto, l'Emittente ritiene che le Acquisizioni non modifichino il piano investimenti delle attività di trasporto e dispacciamento del gas naturale e rigassificazione del GNL relativo al quadriennio 2009-2012.

(a) **Ipotesi relative alla domanda di gas in Italia**

Le stime più recenti sull'evoluzione della domanda di gas naturale sul mercato italiano nel medio-lungo termine, prevedono una crescita di circa il 2% medio annuo fino al 2020. I consumi del settore termoelettrico continueranno ad essere il *driver* principale della crescita (stimata superiore al 3% medio annuo), essendo attesa in tale settore l'entrata in esercizio di un'ulteriore potenza produttiva di energia elettrica da cicli combinati alimentati a gas.

In aumento, anche se meno sostenuto, sono previsti i consumi del settore industriale, penalizzato nel breve periodo dagli effetti della crisi economica e produttiva in corso.

I consumi del settore residenziale e terziario, rappresentativi del mercato della distribuzione del gas, sono previsti crescere ad un tasso medio annuo inferiore all'1%, essendo ormai da considerare maturo tale settore. In coerenza con lo sviluppo della domanda di gas nel medio-lungo termine e tenuto conto della necessità di una maggiore flessibilità e sicurezza del sistema gas, è previsto anche lo sviluppo di ulteriore capacità di stoccaggio. In tal senso diversi operatori hanno presentato al Ministero dello Sviluppo Economico istanza di concessione per nuovi siti di stoccaggio che riguardano giacimenti di gas esauriti da convertire in stoccaggi[28].

(b) **Sviluppo della Rete di Trasporto**

In occasione dell'approvazione del Piano Strategico 2009-2012, Snam Rete Gas ha confermato l'obiettivo strategico di garantire lo sviluppo delle infrastrutture di trasporto a supporto della

[28] Fonte: AEEG – Relazione Annuale sullo Stato dei Servizi e sull'Attività Svolta – Anno 2008.

crescita della domanda di gas, anche a seguito della progressiva riduzione delle produzioni nazionali, e in considerazione della necessità di una maggiore flessibilità e sicurezza del sistema gas in Italia.

A tal fine, i progetti di investimento previsti consentiranno l'incremento della capacità di trasporto, con particolare riferimento ai punti di importazione esistenti ed alla realizzazione di nuove interconnessioni con l'estero, attraverso metanodotti e terminali di rigassificazione di GNL.

L'importo complessivo di spesa previsto per tali progetti di investimento nel Piano 2009-2012 è di circa Euro 4,3 miliardi e risulta essere in linea con quanto previsto nel precedente piano investimenti relativo al quadriennio 2008-2011, confermando le principali opere già individuate in tale sede. La Società stima che il completamento di tali progetti di investimento comporterà una ulteriore spesa di circa Euro 1 miliardo all'anno per il successivo periodo 2013-2015.

I principali progetti di investimento riguardano i potenziamenti delle importazioni da Sud (potenziamento metanodotti, *sea-line* tirrenica e rete adriatica) e da Nord-Est (potenziamento Centrali di Compressione e potenziamenti di rete), nonché il potenziamento delle strutture di trasporto site in Val Padana.

Detti progetti di investimento consentiranno di ampliare ulteriormente la capacità di trasporto del gas rispetto al livello attuale. In particolare, la capacità di trasporto all'inizio dell'Anno Termico 2008/2009 è pari a circa 321 Mm^3/g, di cui 298 Mm^3/g su base continua. La Società stima un incremento della capacità di trasporto continua di circa 66 Mm^3/g entro l'anno 2012 e che detta capacità raggiunga il valore di circa 400 Mm^3/g nell'anno 2015.

Si prevede che oltre il 90% della stima di spesa relativa ai suddetti progetti di investimento previsti per il periodo 2009-2012 beneficerà secondo i criteri attualmente in vigore stabiliti dall'AEEG, di un premio sul tasso di remunerazione base. In particolare circa il 60% di tale stima si riferisce alle categorie di investimenti remunerate con l'incentivo massimo del 3% e per periodi di durata di 10 o 15 anni (Cfr. Allegato 1).

Il valore della RAB del Gruppo Snam Rete Gas stimato a fine 2008, sulla base dei principi dell'attuale regolazione e assumendo un tasso di inflazione, per il 2008, pari al 2%, è pari a circa Euro 12,8 miliardi e si stima, assumendo un tasso di inflazione del 2% ed in continuità dei principi regolatori, in crescita di circa il 5% medio annuo sino al 2012, anche grazie alla realizzazione del piano quadriennale di investimenti descritto.

(c) **Efficienza operativa**

Nel 2008 il Gruppo Snam Rete Gas ha conseguito un ulteriore miglioramento dell'efficienza operativa. Nell'ultimo quadriennio (2004-2008) le azioni intraprese hanno consentito una riduzione dei costi fissi controllabili di circa il 16%, in termini reali.

L'Emittente conferma il proprio impegno nella continua ricerca dell'efficienza operativa anche in presenza di un rilevante incremento delle infrastrutture di trasporto atteso nei prossimi anni.

Proseguirà anche nel 2009 l'attenzione di Snam Rete Gas all'efficienza operativa, mediante l'impiego delle leve organizzative e tecnologiche disponibili.

(d) **Struttura del capitale**

In occasione dell'approvazione del Piano Strategico 2009-2012, Snam Rete Gas ha confermato il proprio impegno a mantenere una struttura del capitale solida ed efficiente nel medio-lungo termine, con l'obiettivo di mantenere il *leverage* medio nel periodo 2009-2012 al livello di circa il 50%, in termini di rapporto tra indebitamento netto e RAB. Al fine di garantire una struttura del debito bilanciata, l'attuale politica finanziaria di Snam Rete Gas prevede il mantenimento di una quota di debito a tasso fisso in un *range* tra il 50% ed il 60% dell'indebitamento e di una componente di finanziamenti a medio-lungo termine pari a circa l'80% del totale. Non sono previste quote di debito a medio-lungo termine in scadenza nel corso del 2009.

Si precisa che le informazioni e le tendenze incluse nel presente Capitolo non costituiscono previsioni di utili ai sensi di quanto previsto dall'articolo 2, paragrafo 1, numero 10, del Regolamento Europeo 809/2004.

13. PREVISIONE O STIME DEGLI UTILI

In conformità alle applicabili disposizioni di legge, il Prospetto Informativo non contiene alcuna previsione o stima sugli utili.

14. ORGANI DI AMMINISTRAZIONE, DI DIREZIONE O DI VIGILANZA E ALTI DIRIGENTI

14.1 Informazioni circa gli organi amministrativi, di direzione e di vigilanza, i soci e gli alti dirigenti

14.1.1 Consiglio di Amministrazione

L'Assemblea Ordinaria di Snam Rete Gas tenutasi in data 26 aprile 2007 ha nominato 9 amministratori, che resteranno in carica fino all'assemblea chiamata ad approvare il bilancio al 31 dicembre 2009.

Alla Data del Prospetto Informativo, il Consiglio di Amministrazione di Snam Rete Gas è composto, per la maggioranza dei suoi membri (cinque su nove), da consiglieri che posseggono i requisiti di indipendenza stabiliti per i Sindaci dall'art. 148, comma 3, del TUF e dall'art. 3 del Codice di Autodisciplina. Tre di questi consiglieri sono stati nominati su proposta degli Azionisti di minoranza.

Le generalità dei membri del Consiglio di Amministrazione sono indicate nella tabella che segue.

Nome e Cognome	Carica	Luogo e data di nascita
Alberto Meomartini	Presidente	Milano, 6 luglio 1947
Carlo Malacarne	Amministratore Delegato	Pavia, 15 maggio 1953
Giuseppe Airoldi (*) (**)	Consigliere	Costa Masnaga (LC), 11 ottobre 1945
Davide Croff (*)	Consigliere	Venezia, 1 ottobre 1947
Roberto Lonzar (*) (**)	Consigliere	Trieste, 9 dicembre 1953
Roberto Lugano (*) (**)	Consigliere	Voghera (PV), 27 ottobre 1959
Massimo Mantovani	Consigliere	Milano, 3 ottobre 1963
Massimo Mondazzi	Consigliere	Monza, 17 luglio 1963
Renato Santini (*)	Consigliere	Bologna, 4 dicembre 1960

(*) Consigliere indipendente.

(**) Consigliere nominato su proposta delle minoranze.

Tutti i membri del Consiglio di Amministrazione, ai fini della carica svolta, sono domiciliati presso la sede sociale dell'Emittente.

Si riporta qui di seguito un breve *curriculum vitae* di ciascun consigliere:

Alberto Meomartini: Laurea in Economia e Commercio conseguita presso l'Università "Luigi Bocconi" di Milano. Negli anni Settanta ha cominciato la sua carriera proprio alla Snam, poi all'Istituto di Ricerche della Regione Lombardia (I.Re.R.) a Milano, come Direttore di Ricerca. È stato stretto collaboratore del prof. Reviglio, al Ministero delle Finanze, dal 1979 al 1981. Dall'aprile 1983 al 1990 è stato Direttore Relazioni Esterne dell'Eni e Assistente del Presidente dell'Eni. Dal 1990 fino al 1999 ha ricoperto la carica di Amministratore Delegato della Snam S.p.A.. Dal maggio 2000 all'aprile 2006 ha ricoperto l'incarico di Presidente di Italgas S.p.A.. Dal maggio 2003 al dicembre 2005 è stato anche Vice Direttore Generale della Divisione Gas & Power dell'Eni. Dal dicembre 2005 è Presidente di Snam Rete Gas. L'Assemblea Ordinaria di Snam Rete Gas del 26 aprile 2007 lo ha confermato Presidente per i prossimi tre anni. Membro da molti anni della Giunta di Confindustria, al suo interno è presidente della Commissione Università e componente del

Comitato tecnico confederale "Education". In Assolombarda, dove è stato Vice Presidente dal 1999 al 2001, ricopre la carica di membro del Comitato di Presidenza "Incaricato Scuola Formazione" ed è membro del Consiglio Direttivo e della Giunta. È stato riconfermato, per il triennio 2006/2008, Vice Presidente del MIP, la *business* school del Politecnico di Milano. Dalla fine del 2000 ricopre la carica di Presidente della Città dei Mestieri di Milano e della Lombardia. Dall'inizio del 2003 è Presidente del Nucleo di Valutazione dell'Università LUISS Guido Carli di Roma. Fa parte del Consiglio di Amministrazione del Museo Poldi Pezzoli. Ha fatto parte del Consiglio di Amministrazione di Enipower e di Union Fenosa Gas. Nell'aprile 2007 è stato nominato Presidente dell'Istituto di Economia e Politica dell'Energia e dell'Ambiente (IEFE) presso l'Università Bocconi, di cui era membro del Consiglio Direttivo.

Carlo Malacarne: laureato in Ingegneria Elettronica, dopo un breve periodo presso la Società Selecontrol ha iniziato la sua carriera alla Snam S.p.A. nel servizio tecnico trasporto gas. Dal 1990 ha ricoperto come dirigente la posizione di responsabile operativo di una zona territoriale trasporto metano assicurando l'attività di costruzione ed esercizio dei gasdotti e promuovendo iniziative commerciali di sostegno alla vendita di metano. Successivamente come Direttore telecomunicazioni e sistemi di processo ha contribuito al raggiungimento degli obiettivi di riorganizzazione dei sistemi di telecomunicazione del Gruppo Eni e in particolare ha partecipato alle operazioni di conferimento del ramo d'azienda telecomunicazioni Snam con la creazione della Nuova Società di Telecomunicazioni nella quale è stato nominato Amministratore Delegato. Nel marzo 1998 è stato nominato Direttore Costruzioni con il compito di assicurare la realizzazione degli investimenti affidati sia in Italia che all'estero. Nel luglio 1999 è stato nominato Direttore Gestione Rete Italia con il compito di sovrintendere la gestione della Rete di Trasporto Gas in Italia e dell'impianto di rigassificazione del GNL. Nel luglio 2001 è stato nominato Direttore Generale Attività Operative di Snam Rete Gas e Presidente del Consiglio di Amministrazione di GNL Italia (carica ricoperta fino a giugno 2006). Da dicembre 2005 a inizio maggio 2006 è stato Direttore Generale di Snam Rete Gas con il compito di sovrintendere, oltre alle funzioni gestionali assegnategli, alle attività commerciali, alla pianificazione, alla gestione della Rete di Trasporto e al servizio di dispacciamento. Dal maggio 2006 è nominato Amministratore Delegato di Snam Rete Gas.

Giuseppe Airoldi: si è laureato in Economia e Commercio presso l'Università "Luigi Bocconi" di Milano dove è Professore Ordinario di Economia Aziendale e Presidente del Nucleo di valutazione. Coltiva in particolare i temi di strategie e organizzazione aziendale, nonché di *corporate governance*. È componente del Consiglio di Amministrazione di Saati Group S.p.A..

Davide Croff: si è laureato in Economia e Commercio presso l'Università Cà Foscari di Venezia e si è specializzato in Economics al Pembroke College dell'Università di Oxford. Ricopre l'incarico di Presidente di Permasteelisa S.p.A., dell'*Italian Advisory Board* di Roland Berger e della Fondazione Ugo e Olga Levi, nonchè quello di *Senior Advisor* di TPG. È cavaliere di Gran Croce della Repubblica Italiana. È inoltre consigliere di Amministrazione della Fondazione Querini Stampalia.

Roberto Lonzar: si è laureato in Economia e Commercio presso l'Università degli Studi di Trieste. È revisore dei conti e svolge l'attività di libero professionista quale dottore commercialista. Ricopre la carica di Sindaco in diverse società tra le quali: La Venezia Assicurazioni S.p.A., Genertel S.p.A., Simgenia SIM S.p.A. e Finanziaria Internazionale Alternative Investment SGR S.p.A.. È Presidente del Consiglio di Amministrazione della Quarzo CL1 S.r.l.. È Consigliere in Banca Sara S.p.A. e Consigliere di Sorveglianza in Generali Investments S.p.A..

Roberto Lugano: si è laureato in Economia e Commercio presso l'Università degli Studi di Pavia. È Dottore Commercialista e Revisore dei Conti. È Partner in "Ceppellini Lugano & Associati - Consulting network" (Voghera - Milano). È consulente Tecnico del Tribunale di Voghera (PV) ed è iscritto all'ordine nazionale dei giornalisti nell'elenco dei pubblicisti. Collabora con "Il Sole 24 Ore" e "Il Sole 24 ore - Guida Normativa". È autore di libri e pubblicazioni su temi di carattere fiscale, contabile, societario e di bilancio e ricopre in diversi ambiti il ruolo di docente e relatore. È componente del Consiglio per il diritto dell'impresa di Assolombarda. È sindaco nella Sofinter S.p.A., nell'Ansaldo Caldaie S.p.A. e in altre società di capitali.

Massimo Mantovani: si è laureato in Giurisprudenza presso l'Università degli Studi di Milano ed ha ottenuto un Master (LLM) presso il King's College dell'Università di Londra. Ha superato l'esame di abilitazione alla professione legale in Italia (Avvocato) e in Inghilterra (*Solicitor*). È Direttore Affari Legali di Eni.

Massimo Mondazzi: si è laureato in economia aziendale presso l'Università "Luigi Bocconi" di Milano. Lavora dal 1992 per il Gruppo Eni nel quale ha già ricoperto numerosi incarichi. Attualmente occupa la posizione di *Executive Vice President, Planning Performance Management & Portfolio Optimization*, di Eni, divisione *Exploration and Production*. Prima di entrare in Eni ha maturato esperienze nel campo della consulenza e di altri settori industriali e commerciali.

Renato Santini: si è laureato in Economia e Commercio presso l'Università di Bologna e ha conseguito un Master in Accounting and Finance (M.S.C.) presso la London School of Economics and Political Science. È Dottore Commercialista. È Professore incaricato di Finanza Aziendale presso il Corso di Laurea in Economia e Professioni (CLEP) e in Finanza Aziendale II (Simulazioni e *Business Plan*) presso il Corso di Laurea Specialistico in Economia e Professioni (CLaSEP) – Università di Bologna. È Partner e responsabile area consulenza d'impresa e finanza straordinaria presso lo Studio LMS – Associazione Professionale di Bologna. È membro di organi decisionali e di controllo di diverse società (quotate e non quotate) e fondazioni.

La seguente tabella indica le società, diverse dall'Emittente, delle quali i componenti del Consiglio di Amministrazione siano stati e/o siano membri degli organi di amministrazione, di direzione o di vigilanza, ovvero titolari di una partecipazione "qualificata" (superiore al 2% in società quotate ed al 10% in società non quotate), in qualsiasi momento nei cinque anni precedenti la Data del Prospetto Informativo:

Nome e Cognome	**Società presso la quale è svolta l'attività**	**Carica**	**Stato della carica**
Alberto Meomartini	Italgas S.p.A.	Presidente del Consiglio di Amministrazione	Cessata
	Enipower S.p.A.	Consigliere	Cessata
	Union Fenosa Gas SA	Consigliere	Cessata
	Giunta di Confindustria	Presidente della Commissione Università	In essere
	Giunta di Confindustria	Componente del Comitato Tecnico Confederale "Education"	In essere
	Assolombarda	Membro del Comitato di Presidenza "Incaricato Scuola Formazione"	In essere
	Assolombarda	Membro del Consiglio Direttivo	In essere
	Assolombarda	Membro della Giunta	In essere
	MIP (Business School del Politecnico di Milano)	Vice Presidente	In essere
	Città dei Mestieri di Milano e della Lombardia	Presidente	In essere
	Università Luiss Guido Carli di Roma	Presidente Nucleo di Valutazione	In essere
	Museo Poldi Pezzoli	Consigliere d'Amministrazione	In essere
	IEFE (Istituto di Economia e Politica dell'Energia e dell'Ambiente presso Università Bocconi)	Presidente	In essere
Carlo Malacarne	GNL Italia S.p.A.	Presidente del Consiglio di Amministrazione	Cessata
Giuseppe Airoldi	EOS Consulenza per la Direzione S.r.l.	Socio	In essere
	Saati M&C S.p.A.	Consigliere	In essere
Davide Croff	Permasteelisa S.p.A.	Presidente del Consiglio di Amministrazione	In essere
	Termomeccanica S.p.A.	Consigliere	Cessata
	Terna S.p.A.	Consigliere	Cessata
Roberto Lonzar	Generali Horizon S.p.A.	Sindaco effettivo	In essere
	Padovan & Figli S.r.l.	Sindaco effettivo	In essere
	Consorzio per il Centro di Biomedicina Molecolare S.r.l.	Sindaco effettivo	In essere
	La Venezia Assicurazioni S.p.A.	Sindaco effettivo	In essere
	Società Sportiva del carso e dei campi da golf S.p.A.	Sindaco effettivo	In essere
	Gruppo Tecnoinformatica S.p.A.	Sindaco effettivo	In essere
	Certilogo S.p.A.	Sindaco effettivo	In essere
	Ital TBS S.p.A.	Sindaco effettivo	In essere
	Saul Sadoch Rex S.p.A.	Presidente del Collegio Sindacale	In essere
	Genertel S.p.A.	Presidente del Collegio Sindacale	In essere
	Heracles Immobiliare S.r.l.	Presidente del Collegio Sindacale	In essere
	Simgenia SIM S.p.A.	Presidente del Collegio Sindacale	In essere
	Immobiliare Commerciale XXVI S.r.l.	Presidente del Collegio Sindacale	In essere
	Generali Investments S.p.A.	Consigliere di Sorveglianze	In essere
	Finanziaria Internazionale Alternative Investment SGR S.p.A.	Consigliere	In essere
	Banca Sara S.p.A.	Consigliere	In essere
	Fin. Int. Holding S.p.A.	Consigliere	In essere
	Quarzo CL1 S.r.l.	Presidente del Consiglio di Amministrazione	In essere
	Sifor S.r.l.	Consigliere	In essere
	Rean S.r.l.	Presidente del Collegio Sindacale	Cessata
	Immobiliare Commerciale XX S.r.l.	Presidente del Collegio Sindacale	Cessata

Nome e Cognome	Società presso la quale è svolta l'attività	Carica	Stato della carica
	Immobiliare Commerciale XXII S.r.l.	Presidente del Collegio Sindacale	Cessata
	Terminal Frutta Trieste S.r.l.	Sindaco effettivo	Cessata
	Elibat S.r.l.	Consigliere	Cessata
	Metrasped Tiss S.r.l.	Sindaco effetivo	Cessata
	Fata Vita S.p.A.	Sindaco effettivo	Cessata
	Fata Assicurazione Danni S.p.A.	Sindaco effettivo	Cessata
	Banca Generali S.p.A.	Sindaco effettivo	Cessata
	Poly-tech Soc. Coop. a.r.l.	Liquidatore	Cessata
Roberto Lugano	Azienda Agricola Luce Snc	Liquidatore	Cessata
	Ceppellini Lugano & Associati Holding S.r.l.	Consigliere	In essere
	Didacom S.r.l.	Consigliere	In essere
	Aeffe S.p.A.	Consigliere	In essere
	Ceppellini Lugano & Associati Service S.r.l.	Consigliere	In essere
	Winform Online S.r.l.	Amministratore Delegato	In essere
	Canali S.p.A.	Presidente del Collegio Sindacale	In essere
	City Holding S.p.A.	Presidente del Collegio Sindacale	Cessata
	Dalmas S.r.l.	Presidente del Collegio Sindacale	In essere
	Eggea S.p.A.	Presidente del Collegio Sindacale	In essere
	Magia S.r.l.	Presidente del Collegio Sindacale	Cessata
	Moschino S.p.A.	Presidente del Collegio Sindacale	Cessata
	Piber Group S.p.A.	Presidente del Collegio Sindacale	In essere
	Piber Invest S.p.A.	Presidente del Collegio Sindacale	In essere
	Selex S.r.l.	Presidente del Collegio Sindacale	In essere
	Villa Olona S.p.A.	Presidente del Collegio Sindacale	Cessata
	Ceppellini Lugano & Associati Consulting Network S.r.l.	Presidente del Consiglio d'Amministrazione	In essere
	Seria Immobiliare S.r.l.	Presidente del Consiglio d'Amministrazione	In essere
	ACA.RE S.r.l.	Sindaco effettivo	Cessata
	Ansaldo Caldaie S.p.A.	Sindaco effettivo	In essere
	Apicoltura Piana S.p.A.	Sindaco effettivo	Cessata
	Brambati S.p.A.	Sindaco effettivo	Cessata
	Cis Bio S.p.A.	Sindaco effettivo	In essere
	City Garments S.p.A.	Sindaco effettivo	In essere
	EKO S.r.l.	Sindaco effettivo	Cessata
	Euronics S.p.A.	Sindaco effettivo	In essere
	GDM Costruzioni S.p.A.	Sindaco effettivo	In essere
	I.C.G. International Consulting Group S.p.A.	Sindaco effettivo	Cessata
	International Consulting Gruop S.p.A.	Sindaco effettivo	Cessata
	Mileto Finanziaria S.r.l.	Sindaco effettivo	In essere
	MVS promotions S.p.A.	Sindaco effettivo	Cessata
	Sofinter S.p.A.	Sindaco effettivo	In essere
	Volpi Concerie S.p.A.	Sindaco effettivo	Cessata
	Volpi Giuseppe S.p.A.	Sindaco effettivo	Cessata
Massimo Mantovani	Sergaz SA	Consigliere	Cessata
	Promgas S.p.A.	Consigliere	Cessata
	Transitgas AG	Consigliere	Cessata
	Fiorentina Gas S.p.A.	Consigliere	Cessata
	Union Fenosa Gas SA	Consigliere	Cessata
	Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	Consigliere	Cessata
	Syndial S.p.A.	Consigliere	Cessata
	Promgas S.p.A.	Presidente del Consiglio di Amministrazione	Cessata
	Eni UK Holding plc	Consigliere	Cessata

Nome e Cognome	Società presso la quale è svolta l'attività	Carica	Stato della carica
Massimo Mondazzi	Stogit S.p.A.	Consigliere	Cessata
	Eni Norge AS	Consigliere	Cessata
	Eni Petroleum Co.Inc	Consigliere	Cessata
	Tecnomare S.p.A.	Consigliere	Cessata
	Eni UK Ltd	Consigliere	Cessata
	Eni AOG Limited	Consigliere	Cessata
	Eni Lasmo Plc	Consigliere	Cessata
	Eni Exploration BV	Consigliere	Cessata
	Polimeri Eurpoa S.p.A.	Consigliere	In essere
Renato Santini	PBF - Paolo Berlusconi Finanziaria S.r.l.	Consigliere	In essere
	Marazzi Group S.p.A.	Sindaco effettivo	In essere
	Perennius Capital Partners S.G.R. S.p.A.	Sindaco effettivo	In essere
	Foodco S.p.A.	Presidente del Collegio Sindacale	In essere
	WAGO Elettronica S.r.l.	Presidente del Collegio Sindacale	In essere
	IGMI S.p.A.	Consigliere di Amministrazione	In essere
	Fondazione Museo Ebraico Bologna	Revisore dei Conti	In essere
	FEAL S.p.A.	Consigliere di Amministrazione	Cessata
	FMR Art'è S.p.A.	Presidente del Collegio Sindacale	Cessata

Salvo quanto indicato nella tabella che precede, nessuno dei componenti del Consiglio di Amministrazione detiene o ha detenuto negli ultimi cinque anni altre partecipazioni "qualificate" (superiori al 2% in società quotate e al 10% in società non quotate).

Per quanto a conoscenza dell'Emittente, nessuno dei componenti del Consiglio di Amministrazione, nei cinque anni precedenti la Data del Prospetto Informativo: (i) ha subito condanne in relazione a reati di frode; (ii) è stato dichiarato fallito o sottoposto a procedure concorsuali o è stato associato, nell'ambito dell'assolvimento dei propri incarichi, ad alcuna bancarotta, amministrazione controllata o procedura di liquidazione; e (iii) ha subito incriminazioni ufficiali e/o sanzioni da parte di autorità pubbliche o di regolamentazione (comprese le associazioni professionali designate) né interdizioni da parte di un tribunale dalla carica di membro dell'organo di amministrazione, direzione o vigilanza della Società o dallo svolgimento di attività di direzione o di gestione di qualsiasi emittente.

Nessuno dei componenti del Consiglio di Amministrazione indicati nelle tabelle sopra riportate ha rapporti di parentela con i componenti del Collegio Sindacale e/o con alcuno dei principali dirigenti dell'Emittente.

14.1.2 Collegio Sindacale

Il Collegio Sindacale deve monitorare la direzione di Snam Rete Gas ed il suo rispetto di leggi, regolamenti e statuto, valutare e monitorare l'adeguatezza dell'organizzazione della Società, i controlli interni, i metodi amministrativi e contabili e la trasparenza nelle procedure, essendo altresì obbligato a riferire eventuali irregolarità alla Consob e all'Assemblea Ordinaria convocata per l'approvazione del bilancio della Società.

L'Assemblea Ordinaria in data 26 aprile 2007 ha nominato i Sindaci effettivi (compreso il Presidente) e supplenti.

I componenti del Collegio Sindacale in carica alla Data del Prospetto Informativo fino all'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2009, sono indicati nella seguente tabella.

Nome e Cognome	Carica	Luogo e data di nascita
Pierumberto Spanò	Presidente	Roma, 25 maggio 1961
Roberto Mazzei	Sindaco effettivo	Sambiase (Lamezia Terme), 16 agosto 1962
Riccardo Perotta	Sindaco effettivo	Milano, 21 aprile 1949
Giulio Gamba	Sindaco supplente	Thiene (VI), 20 maggio 1942
Luigi Rinaldi	Sindaco supplente	Pavia, 29 agosto 1959

Tutti i membri del Collegio Sindacale di Snam Rete Gas sono iscritti all'Albo dei Dottori Commercialisti tenuto presso il Ministero della Giustizia e, ai fini della carica svolta, sono domiciliati presso la sede sociale dell'Emittente.

Si riporta qui di seguito un breve *curriculum vitae* dei sindaci:

Pierumberto Spanò si è laureato in Economia e Commercio presso la Libera Università Internazionale degli Studi Sociali di Roma (LUISS). È dottore commercialista e revisore contabile. Socio fondatore dello Studio Internazionale di Roma, svolge attività di consulenza aziendale societaria e fiscale di società italiane estere. È docente presso alcune *Business Schools* nell'area di Diritto Societario e Tributario. Ricopre incarichi di amministratore e Sindaco presso alcune società.

Roberto Mazzei: si è laureato in Economia Aziendale presso l'Università "Luigi Bocconi" di Milano, con indirizzo specialistico in Finanza Aziendale. È Dottore Commercialista e Revisore Contabile. È Docente Senior dell'Area Finanza della SDA Bocconi; responsabile delle attività di formazione dell'area Finanza Aziendale sulle tematiche legate alla valutazione di azienda ed operazioni di finanza straordinaria. E, altresì, titolare del corso di Finanza Aziendale, contrattista dei corsi di Teoria della Finanza e di Economia del Mercato Mobiliare, presso la Facoltà di Economia dell'Università di Sassari. È Partner fondatore di Medinvest, partecipata da Banche Popolari Unite, RAS, Vittoria Assicurazioni, Università Bocconi. Ricopre, attualmente, i seguenti incarichi: Vicepresidente di Ilte S.p.A., consigliere indipendente di Alenia Aeronautica S.p.A., con delega sulle attività di R&D. Membro del Comitato Scientifico di Consip S.p.A. (Ministero dell'Economia) e Consulente della Presidenza del Consiglio - Dipartimento dell'Editoria. Ricopre incarichi di Amministrazione e Sindaco in società di altri gruppi industriali privati.

Riccardo Perotta: è Dottore Commercialista e Revisore Contabile. È professore associato di metodologie e determinazioni quantitative di azienda presso l'Università "Luigi Bocconi" di Milano. Svolge attività di consulenza aziendale, societaria e fiscale di società italiane ed estere. Ricopre attualmente la carica di Sindaco in società finanziarie ed industriali, anche quotate, tra cui: Coface Assicurazioni S.p.A. (Presidente), ECS International Italia S.p.A., Gewiss S.p.A. (Presidente), Mediolanum S.p.A. e Metroweb S.p.A. (Presidente).

Giulio Gamba si è laureato in Economia e Commercio. È Dottore Commercialista e Revisore Contabile. Ricopre la carica di Sindaco in alcune società partecipate direttamente o indirettamente da Eni.

Luigi Rinaldi si è laureato in Economia e Commercio presso l'Università degli Studi di Pavia e ha conseguito il Dottorato di Ricerca presso l'Università "L. Bocconi" di Milano. Ricopre il ruolo di Professore Ordinario presso la Facoltà di Economia dell'Università di Pavia. È Dottore Commercialista e Revisore Contabile. Svolge attività di consulenza aziendale societaria nonché di consulenza tecnica per la magistratura.

È Presidente del Collegio Sindacale di Napoletanagas S.p.A. e GNL Italia S.p.A. ed è membro del Collegio Sindacale in altre società.

La seguente tabella indica le società, diverse dall'Emittente, delle quali i componenti del Collegio Sindacale siano stati e/o siano membri degli organi di amministrazione, di direzione o di vigilanza, ovvero titolari di una partecipazione "qualificata" (superiore al 2% in società quotate ed al 10% in società non quotate), in qualsiasi momento nei cinque anni precedenti la Data del Prospetto Informativo:

Nome e Cognome	Società presso la quale è svolta l'attività	Carica	Stato della carica
Pierumberto Spanò	Naspetti S.p.A.	Sindaco supplente	In essere
	The Club S.r.l.	Sindaco supplente	In essere
	Elga Sud S.p.A.	Sindaco effettivo	In essere
	Metalcastello S.p.A.	Presidente del Collegio Sindacale	In essere
	Iniziative Immobiliari S.r.l.	Presidente del Collegio Sindacale	In essere
	E.S.T.R.A. Elettricità S.p.A.	Sindaco supplente	In essere
	Ferrotramviaria S.p.A.	Consigliere	In essere
	Astaldi S.p.A.	Presidente del Collegio Sindacale	In essere
	Astaldi S.p.A.	Sindaco effettivo	Cessata
	Autocentri Balduina S.r.l.	Revisore dei conti	In essere
	Pratesi Service S.r.l.	Sindaco effettivo	In essere
	Pratesi Service S.r.l.	Sindaco supplente	Cessata
	Rino Pratesi	Sindaco effettivo	In essere
	Rino Pratesi	Sindaco supplente	Cessate
	Hauswagen S.r.l.	Revisore dei conti	In essere
	Pratesi Hotel Division	Sindaco effettivo	In essere
	Pratesi Hotel Division	Sindaco supplente	Cessata
	Lori S.p.A.	Sindaco effettivo	In essere
	Lori S.p.A.	Sindaco supplente	Cessata
	T-Systems Spring Italia S.r.l.	Sindaco effettivo	In essere
	Ias S.a.s. di Susanna Barbaliscia	Socio Accomandante	In essere
	Intec Telecom Systems Italia S.p.A.	Sindaco effettivo	In essere
	Capital S.r.l.	Revisore dei conti	In essere
	Demanio Servizi S.p.A.	Sindaco supplente	In essere
	Retail Group S.p.A.	Sindaco supplente	In essere
	Accaelectrabel Elettricità S.p.A.	Sindaco effettivo	In essere
	Acea Reti e Servizi Energetici S.p.a	Sindaco supplente	In essere
	Rino Immobiliare S.p.A.	Sindaco effettivo	In essere
	Russel Bedford Italia S.r.l.	Consigliere	In essere
	Di Veroli Costruzioni dal 1927 S.r.l.	Sindaco effettivo	In essere
	Di Veroli Costruzioni dal 1927 S.r.l.	Presidente del Collegio Sindacale	Cessata
	Elektron Sigma Sistemi S.r.l. in liquidazione	Sindaco supplente	In essere
	E. & M. Finance S.p.A.	Sindaco effettivo	In essere
	Windco S.p.A.	Sindaco supplente	In essere
	Mahindra Graphic Research Design S.r.l.	Sindaco supplente	In essere

Nome e Cognome	Società presso la quale è svolta l'attività	Carica	Stato della carica
	Mahindra Metalcastello S.r.l.	Presidente del Collegio Sindacale	In essere
	Ral Gest S.p.A.	Sindaco Supplente	In essere
	Convivium 2000 Società consortile per azioni	Sindaco effettivo	Cessata
	L'aurora immobiliare S.r.l.	Sindaco effettivo	Cessata
	L'aurora immobiliare S.r.l.	Sindaco supplente	Cessata
	Baralan International S.p.A.	Sindaco supplente	Cessata
	Labor Plast S.r.l.	Sindaco supplente	Cessata
	Baralan International S.r.l.	Sindaco supplente	Cessata
	Gimias S.r.l.	Presidente del Collegio Sindacale	Cessata
	Società Finanziaria per la Cooperazione di produzione e lavoro So.Fi.Coop.	Sindaco effettivo	Cessata
	Amphora Fiduciaria S.p.A.	Consigliere	Cessata
	CID S.r.l. in liquidazione	Sindaco supplente	Cessata
	Acea S.p.A.	Sindaco supplente	Cessata
	R.T.L. S.p.A.	Sindaco supplente	cessata
	Acea Luce S.p.A.	Sindaco supplente	Cessata
	Natili S.p.A.	Sindaco effettivo	Cessata
	Ecost S.p.A.	Presidente del Collegio Sindacale	Cessata
	Editrice dell'Altritalia società cooperativa	Presidente del Collegio Sindacale	Cessata
	Luxman S.p.A.	Sindaco effttivo	cessata
	Riro Logistics S.r.l. ad unico socio	Sindaco effettivo	cessata
	Tcl re Società per azioni	Presidente del Collegio Sindacale	Cessata
	Iver S.p.A.	Sindaco effettivo	Cessata
	Ecr S.p.A.	Sindaco effettivo	Cessata
	Russell Bedford Italia S.r.l.	Socio	In essere
	E-Z Immobiliare S.r.l.	Socio	In essere
Roberto Mazzei	Alenia Aeronautica S.p.A.	Consigliere	In essere
	BB333 S.r.l.	Amministratore Unico	In essere
	Benedettina S.r.l.	Amministratore Unico	In essere
	Farci & C. S.r.l.	Amministratore Delegato	In essere
	GFUno Real Estate S.r.l.	Amministratore Unico	Cessata
	H&C S.p.A.	Consigliere	In essere
	I.L.T.E.	Vice Presidente Consiglio di Amministrazione	In essere
	I.L.T.E. Holding S.p.A.	Amministratore Delegato	In essere
	Italgo S.p.A.	Consigliere	In essere
	Medinvest S.p.A.	Amminstratore Delegato	In essere
	Satiz S.r.l.	Consigliere	Cessata
	Twice Sim S.p.A.	Vice Presidente Consiglio di Amministrazione	In essere
	BB 111 S.r.l.	Amministratore Unico	Cessata
	Finalgo S.p.A.	Consigliere	Cessata
	Spinnofer Real Estate S.r.l.	Amministratore Delegato	Cessata
	WFL S.p.A.	Consigliere	Cessata
	Quadrante S.r.l.	Sindaco supplente	In essere
	Agipfuel Nord S.p.A.	Presidente del Collegio Sindacale	In essere
	Enipower S.p.A.	Sindaco effettivo	In essere
	Il Domenicale S.p.A.	Presidente del Collegio Sindacale	In essere
	Litosud S.r.l.	Presidente del Collegio Sindacale	In essere
	Mag Editoriale S.r.l.	Sindaco supplente	In essere
	Fiorentina Gas	Sindaco effettivo	Cessata
	ZD Tech Italia S.p.A.	Presidente del Collegio Sindacale	Cessata
	Web Music Company S.p.A.	Sindaco effettivo	Cessata
	Donzelli Editore S.r.l.	Socio	In essere

Nome e Cognome	Società presso la quale è svolta l'attività	Carica	Stato della carica
	Farci & C. S.r.l.	Socio	In essere
	Magico 13 S.r.l.	Socio	In essere
	Stella Real Estate Stl	Socio	In essere
	Benedettina S.r.l.	Socio	In essere
Riccardo Perotta	Albacom S.p.A.	Presidente del Collegio Sindacale	Cessata
	Banca d'intermediazione mobiliare imi S.p.A.	Presidente del Collegio Sindacale	Cessata
	Berger vogel S.r.l.	Presidente del Collegio Sindacale	Cessata
	Bit systems S.p.A.	Sindaco effettivo	Cessata
	Boing S.p.A.	Sindaco effettivo	In essere
	Burano S.p.A.	Presidente del Collegio Sindacale	Cessata
	Cafin S.p.A.	Presidente del Collegio Sindacale	Cessata
	Campari italia S.p.A.	Sindaco effettivo	Cessata
	Coface assicurazioni S.p.A.	Presidente del Collegio Sindacale	In essere
	Coface factoring italia S.p.A.	Presidente del Collegio Sindacale	In essere
	De padova S.r.l.	Presidente del Collegio Sindacale	Cessata
	Ecs international italia S.p.A.	Sindaco effettivo	In essere
	Eni S.p.A.	Sindaco effettivo	Cessata
	Enifin S.p.A.	Sindaco effettivo	Cessata
	Gewiss S.p.A.	Presidente del Collegio Sindacale	In essere
	Hyundai motor company italy S.r.l.	Presidente del Collegio Sindacale	In essere
	Jeckerson S.p.A. (ex quatra S.r.l.)	Presidente del Collegio Sindacale	In essere
	Kedrios S.p.A.	Presidente del Collegio Sindacale	Cessata
	La viscontea immobiliare S.r.l.	Presidente del Collegio Sindacale	Cessata
	Luca S.r.l.	Presidente del Collegio Sindacale	Cessata
	Mediaset S.p.A.	Sindaco effettivo	Cessata
	Mediaset investimenti S.p.A.	Sindaco effettivo	In essere
	Mediolanum S.p.A.	Sindaco effettivo	In essere
	Metroweb S.p.A.	Presidente del Collegio Sindacale	In essere
	Mlv S.p.A.	Presidente del Collegio Sindacale	Cessata
	Obiettivo sgr S.p.A.	Presidente del Collegio Sindacale	Cessata
	Piazza affari S.p.A.	Sindaco effettivo	Cessata
	Value partners S.p.A.	Presidente del Collegio Sindacale	In essere
	Wasnlease italia S.p.A.	Sindaco effettivo	In essere
Giulio Gamba	IFM SCaRL	Presidente del Collegio Sindacale	In essere
	SPM SCaRL	Presidente del Collegio Sindacale	In essere
	Saipem Energy Italia S.p.A	Sindaco effettivo	In essere
	Venezia Tecnologie S.p.A.	Sindaco effettivo	In essere
	Priolo Servizi SCpA	Sindaco effettivo	In essere
	Ravenna Servizi Industriali ScpA	Sindaco effettivo	In essere
	Termica Milazzo S.r.l.	Sindaco effettivo	In essere
	VEGA ScaRL	Sindaco effettivo	In essere
	Syndial S.p.A.	Sindaco supplente	In essere
	Transmed S.p.A.	Sindaco supplente	In essere
	Fondo bombole metano	Sindaco supplente	In essere
	Saipem S.p.A.	Sindaco supplente	In essere
	LNG Shipping S.p.A.	Sindaco supplente	In essere
	ENI Gas £ Power Deutschland S.p.A.	Sindaco supplente	In essere
	F.lli Mazzon S.p.A.	Sindaco supplente	In essere
	Nanofab Scarl	Sindaco supplente	In essere
	SOFID S.p.A.	Sindaco supplente	In essere
	Società Italiana per il gas per azioni	Sindaco supplente	In essere
	Priolo Servizi SCarl	Presidente OVC	In essere

Nome e Cognome	Società presso la quale è svolta l'attività	Carica	Stato della carica
	ABB Estense Service S.p.A.	Presidente del Collegio sindacale	Cessata
	CO.RE.PLA	Presidente del Collegio sindacale	Cessata
	Enipower S.p.A.	Sindaco effettivo	Cessata
	Manifattura dell'Adda S.p.A.	Sindaco effettivo	Cessata
	Electromodul S.p.A.	Sindaco supplente	Cessata
	TMB Tecnopast Bakery Machines S.p.A.	Sindaco supplente	Cessata
	New Pel Company S.p.A.	Sindaco supplente	Cessata
	Etikon S.r.l.	Consigliere e socio	Cessata
	Euroconsult S.r.l.	Consigliere	Cessata
Luigi Rinaldi	GNL Italia S.p.A.	Presidente del Collegio Sindacale	In essere
	Napoletanagas S.p.A.	Presidente del Collegio Sindacale	In essere
	Laus Factor S.p.A.	Presidente del Collegio Sindacale	In essere
	Allied International S.r.l.	Presidente del Collegio Sindacale	In essere
	Tectubi Raccordi S.p.A.	Presidente del Collegio Sindacale	In essere
	Riso Scotti S.p.A.	Sindaco effettivo	In essere
	La Versa Viticoltori Associati S.p.A.	Sindaco effettivo	In essere
	Sabrom S.p.A.	Sindaco effettivo	In essere
	Raccordi Forgiati S.r.l.	Sindaco effettivo	In essere
	Saipem S.p.A.	Componente Organismo di Vigilanza	In essere
	Tickmark S.r.l.	Consigliere	Cessata
	Pasvim S.p.A.	Consigliere	Cessata
	Valvitalia S.p.A.	Sindaco effettivo	Cessata

Salvo quanto indicato nella tabella che precede, nessuno dei componenti del Collegio Sindacale detiene o ha detenuto negli ultimi cinque anni altre partecipazioni "qualificate" (superiori al 2% in società quotate e al 10% in società non quotate).

Per quanto a conoscenza dell'Emittente, nessuno dei componenti del Collegio Sindacale, nei cinque anni precedenti la Data del Prospetto Informativo: (i) ha subito condanne in relazione a reati di frode; (ii) è stato dichiarato fallito o sottoposto a procedure concorsuali o è stato associato, nell'ambito dell'assolvimento dei propri incarichi, ad alcuna bancarotta, amministrazione controllata o procedura di liquidazione; e (iii) ha subito incriminazioni ufficiali e/o sanzioni da parte di autorità pubbliche o di regolamentazione (comprese le associazioni professionali designate) né interdizioni da parte di un tribunale dalla carica di membro dell'organo di amministrazione, direzione o vigilanza della Società o dallo svolgimento di attività di direzione o di gestione di qualsiasi emittente.

Nessuno dei componenti del Collegio Sindacale indicati nelle tabelle sopra riportate ha rapporti di parentela con i componenti del Consiglio di Amministrazione e/o con alcuno dei principali dirigenti dell'Emittente.

14.1.3 Principali dirigenti

Di seguito è riportato l'elenco dei membri del *management* dell'Emittente e della carica dagli stessi ricoperta all'interno dell'Emittente alla Data del Prospetto Informativo.

Nome e Cognome	**Carica ricoperta**
Francesco Iovane	Direttore Generale Operations
Antonio Paccioretti	Direttore Amministrazione Finanza e Controllo
Federico Spiller	Direttore Affari Generali
Francesco Galimberti	Direttore Personale e Organizzazione
Paolo Mosa	Direttore Sviluppo Commerciale

Si riporta qui di seguito un breve *curriculum vitae* dei principali dirigenti:

Francesco Iovane: laureato in Ingegneria Meccanica presso l'Università di Napoli. Nel 1974 consegue il Master in Tecnologie Avanzate presso la Sogesta di Urbino. Inizia la sua carriera in Snam S.p.A. nel 1975 presso la Direzione Tecnica Trasporto Metano. Nel 1984 assume la posizione di Responsabile Zona Sicilia con l'incarico di assicurare l'esercizio e la costruzione di metanodotti nonché la commercializzazione del gas sul territorio siciliano. Dal 1989 al 1999 opera presso la Direzione Approvvigionamenti prima come Responsabile Appalti e successivamente come Direttore Approvvigionamenti. Nel 1999 assume la posizione di Direttore Costruzioni con il compito di assicurare la realizzazione degli investimenti in Italia sovrintendendo a quelli all'estero; in tale ambito ha assunto la presidenza dei Comitati di Costruzioni Transitgas di Zurigo e Tag di Vienna. Dal 1999 al 2002 è Amministratore Delegato di Mariconsult e Consigliere di Amministrazione di Transitgas. Nel 2001 viene nominato Direttore Gestione Rete con il compito di sovrintendere tutte le attività operative sul territorio. Nel 2002 assume la responsabilità del Progetto Riduzioni Costi di Snam Rete Gas assicurando il raggiungimento degli sfidanti obiettivi di efficienza della Società. Nel marzo 2006 assume la posizione di Direttore Operations con il compito di sovrintendere alla gestione della Rete di Trasporto, al dispacciamento e misura del gas nonché alla realizzazione degli investimenti della Società. Dall'8 maggio 2006 è nominato Direttore Generale Operations di Snam Rete Gas S.p.A..

Antonio Paccioretti: laureato in Economia Aziendale presso l'Università Bocconi di Milano, ha iniziato la sua carriera in Snam S.p.A. nell'area Amministrazione, Finanza e Controllo. Dal 2006 al giugno 2007 è stato Amministratore Delegato di Eni Coordination Center SA, con sede a Bruxelles, presso la quale sono centralizzate le attività finanziarie internazionali del Gruppo Eni. In precedenza, dal 2002 alla primavera del 2006, è stato a capo delle attività di *Equity* e *Debt Capital Market* di Eni dove si è occupato tra l'altro dell'OPA sulle azioni di Italgas conclusa nel 2003, del collocamento della seconda *tranche* di Snam Rete Gas del 2004 e di operazioni di finanza straordinaria tra cui la vendita dell'intera quota di partecipazione detenuta da Eni in Albacom e la cessione di Snamprogetti a Saipem. Nel 2001 è stato Responsabile Finanziario di Snam Rete Gas e ha curato le diverse fasi del processo di quotazione della Società che ha rappresentato la maggiore IPO di quell'anno in Italia. Assunto in Snam S.p.A. nel 1989 presso la Direzione Generale Amministrazione Finanza e Controllo, ha lavorato con crescenti livelli di responsabilità in diverse funzioni dell'area, diventando Responsabile Finanziario nel 2000. Ha maturato una profonda

conoscenza nella realizzazione di operazioni di M&A e di finanza strutturata in Italia e all'estero prevalentemente nel settore Oil & Gas e in quello delle Utilities. È componente del Consiglio di Amministrazione della controllata GNL Italia.

Federico Spiller: l'avvocato Federico Spiller è Direttore Affari Generali di Snam Rete Gas fin dalla costituzione della Società nel 2001, con la funzione di assicurare l'Assistenza Legale, l'analisi di provvedimenti legislativi e amministrativi di interesse aziendale, la gestione dei Rapporti con le Istituzioni e delle attività di Segreteria Societaria. In tale veste ha seguito tra l'altro gli aspetti giuridici e legali relativi al collocamento azionario della Società alla definizione del quadro contrattuale legato alle attività di trasporto gas nell'ambito regolato tipico della realtà nazionale. Laureato in Giurisprudenza presso l'Università degli studi di Milano, inizia la sua carriera in Snam S.p.A. nel 1982 come esperto di contenzioso e rapporti negoziali. Dal 1983 al 1992 lavora presso la Direzione Affari Legali di Eni, dove presta attività di consulenza ed assistenza per diverse Società controllate, in particolare per Snam, Saipem e Snamprogetti. Nel 1992 opera come Responsabile Penale nell'ambito della Direzione Affari Legali di Snam, rappresentando le ragioni della Società nei processi penali curandone i giudizi fino alla Corte di Cassazione; successivamente, nel 1994, assume la posizione di Responsabile assistenza legale delle attività diversificate nei settori del trasporto petrolifero, ambientale e immobiliare, assicurando - oltre alla tutela legale - anche la consulenza sull'applicazione delle normative e assistenza in materia penale.

Nel 1998 viene nominato Direttore Affari Generali e Legali di Italgas S.p.A., dove segue gli aspetti del contenzioso, gli adempimenti legali e formali verso le istituzioni e gli enti esterni e l'attività di segreteria societaria.

Nel giugno del 2000 assume il ruolo di Responsabile Assistenza Legale "Rete Italia" di Snam ed entra a far parte del gruppo di lavoro incaricato di affrontare le tematiche connesse al conferimento a una Società di nuova costituzione delle attività di trasporto e rigassificazione del GNL in Italia, attività che porterà alla nascita, nel luglio del 2001, di Snam Rete Gas. Contestualmente all'incarico sopra conferito, dal giugno 2006 al luglio 2008, è stato Presidente di GNL Italia. È stato inoltre segretario del Consiglio di Amministrazione di Italgas dal 1998 al 2000, consigliere di amministrazione di Sieco S.p.A., società di servizi di Eni (anni 1996-1997) e di Fiorentina Gas S.p.A. (2000-2001) e, dal 2001 ad oggi Segretario del Consiglio di Amministrazione di Snam Rete Gas.

Francesco Galimberti: Direttore Personale e Organizzazione di Snam Rete Gas dall'ottobre 2002. Conseguita la Laurea in Filosofia presso l'Università Cattolica del Sacro Cuore di Milano, dopo alcuni anni di insegnamento, entra in Snam nel 1981 nella Direzione Personale. Si occupa, con responsabilità crescenti, di formazione, di sviluppo manageriale, di selezione, di programmazione dei flussi occupazionali, fino ad assumere, dal 1985 al 1988, la posizione di Responsabile Assunzioni e Sviluppo. Dal 1988 al 1991 è nominato Responsabile Formazione e Addestramento. Dal 1991 al 1998, in qualità di Responsabile Occupazione, Formazione e Sviluppo Manageriale, contribuisce ad elaborare e a sperimentare nuove metodologie e strumenti a supporto delle politiche di gestione e sviluppo delle risorse manageriali. È nominato Responsabile Personale nel 1998, allargando la sua sfera di azione anche alla comunicazione interna, alle relazioni sindacali, alla

amministrazione del personale, alla *security*. Nel 2001 assume il ruolo di Direttore Personale, Organizzazione e Sistemi Informativi, contribuendo al disegno e alla realizzazione della completa riorganizzazione delle attività del *business* con la costituzione di Rete Gas Italia ora Snam Rete Gas, cui sono conferite le attività connesse al trasporto del gas, e l'incorporazione in Eni Divisione Gas & Power, di cui è Direttore Risorse Umane, delle attività di commercializzazione. Nell'ottobre 2002 assume la Direzione Personale e Organizzazione di Snam Rete Gas, gestendone la progressiva stabilizzazione della struttura organizzativa e il consolidamento della cultura manageriale e organizzativa. È segretario del Comitato per la Remunerazione di Snam Rete Gas.

Paolo Mosa: laureato in Ingegneria Meccanica presso il Politecnico di Milano nel 1985, ha cominciato la sua carriera in Snam S.p.A. nel 1987. Dal 2001 ricopre in Snam Rete Gas il ruolo di direttore responsabile delle attività di pianificazione degli investimenti di sviluppo della rete e della gestione dei contratti di trasporto. È inoltre incaricato di mantenere i rapporti con l'AEEG. Dal 2006 è Vice Presidente di Gas Transmission Europe (associazione Europea delle imprese di trasporto del gas), nella quale dirige un gruppo di lavoro su tematiche relative alla diffusione delle informazioni inerenti l'attività di trasporto del gas naturale.

Tra il 2000 e il 2001 è stato responsabile del coordinamento delle società estere partecipate da Snam S.p.A., proprietarie delle infrastrutture di trasporto necessarie all'importazione del gas naturale in Italia. In tale periodo ha ricoperto il ruolo di Amministratore Delegato di TMPC Ltd ed è stato componente dei consigli di amministrazione di TAG GmbH, TEMP GmbH, TTPC Ltd and Transitgas SA. Precedentemente ha lavorato nella Direzione Attività Estere e nella Direzione Pianificazione e Controllo di Snam S.p.A., ricoprendo diverse posizioni con livelli di responsabilità crescenti. In particolare si è occupato della valutazione economica e del controllo di rilevanti progetti di investimento sia in Italia che all'estero e ha sviluppato il modello di accesso di soggetti terzi alla rete italiana di trasporto del gas naturale. Fino al 2002 è stato membro del Consiglio di Amministrazione di TIGAZ, una delle principali imprese di distribuzione del gas in Ungheria, e fino al 2008 di GNL Italia, la società che gestisce l'impianto di rigassificazione di GNL sito a Panigaglia. Nel corso della sua esperienza professionale ha sviluppato una profonda conoscenza dei *business* regolati nel settore del gas naturale, sia a livello nazionale che Europeo, con particolare riferimento alle modalità di accesso alle infrastrutture e di erogazione del servizio di trasporto, ai sistemi tariffari nonché allo sviluppo delle nuove infrastrutture.

La seguente tabella indica le società nelle quali ciascuno dei principali dirigenti della Società sia stato e/o sia membro degli organi di amministrazione, di direzione o di controllo, ovvero dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari, ovvero titolare di una partecipazione "qualificata" (superiore al 2% in società quotate ed al 10% in società non quotate), attualmente e nei cinque anni precedenti la Data del Prospetto Informativo:

Nome e Cognome	Società presso la quale è svolta l'attività	Carica	Stato della carica
Antonio Paccioretti	ENI Coordination Center SA	Amministratore Delegato	Cessata
	GNL Italia S.p.A.	Consigliere	In essere
Federico Spiller	GNL Italia S.p.A.	Presidente	Cessata
Paolo Mosa	GNL Italia S.p.A.	Consigliere	Cessata

Nessuno dei principali dirigenti detiene ovvero ha detenuto negli ultimi cinque anni partecipazioni rilevanti (superiori al 2% in società quotate e al 10% in società non quotate).

Per quanto a conoscenza dell'Emittente, nessuno dei principali dirigenti della Società, nei cinque anni precedenti la Data del Prospetto Informativo: (i) ha subito condanne in relazione a reati di frode; (ii) è stato dichiarato fallito o sottoposto a procedure concorsuali o è stato associato, nell'ambito dell'assolvimento dei propri incarichi, ad alcuna bancarotta, amministrazione controllata o procedura di liquidazione; e (iii) ha subito incriminazioni ufficiali e/o sanzioni da parte di autorità pubbliche o di regolamentazione (comprese le associazioni professionali designate) né interdizioni da parte di un tribunale dalla carica di membro dell'organo di amministrazione, direzione o vigilanza della Società o dallo svolgimento di attività di direzione o di gestione di qualsiasi emittente.

Nessuno dei principali dirigenti indicati nelle tabelle sopra riportate ha rapporti di parentela con i componenti del Consiglio di Amministrazione, degli componenti del Collegio Sindacale e/o con alcuno dei principali dirigenti dell'Emittente.

14.2 Conflitto di interessi degli organi di amministrazione, di direzione e di vigilanza e degli alti dirigenti

14.2.1 Potenziali conflitti di interesse dei membri del Consiglio di Amministrazione e del Collegio Sindacale o dei principali dirigenti

Alla Data del Prospetto Informativo, nessun membro del Consiglio di Amministrazione e del Collegio Sindacale o dei principali dirigenti è portatore di interessi privati in conflitto con i propri obblighi derivanti dalla carica o dalla qualifica ricoperta all'interno dell'Emittente o del Gruppo Snam Rete Gas, ad eccezione dei Consiglieri Massimo Mantovani e Massimo Mondazzi che, in quanto al contempo Consiglieri di Snam Rete Gas e dirigenti di Eni, potrebbero venirsi a trovare in situazioni di potenziale conflitto di interesse.

14.2.2 Accordi o intese dei membri del Consiglio di Amministrazione e del Collegio Sindacale o dei dirigenti con i principali azionisti, clienti o fornitori dell'Emittente

L'Emittente non è a conoscenza di accordi o intese con i principali azionisti, clienti, fornitori o altri, a seguito dei quali i membri del Consiglio di Amministrazione e del Collegio Sindacale o i Principali Dirigenti siano stati scelti quali membri degli organi di amministrazione, di vigilanza o quali dirigenti.

14.2.3 Eventuali restrizioni concordate dai membri del Consiglio di Amministrazione e del Collegio Sindacale e dai dirigenti

Ai sensi degli articoli 152-*bis* e seguenti del Regolamento Emittenti, sussiste in capo all'Emittente l'obbligo di tenuta del registro delle persone che hanno accesso alle informazioni privilegiate (il "**Registro**"). In particolare, ai soggetti iscritti nel Registro è fatto espresso divieto: (i) di comunicare a terzi le informazioni delle quali sono a conoscenza; (ii) di rilasciare interviste ad organi di stampa o fare dichiarazioni in genere che contengano informazioni rilevanti o privilegiate riguardanti la Società e le controllate, che non abbiano già formato oggetto di diffusione al pubblico; e (iii) di compiere, in nome e/o per conto

dell'Emittente, operazioni di acquisto, vendita o qualunque altra operazione sugli strumenti finanziari cui le informazioni si riferiscono.

Il Consiglio di Amministrazione dell'Emittente, in data 17 marzo 2006, ha adottato il "*Regolamento per il trattamento delle informazioni privilegiate*" (il "**Regolamento**"), ai sensi del quale ha distinto la disciplina applicabile ai soggetti iscritti nel Registro in via occasionale, da quella applicabile ai soggetti iscritti nel Registro in via permanente.

Ai soggetti iscritti nel Registro in via occasionale è fatto divieto di compiere direttamente o indirettamente, per conto proprio o di terzi, operazioni di acquisto, vendita o qualunque altra operazione sugli strumenti finanziari cui le informazioni si riferiscono dal momento della loro iscrizione e sino alla cancellazione dal registro (c.d. *black out period*).

Ai soggetti iscritti nel Registro in via permanente, tra cui i componenti degli organi di controllo e i soggetti che svolgono funzioni di direzione, è suggerito un rispetto sostanziale delle raccomandazioni sopra esposte. Se l'operatività sugli strumenti finanziari, cui le informazioni si riferiscono, risulti irrinunciabile e non basata su informazioni privilegiate o rilevanti, i soggetti iscritti in via permanente potranno operare adottando modalità tali da non ricadere nelle fattispecie di cui all'articolo 184 e seguenti del TUF ("*Abuso di informazioni privilegiate*").

Pertanto, fatta eccezione per quanto stabilito ai sensi degli articoli 152-*bis* e seguenti del Regolamento Emittenti e del Regolamento, non sono previste restrizioni a carico dei membri del Consiglio di Amministrazione, del Collegio Sindacale, del Direttore Generale in merito alla cessione dei titoli dell'Emittente dagli stessi detenuti.

15. REMUNERAZIONI E BENEFICI

15.1 Remunerazione e benefici corrisposti ai membri del Consiglio di Amministrazione, del Collegio Sindacale e ai principali dirigenti

La seguente tabella riporta i compensi lordi destinati a qualsiasi titolo e sotto qualsiasi forma, per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008, dall'Emittente e dalle società dalla stessa controllate ai componenti del Consiglio di Amministrazione in carica alla Data del Prospetto Informativo.

(migliaia di Euro)

Nome e Cognome	Carica Coperta	Emolumenti per la carica in Snam Rete Gas	Benefici non monetari	Bonus e altri incentivi	Altri compensi	Totale
Alberto Meomartini	Presidente			122	863 (1)	985
Carlo Malacarne	Amministratore delegato		18	435	543 (2)	996
Giuseppe Airoldi	Consigliere	32				32
Roberto Lonzar	Consigliere	34				34
Roberto Lugano	Consigliere	34				34
Massimo Mantovani	Consigliere	30 (3)				30
Davide Croff	Consigliere	31				31
Massimo Mondazzi	Consigliere	31 (3)				31
Renato Santini	Consigliere	34				34

(1) In data 30 dicembre 2007 ha risolto il rapporto di lavoro con l'impresa di appartenenza Eni. Dal 1° gennaio 2008 il compenso viene erogato direttamente da Snam Rete Gas a titolo di rapporto di collaborazione.

(2) Comprende il compenso per la carica di Amministratore Delegato.

(3) L'ammontare del compenso viene corrisposto all'impresa di appartenenza (Eni).

Collegio Sindacale

La seguente tabella riporta i compensi corrisposti a qualsiasi titolo e sotto qualsiasi forma nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008 dall'Emittente e dalle società da essa direttamente o indirettamente controllate ai membri del Collegio Sindacale in carica alla Data del Prospetto Informativo.

(migliaia di Euro)

Nome e Cognome	Carica Coperta	Emolumenti per la carica in Snam Rete Gas	Benefici non monetari	Bonus e altri incentivi	Altri compensi	Totale
Pierumberto Spanò	Presidente	49				49
Riccardo Perotta	Sindaco effettivo	32				32
Roberto Mazzei	Sindaco effettivo	32				32
Giulio Gamba	Sindaco supplente					
Luigi Rinaldi	Sindaco supplente				20 (1)	20

(1) Si riferisce al compenso per la carica di Presidente del Collegio Sindacale di GNL Italia.

Principali dirigenti

La seguente tabella riporta i compensi corrisposti a qualsiasi titolo e sotto qualsiasi forma nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008 dall'Emittente e dalle società da essa direttamente o indirettamente controllate ai principali dirigenti alla Data del Prospetto Informativo.

(migliaia di Euro)

Nome e Cognome	Carica Coperta	Emolumenti per la carica in Snam Rete Gas	Benefici non monetari	Bonus e altri incentivi	Altri compensi	Totale
Francesco Iovane	Direttore generale Operation		15	184	299	498
Altri dirigenti con responsabilità strategiche			53	482	838	1.373

15.2 Ammontare degli importi accantonati o accumulati dall'Emittente o da sue società controllate per la corresponsione di pensioni, indennità di fine rapporto o benefici analoghi

Al 31 dicembre 2008 il Fondo Trattamento di Fine Rapporto accantonato a favore dei dipendenti del Gruppo Snam Rete Gas ammonta a Euro 21 milioni, valutato secondo quanto previsto dagli IFRS.

16. PRASSI DEL CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE

16.1 Durata della carica del Consiglio di Amministrazione e del Collegio Sindacale

Ai sensi dell'articolo 16 dello Statuto dell'Emittente, la durata del mandato degli Amministratori è fissata in tre esercizi; gli amministratori scadono alla data dell'assemblea convocata per l'approvazione del bilancio relativo all'ultimo esercizio della loro carica.

Nella seguente tabella sono indicate le date di nomina e di scadenza del mandato degli Amministratori in carica alla Data del Prospetto Informativo:

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE			
Nominativo	**Carica**	**Data di nomina**	**Scadenza mandato**
Alberto Meomartini	Presidente	26 aprile 2007	Approvazione bilancio 31 dicembre 2009
Carlo Malacarne	Amministratore Delegato	26 aprile 2007	Approvazione bilancio 31 dicembre 2009
Giuseppe Airoldi	Consigliere	26 aprile 2007	Approvazione bilancio 31 dicembre 2009
Davide Croff	Consigliere	26 aprile 2007	Approvazione bilancio 31 dicembre 2009
Roberto Lonzar	Consigliere	26 aprile 2007	Approvazione bilancio 31 dicembre 2009
Roberto Lugano	Consigliere	26 aprile 2007	Approvazione bilancio 31 dicembre 2009
Massimo Mantovani	Consigliere	26 aprile 2007	Approvazione bilancio 31 dicembre 2009
Massimo Mondazzi	Consigliere	26 aprile 2007	Approvazione bilancio 31 dicembre 2009
Renato Santini	Consigliere	26 aprile 2007	Approvazione bilancio 31 dicembre 2009

16.2 Informazioni sui contratti di lavoro stipulati dai membri degli organi di amministrazione, di direzione o di vigilanza con la Società o con le società controllate che prevedono indennità di fine rapporto

Nessuno dei membri del Consiglio di Amministrazione e del Collegio Sindacale ha in essere contratti di lavoro con l'Emittente o con le società del Gruppo Snam Rete Gas, ad eccezione dell'Amministratore Delegato Carlo Malacarne, il quale ha in essere un rapporto di lavoro dirigenziale regolato dal Contratto Collettivo Nazionale (CCNL) per i dirigenti di aziende produttrici di beni e servizi.

16.3 Informazioni sul comitato per il controllo interno e sul comitato per la remunerazione della Società

Comitato per il Controllo Interno

Il Comitato per il Controllo Interno è stato costituito il 26 febbraio 2002 con funzioni consultive e propositive verso il Consiglio di Amministrazione. Il Comitato, nominato dal Consiglio di Amministrazione in data 8 maggio 2007, è composto esclusivamente da amministratori non esecutivi indipendenti: Roberto Lugano (Presidente), Roberto Lonzar e Renato Santini. Nel corso della stessa riunione il Consiglio di Amministrazione, in ottemperanza a quanto previsto dal Codice di Autodisciplina delle società quotate, ha valutato che tutti i componenti del Comitato per il Controllo Interno possiedono una adeguata esperienza in materia contabile e finanziaria.

Il Consiglio di Amministrazione, nell'adunanza del 20 marzo 2007, sentito il parere del Comitato per il Controllo Interno, ha nominato Preposto al controllo interno il responsabile della funzione di *Internal Audit* della Società e ne ha determinato la remunerazione coerentemente con le politiche aziendali.

Il Consiglio di Amministrazione in data 20 giugno 2007 ha approvato il nuovo regolamento interno precisandone le competenze.

In particolare il Comitato:

- assiste il Consiglio di Amministrazione nelle funzioni di indirizzo e verifica dell'adeguatezza e del funzionamento dei controlli interni e del sistema di gestione dei rischi aziendali;
- esamina l'operato del preposto al sistema di controllo interno;
- valuta, unitamente al dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari e alla Società di revisione, il corretto utilizzo dei principi contabili e la loro omogeneità ai fini della redazione del bilancio consolidato;
- valuta le proposte formulate dalle società di revisione per l'affidamento del relativo incarico, nonché il piano di lavoro predisposto per la revisione e i risultati esposti nella relazione e nella eventuale lettera di suggerimenti;
- riferisce almeno semestralmente al Consiglio di Amministrazione sull'attività svolta e sull'adeguatezza del sistema di controllo interno; e
- il Comitato è validamente riunito in presenza della maggioranza dei componenti in carica e delibera a maggioranza assoluta dei presenti. Ai lavori partecipa il Presidente del Collegio Sindacale o un sindaco effettivo da questi designato; alle riunioni possono partecipare soggetti che non ne sono membri su invito del Comitato stesso, nonché il Presidente e l'Amministratore Delegato della Società. Il responsabile della funzione *Internal Audit* svolge il ruolo di segretario del Comitato, redige il verbale delle riunioni e lo assiste nell'espletamento delle sue funzioni.

In data 11 dicembre 2008, in conformità al criterio applicativo 8 c. 1 lett. b) del Codice di Autodisciplina, il Consiglio di Amministrazione di Snam Rete Gas ha individuato l'Amministratore Delegato della Società quale amministratore esecutivo incaricato di sovrintendere alla funzionalità del sistema di controllo interno.

Comitato per la Remunerazione

Il Consiglio di Amministrazione in carica, nell'adunanza dell'8 maggio 2007, ha nominato membri del Comitato per la Remunerazione i tre consiglieri non esecutivi Giuseppe Airoldi, Davide Croff e Massimo Mondazzi, di cui i primi due indipendenti. Il Consigliere Giuseppe Airoldi è stato confermato Presidente del Comitato per la Remunerazione.

Il Comitato per la Remunerazione ha il compito di sottoporre al Consiglio di Amministrazione la proposta relativa alla remunerazione annua del Presidente e dell'Amministratore Delegato e di esaminare i criteri per la remunerazione dell'alta direzione della Società. I compensi agli amministratori sono deliberati dall'Assemblea, la remunerazione del Presidente e dell'Amministratore Delegato è determinata dal Consiglio di Amministrazione.

16.4 Dichiarazione che attesta l'osservanza da parte della Società delle norme in materia di governo societario vigenti

L'Emittente opera in conformità alle vigenti disposizioni ad essa applicabili, ed in particolare a quelle emanate da Consob e Borsa Italiana.

L'Emittente ha aderito alle disposizioni del Codice di Autodisciplina tempo per tempo vigenti, sin dalla sua istituzione.

L'Emittente dichiara di avere adottato il modello organizzativo e di controllo di cui al D. Lgs. n. 231/01.

16.5 Separazione societaria, funzionale ed organizzativa dei gestori di sistemi di trasporto e dispacciamento gas facenti parte di gruppi di imprese verticalmente integrate

La direttiva 2003/55/CE del 26 giugno 2003, oltre a ridefinire le regole in materia di separazione e trasparenza contabile, prevede la separazione societaria, funzionale ed organizzativa dei gestori di sistemi di trasporto e distribuzione gas facenti parte di gruppi di imprese verticalmente integrate.

In ambito nazionale, con il Testo Integrato allegato alla Delibera 11/07 del 18 gennaio 2007 e successive modifiche, l'AEEG, nel recepire gli indirizzi contenuti nella direttiva Europea sopra citata, introduce specifici obblighi di separazione funzionale (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 6, Paragrafo 6.6.6).

La separazione funzionale prevista dal Testo Integrato, si sostanzia nel conferimento dell'autonomia decisionale ed organizzativa ad ognuna delle attività di trasporto, dispacciamento, rigassificazione del GNL, stoccaggio e distribuzione del gas naturale, separandole amministrativamente dalle altre attività gas. A tal fine, l'amministrazione delle attività oggetto di *unbundling* deve essere affidata a un "Gestore Indipendente" costituito all'interno della società che esercita tali attività ("*Società Unbundled*").

In base alla regola generale di cui all'art. 11.2 del Testo Integrato, nell'ambito delle società che svolgono attività di trasporto, dispacciamento o distribuzione di gas naturale, il Gestore Indipendente deve essere composto da tutti gli amministratori, ovvero dai componenti del Consiglio di Amministrazione, e dai dipendenti con funzioni dirigenziali.

La Delibera 253/07 del 4 ottobre 2007 ha tuttavia introdotto l'art. 11.5 del Testo Integrato che prevede la possibilità che, in parziale deroga al suddetto principio generale, non tutti gli amministratori della Società Unbundled facciano parte del Gestore Indipendente, a condizione che:

- siano incluse nello statuto sociale della Società Unbundled le finalità di promuovere la concorrenza, l'efficienza ed adeguati livelli di qualità nell'erogazione di servizi (art. 11.5 lett.a));
- gli amministratori della Società Unbundled, che non posseggono i requisiti di indipendenza indicati dalle Delibere dell'AEEG, non rivestano ruoli operativi e/o decisionali nelle attività di vendita (art. 11.5 lett.b)); e

- sia prevista un'apposita struttura organizzativa (Amministratore Delegato o Comitato Esecutivo), parte del Gestore Indipendente della Società Unbundled, che esprime parere vincolante per tutte le decisioni del CdA che riguardano aspetti gestionali e organizzativi dell'attività separata funzionalmente, nonché per l'approvazione del piano di sviluppo (art. 11.5 lett.c)).

Inoltre, le disposizioni del Testo Integrato che impongono la partecipazione del personale con funzioni dirigenziali alla composizione del Gestore Indipendente, sono state annullate dal TAR Lombardia all'esito del giudizio di primo grado di un contenzioso promosso contro l'AEEG da vari operatori del settore del gas naturale, ivi inclusa Snam Rete Gas.

Il Consiglio di Amministrazione della Snam Rete Gas, il 27 giugno 2008, a seguito di formale indicazione pervenuta dalla controllante Eni, ha deliberato, con parere favorevole del Collegio Sindacale e ai sensi dell'art. 2497-*ter* del Codice Civile, di istituire il Gestore Indipendente di cui all'articolo 11 del Testo Integrato allegato alla Delibera 11/07 dell'AEEG, strutturato come organo monocratico e di individuare nella figura dell'Amministratore Delegato la struttura organizzativa di cui all'articolo 11.5 lett. c) del medesimo Testo Integrato.

Successivamente, in data 23 marzo 2009, il Consiglio di Amministrazione dell'Emittente, ha integrato la composizione del Gestore Indipendente aggiungendo alla figura dell'Amministratore Delegato quella del Direttore Generale Operations.

Tale orientamento è stato motivato anche dalla valutazione che la scelta operata consente di mantenere sostanzialmente inalterato l'assetto di *governance* della Società, tenuto anche conto della posizione di emittente quotato e conseguentemente dei molteplici interessi che in virtù di tale "*status*" la società deve contemperare, nonché della normativa alla quale è soggetta.

L'Assemblea Straordinaria, inoltre, il 31 luglio 2008, al fine di ottemperare alle deliberazioni 11/07 e 253/07 dell'AEEG ed implementare la costituzione all'interno della Società del Gestore Indipendente, ha approvato le seguenti modifiche allo Statuto della Società:

- all'art. 2 l'inclusione nell'oggetto sociale delle finalità di promuovere la concorrenza, l'efficienza ed adeguati livelli di qualità nell'erogazione di servizi come previsto all'art. 2, comma 2.1, della Delibera 11/07 dell'AEEG; e

- all'art. 19 che il Consiglio di Amministrazione, ai sensi dell'art. 2381 del Codice Civile, possa istituire Comitati, determinandone i poteri ed il numero dei componenti; questo anche al fine di poter disporre di clausole statutarie che consentano diverse eventuali future valutazioni in merito all'operatività e alla composizione del Gestore Indipendente.

In data 4 luglio 2008 il Consiglio di Amministrazione di GNL Italia ha nominato Gestore Indipendente il Presidente ed Amministratore Delegato Vittorio Musazzi.

Successivamente con Delibera ARG/gas 92/08 l'AEEG, modificando la Delibera n. 11/07, ha stabilito l'esenzione transitoria dall'obbligo di separazione funzionale per l'impresa verticalmente integrata che svolge attività di trasporto e rigassificazione.

Con Delibera ARG/COM/132/08, pubblicata in data 26 settembre 2008, l'Autorità ha emanato la "*Definizione delle linee guida in materia di predisposizione del programma di adempimenti di cui*

all'Allegato A alla deliberazione n.11/07 in materia di unbundling" (le "**Linee Guida**"). Sulla base delle suddette Linee Guida, il Gestore Indipendente dovrà pianificare ed aggiornare il programma di attività per la realizzazione dell'effettiva separazione funzionale, secondo la tempistica di predisposizione ed attuazione fissata, a seconda degli adempimenti, da sei mesi ad un anno a far tempo dalla pubblicazione.

17. DIPENDENTI

17.1 Numero dipendenti

La tabella sottostante indica l'evoluzione del personale in servizio del Gruppo Snam Rete Gas ripartito per categoria al 31 dicembre 2006, 31 dicembre 2007 e 31 dicembre 2008:

Categorie contrattuali	2006	2007	2008
Dirigenti	63	62	65
Quadri	256	255	265
Impiegati	1.269	1.250	1.241
Operai	815	790	774
	2.403	**2.357**	**2.345**

Società	2006	2007	2008
Snam Rete Gas S.p.A.	2.314	2.270	2.252
GNL Italia S.p.A.	89	87	93
	2.403	**2.357**	**2.345**

17.2 Partecipazioni azionarie e *stock option*

Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Snam Rete Gas

Allo scopo di realizzare un sistema di incentivazione e fidelizzazione dei dirigenti che consolidi nel tempo il loro apporto professionale alla realizzazione delle strategie di *business* e che determini la loro partecipazione al rischio di impresa e alla crescita del valore per l'azionista, nella struttura retributiva dei dirigenti sono stati introdotti piani di incentivazione di lungo termine in forma azionaria. I piani sono realizzati mediante assegnazione di azioni gratuite (*stock grant*) e assegnazione di diritti di opzione (*stock option*) da effettuarsi sia mediante assegnazione di azioni di nuova emissione che di azioni proprie acquistate sul mercato.

Ai piani di incentivazione azionaria partecipano i dirigenti di Snam Rete Gas e delle società controllate ai sensi dell'art. 2359 del Codice Civile, che occupano le posizioni più direttamente responsabili dei risultati o che sono di interesse strategico.

Di seguito sono descritte le caratteristiche dei piani di *stock option*. Relativamente ai piani di *stock grant* di seguito viene data evidenza dell'evoluzione del piano di assegnazione 2005, concluso nel corso dell'anno.

Piano di incentivazione e fidelizzazione per l'anno 2005.

La Società, su autorizzazione dell'Assemblea Ordinaria del 27 aprile 2005, ha acquistato sul mercato nel 2005 n. 800.000 azioni proprie al servizio dei piani di *stock option* e *stock grant*.

STOCK OPTION

Piano di incentivazione e fidelizzazione per il triennio 2002-2004.

L'Assemblea Ordinaria del 24 aprile 2002 ha attribuito al Consiglio di Amministrazione, ai sensi dell'art. 2443 del Codice Civile, la facoltà, da esercitarsi entro il 31 luglio 2004, di aumentare, in una

o più volte, il capitale sociale a pagamento per l'ammontare massimo pari ad Euro 2.000.000 (pari a circa lo 0,1023% del capitale sociale) mediante emissione fino a 2.000.000 di azioni ordinarie, godimento regolare, del valore nominale pari ad Euro 1,00, con esclusione del diritto di opzione ai sensi dell'art. 2441, ultimo comma, del Codice Civile e dell'art. 134, secondo e terzo comma, del TUF. Le azioni sono state offerte in sottoscrizione ai Dirigenti Snam Rete Gas e sue controllate nel triennio 2002-2004 ai sensi dell'art. 2359 del Codice Civile.

Il Consiglio di Amministrazione in applicazione del piano 2002-2004 ha deliberato:

- in data 25 giugno 2002 di aumentare, per l'anno 2002, il capitale sociale a pagamento, per l'ammontare massimo pari ad Euro 608.500, con emissione di un numero massimo di 608.500 azioni ordinarie del valore nominale pari ad Euro 1,00, da offrire in opzione ai dirigenti di Snam Rete Gas S.p.A. e sue controllate, al prezzo di Euro 2,977, pari alla media aritmetica dei prezzi ufficiali sul MTA rilevati nell'ultimo mese precedente la data della Delibera;

- in data 18 giugno 2003 di aumentare, per l'anno 2003, il capitale sociale a pagamento, per l'ammontare massimo pari ad Euro 640.500, con emissione di un numero massimo di 640.500 azioni ordinarie del valore nominale pari ad Euro 1,00 da offrire in opzione ai dirigenti della Snam Rete Gas e sue controllate, al prezzo pari ad Euro 3,246, pari alla media aritmetica dei prezzi ufficiali sul MTA rilevati nell'ultimo mese precedente la data della Delibera; e

- in data 28 luglio 2004 di aumentare, per l'anno 2004, il capitale sociale a pagamento, per l'ammontare massimo pari ad Euro 677.000, con emissione di un numero massimo di 677.000 azioni ordinarie del valore nominale pari ad Euro 1,00 da offrire in opzione ai dirigenti della Snam Rete Gas e sue controllate, al prezzo pari ad Euro 3,53, pari alla media aritmetica dei prezzi ufficiali sul MTA rilevati nell'ultimo mese precedente la data della Delibera.

Piano di incentivazione e fidelizzazione per l'anno 2005.

Nell'ambito del programma di incentivazione e fidelizzazione del *management* per l'anno 2005 sono state acquistate, su autorizzazione dell'Assemblea Ordinaria del 27 aprile 2005, n. 800.000 azioni proprie al servizio dei piani di *stock option* e *stock grant*. L'acquisto è stato concluso in data 28 luglio 2005.

Nella stessa data il Consiglio di Amministrazione ha provveduto ad assegnare i diritti ai dirigenti individuati. Sono state assegnate 658.000 *stock option*, al prezzo di esercizio pari ad Euro 4,399 per azione.

Per i piani 2002-2004 e 2005, il diritto di sottoscrizione potrà essere esercitato dopo tre anni dalla attribuzione dell'opzione (*vesting period*) e per cinque anni. Le opzioni sono personali, indisponibili e intrasferibili. Le opzioni non esercitate alla scadenza stabilita decadono e conseguentemente non attribuiscono alcun diritto all'assegnatario.

Nei casi di: (i) risoluzione consensuale del rapporto di lavoro dell'assegnatario; (ii) perdita del controllo da parte di Snam Rete Gas nella società in cui l'assegnatario è dipendente; (iii) cessione a società non controllata dell'azienda (o del ramo d'azienda) di cui l'assegnatario è dipendente; (iv) decesso dell'assegnatario, lo stesso o gli eredi conservano il diritto di esercitare le opzioni entro il 31 dicembre dell'anno in cui termina il *vesting period*.

In caso di risoluzione unilaterale del rapporto di lavoro prima della scadenza del triennio, sia da parte dell'azienda che dell'assegnatario, le opzioni si estinguono.

Piano di incentivazione e fidelizzazione per il triennio 2006-2008.

L'Assemblea Ordinaria del 10 novembre 2005 ha autorizzato il Consiglio di Amministrazione, ai sensi dell'art. 2357 del Codice Civile, ad acquistare sul MTA entro 18 mesi dalla data della Delibera assembleare fino a massime n. 194.737.950 azioni ordinarie Snam Rete Gas e comunque fino all'ammontare complessivo non superiore a Euro[29] 800 milioni.

L'Assemblea Ordinaria del 27 aprile 2006, ha autorizzato il Consiglio di Amministrazione a disporre fino a un massimo di 9.000.000 di azioni proprie (pari allo 0,46% del capitale sociale) a valere sui piani di *stock option* da realizzarsi nel triennio 2006-2008.

Il piano prevede tre assegnazioni annuali di *stock option*, rispettivamente nel 2006, 2007 e 2008. A differenza dei precedenti, il piano di *stock option* 2006-2008 ha introdotto una condizione di *performance* ai fini dell'esercizio delle opzioni. Al termine di ciascun triennio di *vesting* dall'assegnazione, il Consiglio di Amministrazione determinerà il numero di opzioni esercitabili, in percentuale compresa tra zero e 100, in funzione del posizionamento del *Total Shareholders' Return* medio (TSR) del titolo Snam Rete Gas rispetto a quello di 6 principali utilities Europee quotate e operanti in mercati regolamentati.

Le opzioni potranno essere esercitate dopo tre anni dall'assegnazione (*vesting period*) e per un periodo massimo di tre anni; decorsi sei anni dalla data di assegnazione, le opzioni non esercitate decadono e conseguentemente non attribuiscono più alcun diritto all'assegnatario. Nei casi di: (i) risoluzione consensuale del rapporto di lavoro dell'assegnatario; (ii) perdita del controllo da parte Snam Rete Gas nella Società di cui l'assegnatario è dipendente; (iii) cessione a società non controllata dell'azienda (o del ramo d'azienda) di cui l'assegnatario è dipendente; (iv) decesso dell'assegnatario, lo stesso o gli eredi conservano il diritto di esercitare le opzioni entro il 31 dicembre dell'anno in cui termina il *vesting period*, in misura proporzionale al periodo trascorso tra l'assegnazione e il verificarsi dei suddetti eventi. Nei casi di risoluzione unilaterale del rapporto di lavoro, se l'evento accade nel corso del *vesting period*, le opzioni decadono; se l'evento accade nel corso del periodo di esercizio, le opzioni sono esercitabili entro tre mesi.

Il Consiglio di Amministrazione in applicazione del piano 2006-2008 ha deliberato:

- in data 26 luglio 2006 l'assegnazione per l'anno 2006 di n. 2.597.500 diritti per l'acquisto (opzioni) di un corrispondente numero massimo di azioni proprie Snam Rete Gas al prezzo di esercizio pari ad Euro 3,542;
- in data 24 luglio 2007 l'assegnazione per l'anno 2007 di n. 2.326.500 diritti per l'acquisto (opzioni) di un corrispondente numero massimo di azioni proprie Snam Rete Gas, al prezzo di esercizio pari ad Euro 4,322;

[29] L'acquisto è stato completato in data 2 maggio 2007. Sono state acquistate complessivamente n. 194.737.950 azioni proprie per un esborso complessivo pari ad Euro 791 milioni.

- in data 29 luglio 2008 l'assegnazione per l'anno 2008 di n. 2.235.000 diritti per l'acquisto (opzioni) di un corrispondente numero massimo di azioni proprie Snam Rete Gas, al prezzo di esercizio pari ad Euro 4,222.

Il prezzo unitario corrisponde al maggiore tra la media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati sull'MTA nel mese precedente la data di assegnazione del diritto di acquisto delle azioni e il costo medio delle azioni proprie in portafoglio rilevato il giorno precedente la data di assegnazione.

L'evoluzione dei piani di *stock option* al 31 dicembre 2008 è la seguente:

	2006			2007			2008		
	Numero di azioni	**Prezzo medio di esercizio (Euro)**	**Prezzo di mercato (Euro)(*)**	**Numero di azioni**	**Prezzo medio di esercizio (Euro)**	**Prezzo di mercato (Euro)(*)**	**Numero di azioni**	**Prezzo medio di esercizio (Euro)**	**Prezzo di mercato (Euro)(*)**
Diritti esistenti al 1 gennaio	**1.848.000**	**3,753**	**3,47**	**4.253.000**	**3,640**	**4,29**	**6.216.000**	**3,901**	**4,35**
Nuovi diritti assegnati	2.597.500	3,542	3,48	2.326.500	4,322	4,32	2.235.000	4,222	4,22
Diritti esercitati nel periodo	(139.500)	3,248	3,65	(363.500)	3,545	4,58	(127.500)	3,530	4,09
Diritti scaduti nel periodo	(53.000)	3,907	3,53				(601.100)	3,897	4,36
Diritti esistenti a fine periodo	**4.253.000**	**3,640**	**4,29**	**6.216.000**	**3,901**	**4,35**	**7.722.400**	**4,000**	**3,98**
di cui esercitabili				**726.000**	**3,449**		**1.136.500**	**3,890**	

(*) Il prezzo di mercato delle azioni afferenti i diritti assegnati, esercitati o scaduti nel periodo corrisponde alla media ponderata per il numero delle azioni, dei loro valori di mercato (media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati sul MTA, nel mese precedente: (i) la data della Delibera di assegnazione del Consiglio di Amministrazione; (ii) la data di immissione nel conto titoli dell'assegnatario per l'emissione/trasferimento delle azioni; (iii) la data di recesso unilaterale dal rapporto di lavoro per i diritti scaduti). Il prezzo di mercato delle azioni afferenti i diritti esistenti a inizio e fine periodo è puntuale alla chiusura del periodo.

L'evoluzione dei piani di *stock option* per ciascun anno di assegnazione è la seguente:

Anno	**Diritti assegnati**	**Risoluzioni del rapporto di lavoro**	**Esercizi**	**Diritti in essere**
2002	608.500	(21.000)	(587.500)	
2003	640.500		(433.000)	207.500
2004	677.000	(30.000)	(256.000)	391.000
2005	658.000	(51.000)	(69.000)	538.000
2006	2.597.500	(330.200)		2.267.300
2007	2.326.500	(242.900)		2.083.600
2008	2.235.000			2.235.000
	9.743.000	**(675.100)**	**(1.345.500)**	**7.722.400**

Aumento di capitale sociale a seguito dei piani di stock option

In esecuzione parziale di quanto già deliberato dal Consiglio di Amministrazione in attuazione dei piani di incentivazione dei dirigenti nel 2008 sono state emesse n. 127.500 azioni del valore nominale di Euro 1,00 sottoscritte dai dirigenti assegnatari dei piani di *stock option* per il 2004.

A seguito di tali operazioni, il capitale sociale di Snam Rete Gas al 31 dicembre 2008 ammonta ad Euro 1.956.445.600,00; la quota di partecipazione detenuta dalla controllante Eni al 31 dicembre 2008 rimane invariata rispetto al 31 dicembre 2007 ed è pari al 50,03% del capitale sociale.

STOCK GRANT

In data 28 luglio 2005 il Consiglio di Amministrazione ha provveduto ad assegnare n. 136.600 diritti relativi a *stock gran*t ai dirigenti assegnatari. In data 1 settembre 2008, a seguito della scadenza dell'impegno assunto 2005, la società ha provveduto ad assegnare n. 39.100 diritti ai dirigenti assegnatari sulla base dell'indicatore di *performance* aziendale individuato nel T.S.R. medio (*Total Shareholders' Return*) della Società rispetto a quello di un paniere di aziende italiane ed Europee nel settore delle utilities ("*Panel* di confronto"). Al 31 dicembre 2008 sulla base del piano suddetto sono stati assegnati complessivamente n. 39.100 azioni, sono decaduti n. 97.500 impegni e non risultano in essere ulteriori impegni.

L'evoluzione dei piani di *stock grant* al 31 dicembre 2008 è la seguente:

	2006		2007		2008	
	Numero di azioni	**Prezzo di mercato (Euro)[(a)]**	**Numero di azioni**	**Prezzo di mercato (Euro)[(a)]**	**Numero di azioni**	**Prezzo di mercato (Euro)[(a)]**
Diritti esistenti al 1 gennaio	**369.300**	**3,47**	**255.900**	**4,29**	**111.700**	**4,35**
Nuovi diritti assegnati						
Diritti esercitati nel periodo	(51.400)	3,66	(66.000)	4,55	(39.100)	4,21
Diritti scaduti nel periodo	(62.000)	3,63	(78.200)	4,45	(72.600)	4,21
Diritti esistenti a fine periodo	**255.900**	**4,29**	**111.700**	**4,35**		
di cui esercitabili						

(a) Il prezzo di mercato delle azioni afferenti i diritti assegnati, esercitati o scaduti nel periodo corrisponde alla media ponderata per il numero delle azioni, dei loro valori di mercato (media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati sull'MTA, nel mese precedente: (i) la data della Delibera di assegnazione del Consiglio di Amministrazione; (ii) la data di immissione nel conto titoli dell'assegnatario per l'emissione/trasferimento delle azioni; (iii) la data di recesso unilaterale dal rapporto di lavoro per i diritti scaduti). Il prezzo di mercato delle azioni afferenti i diritti esistenti a inizio e fine periodo è puntuale al 31 dicembre.

17.3 Descrizione di eventuali accordi di partecipazione dei dipendenti al capitale della Società

Alla Data del Prospetto Informativo non sussistono accordi di partecipazione dei dipendenti al capitale dell'Emittente.

18. PRINCIPALI AZIONISTI

18.1 Principali azionisti della Società

Alla Data del Prospetto Informativo, secondo le risultanze del libro soci, integrate dalle comunicazioni inviate alla Consob e dalle altre informazioni a disposizione dell'Emittente, gli azionisti che possiedono un numero di azioni rappresentante una partecipazione superiore al 2% del capitale sociale sono i seguenti:

Azionista	N. Azioni (*)	% Capitale Sociale
Eni S.p.A.	978.843.070	50,03
Pictet Funds (Europe) SA (**)	76.870.700	3,93

(*) Si segnala che, alla Data del Prospetto Informativo, l'Emittente detiene n. 195.429.850 azioni proprie pari al 9,99% del Capitale Sociale.

(**) In qualità di gestore, tra l'altro, del fondo PGSF Global Utilities Equities Fund che detiene il 3.67%.

18.2 Diritti di voto dei principali azionisti

Alla Data del Prospetto Informativo, l'Emittente non ha emesso categorie di azioni diverse da quelle ordinarie; pertanto, gli azionisti di Snam Rete Gas non dispongono di diritti di voto diversi rispetto a quelli attribuiti alle azioni ordinarie.

18.3 Soggetto controllante la Società

Eni detiene il 50,03% del capitale sociale dell'Emittente. Eni esercita, pertanto, il controllo di diritto sull'Emittente ai sensi dell'articolo 93 del TUF.

Cfr. Sezione Prima, Capitolo 7, Paragrafo 7.1.

18.4 Accordi che possono determinare una variazione dell'assetto di controllo della Società

Non esistono patti parasociali, di sindacato, di voto o di blocco.

19. OPERAZIONI CON PARTI CORRELATE

Le informazioni contenute di seguito sono fornite anche ai sensi dell'art. 71-bis, e dell'Allegato 3B, schema n. 4, del Regolamento Emittenti.

Le operazioni compiute dal Gruppo Snam Rete Gas con le parti correlate, individuate dal principio contabile internazionale IAS 24, riguardano essenzialmente lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con l'impresa controllante Eni e con le altre imprese controllate di Eni, nonché con Enel S.p.A., società controllata dallo Stato Italiano, e le sue controllate.

Tutte le operazioni fanno parte dell'ordinaria gestione del Gruppo Snam Rete Gas (fatto salvo quanto previsto nell'ambito delle Acquisizioni, Cfr. Sezione Prima, Capitolo 22, Paragrafo 22.2 e 22.3), sono generalmente regolate a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti, e sono state compiute nell'interesse di Snam Rete Gas e GNL Italia.

Il Consiglio di Amministrazione della Società, nell'adunanza del 24 febbraio 2003, ha approvato i "*Principi di comportamento in materia di operazioni con parti correlate*" che definiscono i criteri da seguire nell'esecuzione delle operazioni con parti correlate, nonché le modalità e i termini con i quali viene data informativa al Consiglio in relazione a dette operazioni. Ai sensi di tali principi, le operazioni tra Snam Rete Gas e le parti correlate sono sottoposte all'esame preventivo del Consiglio di Amministrazione qualora: (i) siano atipiche e/o inusuali e l'ammontare sia superiore ad Euro 5 milioni; (ii) riguardino acquisizioni, alienazioni, dismissioni, conferimenti di partecipazioni, aziende o rami di azienda; (iii) riguardino immobili di valore superiore ad Euro 2,5 milioni; (iv) la parte correlata sia rappresentata dai soggetti di cui alla lettera d), e) e f) del paragrafo 9 dello IAS 24 e l'ammontare sia superiore ad Euro 0,5 milioni (Euro 0,25 milioni se l'operazione sia atipica o inusuale).

Ai sensi dei medesimi principi, sono sottoposte all'esame preventivo del Consiglio di Amministrazione le operazioni di società controllate con parti correlate di Snam Rete Gas che possano configurarsi come "particolarmente rilevanti", e per le quali, secondo la normativa Consob, sia necessario mettere a disposizione del pubblico un documento informativo. I principi individuano, altresì, le operazioni compiute tra Snam Rete Gas e da GNL Italia, da un lato, e Eni e le sue controllate, dall'altro, oggetto di informativa trimestrale al Consiglio di Amministrazione e al Collegio Sindacale e vengono fissati al riguardo soglie quantitative in funzione della natura dell'operazione e della parte correlata, nonché i contenuti della suddetta informativa. Gli amministratori, i sindaci, i direttori generali e i dirigenti con responsabilità strategiche debbono dichiarare trimestralmente l'eventuale esecuzione di operazioni effettuate dagli stessi con Snam Rete Gas e/o con GNL Italia, anche per interposta persona, o da soggetti a essi riconducibili secondo le disposizioni dello IAS 24. I summenzionati principi sono disponibili sul sito internet della Società (www.snamretegas.it). È previsto l'adeguamento di tale procedura agli emanandi principi generali da parte della Consob ai sensi dell'art. 2391-*bis* del Codice Civile.

Nella tabella che segue vengono dettagliati gli ammontari delle operazioni di natura commerciale e diversa poste in essere dal Gruppo Snam Rete Gas con parti correlate al 31 dicembre 2006, 2007 e 2008 e, in calce, è indicata la natura delle operazioni rilevanti.

(*milioni di Euro*)

Denominazione	**31 dicembre 2006**			**2006**					
	Crediti	**Debiti**	**Garanzie**	**Costi (*)**			**Ricavi**		
				Beni	**Servizi**	**Altro**	**Beni**	**Servizi**	**Altro**
Società controllante									
Eni S.p.A.	261	57		124	19	3		1.183	
Imprese controllate dall'Eni									
Snamprogetti S.p.A.		23			36				
Serfactoring S.p.A.		52							
Stoccaggi Gas Italia S.p.A.	2	18			24				
Eni Servizi S.p.A.		3			8	1			
Sofid S.p.A.		2		3	7				
Padana Assicurazioni S.p.A.		1			4				3
Enipower S.p.A.		1			3				
Enipower trading S.p.A.					3				
Enicorporate University S.p.A.					1				
Syndial S.p.A.		1							
Transmediterranean pipeline co. Ltd								1	
Enifin S.p.A.			14						1
Altre (inferiori singolarmente al milione di Euro)	1	1				1		1	1
Totale Gruppo Eni	**264**	**159**	**14**	**127**	**105**	**5**	**0**	**1.185**	**5**
Gruppo Enel	44	2			1			234	
Totale generale	**308**	**161**	**14**	**127**	**106**	**5**	**0**	**1.419**	**5**

(*) Comprendono costi per beni e servizi destinati ad investimento.

(*milioni di Euro*)

Denominazione	**31 dicembre 2007**			**2007**					
	Crediti	**Debiti**	**Garanzie**	**Costi (*)**			**Ricavi**		
				Beni	**Servizi**	**Altro**	**Beni**	**Servizi**	**Altro**
Società controllante									
Eni S.p.A.	236	79	23	97	9	3		1.172	
Imprese controllate dall'Eni									
Snamprogetti		31			37				
Serfactoring S.p.A.		30							
Stoccaggi Gas Italia S.p.A.	1	3			22				
Padana Assicurazioni S.p.A.		1			2				
Eni Insurance Ltd.					1				4
Eni Servizi S.p.A.		4		1	8	1			
Sofid S.p.A.		2		2	6				
Enicorporate University S.p.A.					1				
Syndial S.p.A.		1							
Trasnmediterranean pipeline co. Ltd	2							2	
Altre (inferiori singolarmente al milione di Euro)						(1)			1
Totale Gruppo Eni	**239**	**151**	**23**	**100**	**86**	**3**		**1.174**	**5**
Imprese possedute o controllate dallo stato									
Gruppo Enel	50	2			3			245	
Altre						2			
Totale generale	**289**	**153**	**23**	**100**	**89**	**5**		**1.419**	**5**

(*) Comprendono costi per beni e servizi destinati ad investimento.

(*milioni di Euro*)									
Denominazione	**31 dicembre 2008**			**2008**					
	Crediti	**Debiti**	**Garanzie**	**Costi (*)**			**Ricavi**		
				Beni	**Servizi**	**Altro**	**Beni**	**Servizi**	**Altro**
Società controllante									
Eni S.p.A.	231	64	32	151	7	1		1.089	2
Imprese controllate dall'Eni									
Saipem S.p.A.		44			55				
Serfactoring S.p.A.		9							
Stoccaggi Gas Italia S.p.A.		2			22				
Padana Assicurazioni S.p.A. (**)					1				
Eni Insurance Ltd.					2				2
Eni Servizi S.p.A.		4		1	8	1			
Sofid S.p.A.		2		1	5				
Enicorporate University S.p.A.					1				
Syndial S.p.A.		1							
Transmediterranean pipeline co. Ltd	2							1	
Altre (inferiori singolarmente al milione di Euro)					1				
Totale Gruppo Eni	**233**	**126**	**32**	**153**	**102**	**2**		**1.090**	**4**
Imprese possedute o controllate dallo stato									
Gruppo Enel	56	2			2			264	
Altre	1	1				2		1	
Totale generale	**290**	**129**	**32**	**153**	**104**	**4**		**1.355**	**4**

(*) Comprendono costi per beni e servizi destinati ad investimento.

(**) Padana Assicurazioni S.p.A. nel corso dell'anno è stata ceduta dall'Eni alla Società Helvetia. Pertanto sono stati indicati esclusivamente i rapporti di natura economica intercorsi prima della cessione.

Al 31 dicembre 2008, i rapporti del Gruppo Snam Rete Gas con la controllante Eni riguardano principalmente i servizi regolati di trasporto del gas (Eni nell'anno 2008 è il primo cliente di Snam Rete Gas per volumi di gas naturale trasportati pari al 60,5% del totale) e di rigassificazione del GNL (attività svolta da GNL Italia), nonché la fornitura, da parte di Eni di beni (gas naturale ed energia elettrica utilizzati per lo svolgimento delle attività di Snam Rete Gas).

I rapporti più significativi tra il Gruppo Snam Rete Gas e le imprese controllate da Eni riguardano:

(i) Saipem S.p.A. per i servizi di progettazione e supervisione lavori per la realizzazione di infrastrutture di trasporto del gas naturale, a seguito della fusione per incorporazione di Snamprogetti S.p.A. in Saipem S.p.A. avvenuta in data 1 ottobre 2008;

(ii) Stogit per l'utilizzo da parte di Snam Rete Gas del servizio di modulazione e stoccaggio del gas naturale che rientra tra le attività soggette a regolazione da parte dell'AEEG; e

(iii) Serfactoring S.p.A. per operazioni di *factoring* effettuate da fornitori di Snam Rete Gas.

Con riferimento ai servizi svolti da Saipem S.p.A. e Serfactoring S.p.A. nei confronti dell'Emittente, si segnala che questi sono stati assegnati a seguito di gara.

Il Gruppo Snam Rete Gas ha inoltre rapporti commerciali con società di scopo finalizzate alla prestazione di servizi alle imprese controllate da Eni; tra le principali: (i) Eni Servizi S.p.A. che svolge servizi generali quali la manutenzione degli immobili, delle pertinenze e dei relativi impianti, servizi di trasporto, servizi sanitari, la ristorazione, la guardiania, l'approvvigionamento dei beni non

strategici, la gestione accentrata degli archivi della Società e servizi di amministrazione del personale; e (ii) Sofid S.p.A. che presta servizi contabili, amministrativi e finanziari.

In considerazione dell'attività svolta e della natura della correlazione (società possedute interamente o pressoché interamente da Eni), i servizi forniti da queste società sono regolati sulla base di tariffe definite con riferimento ai costi specifici sostenuti e al margine minimo per il recupero dei costi generali e la remunerazione del capitale investito.

Per quanto attiene i rapporti con le imprese possedute o controllate dallo Stato, tali rapporti riguardano principalmente Enel S.p.A. e le sue controllate e sono generalmente regolati in base a condizioni di mercato, cioè a condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti.

Nella seguente tabella vengono dettagliati gli ammontari delle operazioni di natura finanziaria poste in essere con le parti correlate al 31 dicembre 2006, 2007 e 2008, e, in calce, è indicata la natura delle operazioni più rilevanti.

(*dati in milioni di Euro*)

Denominazioni	**31 dicembre 2006**					**2006**	
	Crediti	**Altre attività (*)**	**Debiti**	**Altre passività (*)**	**Garanzie**	**Oneri**	**Proventi**
Società controllante							
Eni S.p.A.						1	
Imprese controllate dall'Eni							
Enifin S.p.A.		56	5.233	15		182	1
Sofid S.p.A.	1		11			1	
	1	**56**	**5.244**	**15**	**0**	**184**	**1**

(*) Riguardano le attività e le passività derivanti dalla valutazione dei contratti derivati.

(*dati in milioni di Euro*)

Denominazioni	**31 dicembre 2007**					**2007**	
	Crediti	**Altre attività (*)**	**Debiti**	**Altre passività(*)**	**Garanzie**	**Oneri**	**Proventi**
Società controllante							
Eni S.p.A.		78	5.881	6		242	17
Imprese controllate dall'Eni							
Sofid S.p.A.	1		2			1	
	1	**78**	**5.883**	**6**	**0**	**243**	**17**

(*) Riguardano le attività e le passività derivanti dalla valutazione dei contratti derivati.

(*dati in milioni di Euro*)

Denominazioni	**31 dicembre 2008**			**2008**	
	Altre attività(*)	**Debiti**	**Altre passività(*)**	**Oneri (**)(***)**	**Proventi (****)**
Società controllante					
Eni S.p.A.	5	6.236	44	278	29
Imprese controllate dall'Eni					
Sofid S.p.A.		1			
	5	**6.237**	**44**	**278**	**29**

(*) Riguardano le attività e le passività derivanti dalla valutazione dei contratti derivati.

(**) Comprendono gli oneri finanziari destinati ad investimento.

(***) L'importo comprende 2 milioni di Euro relativi ad oneri su strumenti finanziari derivati.

(****) Relativi a strumenti finanziari derivati.

Al 31 dicembre 2008, i rapporti del Gruppo Snam Rete Gas con la controllante Eni riguardano i rapporti connessi alla copertura dei fabbisogni finanziari e all'impiego della liquidità, nonché rapporti relativi alla copertura dei rischi di tasso di interesse, tramite l'utilizzo di contratti derivati.

I rapporti del Gruppo Snam Rete Gas verso le imprese controllate da Eni riguardano Sofid S.p.A. per i servizi bancari legati agli incassi e pagamenti e per i servizi di *leasing* aventi per oggetto fabbricati adibiti a Centri di Manutenzione e autovetture.

Per quanto riguarda i rapporti con i membri del Consiglio di Amministrazione, i membri del Collegio Sindacale ed i principali dirigenti di Snam Rete Gas si rimanda a quanto esposto nella Sezione Prima, Capitolo 17, Paragrafo 17.2 del Prospetto Informativo.

Nella seguente tabella viene indicata l'incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulle voci di stato patrimoniale al 31 dicembre 2006, 2007 e 2008.

(*dati in milioni di Euro*)

	2006			2007			2008		
	Totale	**Entità correlate**	**Incidenza %**	**Totale**	**Entità correlate**	**Incidenza %**	**Totale**	**Entità correlate**	**Incidenza %**
Disponibilità liquide ed equivalenti (*)	1	1	100,0						
Crediti commerciali e altri crediti	431	308	71,5	516	289	56,0	452	289	63,9
Altre attività correnti	65	12	18,5	25	23	92,0	52	6	11,5
Altre attività finanziarie (*)				1	1	100,0	1		
Altre attività non correnti	48	44	91,7	63	55	87,3	3	1	33,3
Passività finanziarie a breve termine	870	870	100,0	1.367	1.367	100,0	1.023	1.023	100,0
Passività finanziarie a lungo termine	4.386	4.374	99,7	4.516	4.516	100,0	5.214	5.214	100,0
Debiti commerdiali e altri debiti	457	161	35,2	464	153	33,0	536	129	24,1
Altre passività correnti	41	6	14,6	23			52	25	48,1
Altre passività non correnti	118	9	7,6	174	6	3,4	256	19	7,4

(*) Relativamente al 31 dicembre 2007 si è provveduto a riclassificare dalla voce "Disponibilità liquide ed equivalenti" alla voce "Altre attività finanziarie" il saldo di due conti correnti, in quanto soggetti a vincoli d'uso.

Nella seguente tabella viene indicata l'incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulle voci di conto economico degli esercizi 2006, 2007 e 2008.

(*dati in milioni di Euro*)

	2006			2007			2008		
	Totale	**Entità correlate**	**Incidenza %**	**Totale**	**Entità correlate**	**Incidenza %**	**Totale**	**Entità correlate**	**Incidenza %**
Ricavi della gestione caratteristica	1.760	1.419	80,6	1.790	1.419	79,3	1.902	1.355	71,2
Altri ricavi e proventi	29	4	13,8	78	5	6,4	8	4	50,0
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	275	189	68,7	258	148	57,4	294	203	69,0
Costo lavoro	120	1	0,8	99	1	1,0	105		
Oneri finanziari	152	150	98,7	225	222	98,7	255	250	98,0
Strumenti derivati (*)	(19)	(19)	100,0	14	14	100,0	27	27	100,0

(*) Al fine di fornire una migliore rappresentazione del conto economico gli oneri e proventi finanziari sono esposti indicando distintamente i proventi, gli oneri e la gestione degli strumenti derivati, coerentemente i dati degli esercizi 2006 e 2007 sono stati riclassificati.

Nella seguente tabella vengono dettagliati i principali flussi finanziari con parti correlate degli esercizi 2006, 2007 e 2008.

(*dati in milioni di Euro*)	**2006**	**2007**	**2008**
Ricavi e proventi	1.423	1.424	1.359
Costi e oneri	(190)	(149)	(203)
Variazione dei crediti commerciali e diversi	(31)	20	(1)
Variazione dei debiti commerciali e diversi	19	22	(46)
Interessi incassati		15	30
Interessi pagati	(167)	(223)	(250)
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	**1.054**	**1.109**	**889**
Investimenti:			
- attività immateriali	(14)	(5)	(1)
- immobili, impianti e macchinari	(47)	(58)	(83)
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento	6	(30)	22
Flusso di cassa degli investimenti	(55)	(93)	(62)
Disinvestimenti:			
- immobili, impianti e macchinari		1	
- variazione crediti per disinvestimenti		(1)	1
Flusso di cassa netto da attività di investimento	**(55)**	**(93)**	**(61)**
Assunzione di debiti finanziari a breve termine		1.500	4.210
Assunzione di debiti finanziari a lungo termine	1.114	1.363	3.564
Rimborsi di debiti finanziari a breve termine		(1.500)	(3.400)
Rimborsi di debiti finanziari a lungo termine	(803)	(1.221)	(2.865)
Incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	167	497	(1.155)
Dividendi pagati	(166)	(264)	(215)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	**312**	**375**	**139**
Totale flussi finanziari verso entità correlate	**1.311**	**1.391**	**967**

Nella seguente tabella viene indicata l'incidenza dei flussi finanziari con parti correlate degli esercizi 2006, 2007 e 2008.

(milioni di Euro)

	2006			**2007**			**2008**		
	Totale	**Entità correlate**	**Incidenza %**	**Totale**	**Entità correlate**	**Incidenza %**	**Totale**	**Entità correlate**	**Incidenza %**
Flusso di cassa da attività di esercizio	942	1.054	111,9	934	1.109	118,7	1.053	889	84,4
Flusso di cassa da attività di investimento	(596)	(55)	9,2	(750)	(93)	12,4	(1.021)	(61)	6,0
Flusso di cassa da attività di finanziamento	(346)	312	n.a.	(184)	375	n.a.	(32)	139	n.a.

19.1 Operazioni straordinarie con parti correlate

Le informazioni contenute di seguito sono fornite anche ai sensi dell'art. 71-bis e dell'Allegato 3B, schema n. 4 del Regolamento Emittenti.

In data 12 febbraio 2009 Snam Rete Gas ha sottoscritto i contratti di compravendita con Eni dell'intero capitale sociale di Stogit e di Italgas (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 22, Paragrafi 22.2 e 22.3). Le Acquisizioni si configurano come operazioni fra parti correlate in quanto (i) Eni è l'azionista di controllo di Snam Rete Gas, (ii) Snam Rete Gas, in data 12 febbraio 2009, ha ricevuto da parte di

Eni un impegno irrevocabile (c.d. *commitment letter*) a sottoscrivere un contratto, entro la data di perfezionamento delle Acquisizioni, per l'erogazione di un finanziamento a medio-lungo termine in favore di Snam Rete Gas di importo massimo pari ad Euro 1.300 milioni da utilizzare al fine del pagamento di parte del prezzo delle Acquisizioni (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 22, Paragrafi 22.2, 22.3 e 22.5), (iii) Eni, in data 12 febbraio 2009 si è impegnata a sottoscrivere le Azioni rivenienti dall'Aumento di Capitale.

Si dichiara che, alla Data del Prospetto Informativo, non sono previste modifiche all'ammontare dei compensi degli organi amministrativi del Gruppo Snam Rete Gas in conseguenza delle Acquisizioni.

20. INFORMAZIONI FINANZIARIE RIGUARDANTI LE ATTIVITÀ E LE PASSIVITÀ, LA SITUAZIONE FINANZIARIA E I PROFITTI E LE PERDITE DELL'EMITTENTE

20.1 Informazioni finanziarie relative agli esercizi passati

Premessa

Come già descritto in altre parti del presente Prospetto Informativo (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 3), in data 12 febbraio 2009 l'Emittente ha sottoscritto, con Eni, due contratti di compravendita rispettivamente del 100% del capitale sociale di Stogit e del 100% del capitale sociale di Italgas, da perfezionare entro e non oltre il 31 dicembre 2009. La determinazione dei prezzi di compravendita, nonché le modalità di liquidazione e finanziamento degli stessi sono ampiamente descritti nella Sezione Prima, Capitolo 22, Paragrafi 22.2, 22.3 e 22.5 del presente Prospetto Informativo.

L'Emittente, il Gruppo Italgas e Stogit, pur non essendo legate da rapporti giuridici partecipativi fino al perfezionamento delle Acquisizioni, sono state sottoposte per tutto il periodo qui rappresentato al medesimo controllo e all'attività di direzione e coordinamento da parte di Eni; pertanto, per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006, e ai soli fini della preparazione del presente Prospetto Informativo, sono stati predisposti i bilanci aggregati, per rappresentare la situazione patrimoniale, finanziaria ed economica delle attività che faranno capo alla Snam Rete Gas, come se il Nuovo Gruppo Snam Rete Gas avesse operato da sempre come un gruppo unico autonomo riconducibile all'Emittente. Occorre tuttavia evidenziare che qualora le attività che sono state oggetto di aggregazione fossero state svolte nell'ambito di un gruppo di società facenti effettivamente capo ad una singola controllante in detti esercizi, non si sarebbero necessariamente avuti i risultati patrimoniali, finanziari ed economici di seguito rappresentati.

Di seguito si riporta il documento approvato dal Consiglio di Amministrazione dell'Emittente in data 23 marzo 2009 contenente i bilanci aggregati del Nuovo Gruppo Snam Rete Gas per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006 predisposti in conformità agli IFRS adottati dall'Unione Europea, unitamente alla relazione della Società di Revisione.

I bilanci aggregati sono stati predisposti sulla base dei documenti pubblicati di seguito riportati:

- bilanci consolidati di Snam Rete Gas, predisposti in conformità agli IFRS adottati dall'Unione Europea, relativi agli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006, assoggettati a revisione contabile da parte della Società di Revisione;

- progetto del bilancio di esercizio per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008, bilanci di esercizio per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2007 e 2006, bilanci consolidati contrattuali per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006 di Italgas, predisposti in conformità agli IFRS adottati dall'Unione Europea, assoggettati a revisione contabile da parte della Società di Revisione; si precisa che i bilanci consolidati contrattuali sono stati predisposti da Italgas e approvati dal relativo Consiglio di Amministrazione in data 12 marzo 2009, esclusivamente per adempiere alle obbligazioni contrattuali previste dall'accordo di compravendita del 12 febbraio 2009, ai fini di fornire le informazioni necessarie alla predisposizione del Prospetto Informativo relativo all'Aumento di Capitale (di seguito i "**Bilanci Consolidati Contrattuali del Gruppo Italgas**");

- progetto del bilancio di esercizio per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008 e bilanci di esercizio relativi agli esercizi chiusi al 31 dicembre 2007 e 2006 di Stogit, predisposti in conformità agli IFRS adottati dall'Unione Europea, assoggettati a revisione contabile da parte della Società di Revisione.

La responsabilità dei bilanci di Italgas, delle società del Gruppo Italgas e di Stogit compete ai rispettivi organi amministrativi delle precitate società. Le informazioni finanziarie estratte da tali bilanci sono state riprodotte fedelmente e, per quanto a conoscenza dell'Emittente, non sono stati omessi fatti che potrebbero rendere tali informazioni inesatte o ingannevoli.

L'Emittente, pur ritenendo le informazioni pubbliche di Stogit e Italgas sufficienti per la redazione dei dati aggregati, non può assicurare che le stesse siano sufficienti ai fini di rendere integralmente conoscibili le società acquisende al pubblico e agli investitori.

I bilanci consolidati e di esercizio dell'Emittente relativi agli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006 sono interamente inclusi mediante riferimento nel presente Prospetto Informativo ai sensi dell'articolo 11 della Direttiva 2003/71/CE.

Bilanci aggregati relativi agli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006

Il presente paragrafo include i bilanci aggregati per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006, predisposti in conformità agli IFRS, adottati dall'Unione Europea, così come approvati dal Consiglio di Amministrazione in data 23 marzo 2009. Di seguito è inoltre riportata la relazione emessa dalla Società di Revisione sui suddetti bilanci aggregati.

PRICEWATERHOUSECOOPERS

RELAZIONE DELLA SOCIETA' DI REVISIONE

SNAM RETE GAS SPA

BILANCI AGGREGATI RELATIVI AGLI ESERCIZI CHIUSI AL 31 DICEMBRE 2008, 2007 E 2006

PRICEWATERHOUSECOOPERS

PricewaterhouseCoopers SpA

RELAZIONE DELLA SOCIETA' DI REVISIONE SUI BILANCI AGGREGATI DI SNAM RETE GAS SPA RELATIVI AGLI ESERCIZI CHIUSI AL 31 DICEMBRE 2008, 2007 E 2006 PREDISPOSTI IN CONFORMITA' AGLI INTERNATIONAL FINANCIAL REPORTING STANDARDS ADOTTATI DALL'UNIONE EUROPEA AI FINI DELL'INCLUSIONE DEGLI STESSI NEL PROSPETTO INFORMATIVO PREDISPOSTO NELL'AMBITO DEL PROGETTO CONNESSO ALL'OFFERTA IN OPZIONE AGLI AZIONISTI E AMMISSIONE A QUOTAZIONE SUL MERCATO TELEMATICO AZIONARIO GESTITO E ORGANIZZATO DA BORSA ITALIANA SPA DI AZIONI ORDINARIE SNAM RETE GAS SPA

Al Consiglio di Amministrazione di
Snam Rete Gas SpA

1 Abbiamo svolto la revisione contabile dei bilanci aggregati della Snam Rete Gas SpA e sua controllata (Gruppo Snam Rete Gas) degli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006, costituiti da:

- gli stati patrimoniali aggregati al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006;
- i conti economici aggregati, i rendiconti finanziari aggregati e il prospetto delle variazioni nelle voci dei patrimoni netti aggregati per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006;

e dalle relative note esplicative (di seguito "Bilanci Aggregati") e risultanti dall'aggregazione:

- dei bilanci consolidati di Snam Rete Gas degli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006 predisposti in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea ("IFRS");
- dei bilanci consolidati contrattuali di Italgas SpA degli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006 predisposti in conformità agli IFRS, approvati dal Consiglio di Amministrazione di Italgas SpA in data 12 marzo 2009. I bilanci consolidati contrattuali del Gruppo Italgas sono stati redatti esclusivamente al fine di fornire le informazioni necessarie alla predisposizione dei documenti da includere nel prospetto informativo predisposto nell'ambito del

Sede legale e amministrativa: Milano 20149 Via Monte Rosa 91 Tel. 0277851 Fax 027785240 Cap. Soc. 3.754.400,00 Euro i.v., C.F. e P.IVA e Reg. Imp. Milano 12979880155 Iscritta al n. 43 dell'Albo Consob – Altri Uffici: **Bari** 70124 Via Don Luigi Guanella 17 Tel. 0805640211 – **Bologna** 40122 Via delle Lame 111 Tel. 051526611 – **Brescia** 25123 Via Borgo Pietro Wuhrer 23 Tel. 0303697501 – **Firenze** 50121 Viale Gramsci 15 Tel. 0552482811 – **Genova** 16121 Piazza Dante 7 Tel. 01029041 – **Napoli** 80121 Piazza dei Martiri 30 Tel. 08136181 – **Padova** 35138 Via Vicenza 4 Tel. 049873481 – **Palermo** 90141 Via Marchese Ugo 60 Tel. 091349737 – **Parma** 43100 Viale Tanara 20/A Tel. 0521242848 – **Roma** 00154 Largo Fochetti 29 Tel. 06570251 – **Torino** 10129 Corso Montevecchio 37 Tel. 011556771 – **Trento** 38100 Via Grazioli 73 Tel. 0461237004 - **Treviso** 31100 Viale Felissent 90 Tel. 0422696911 – **Trieste** 34125 Via Cesare Battisti 18 Tel. 0403480781 - **Udine** 33100 Via Poscolle 43 Tel. 043225789 – **Verona** 37122 Corso Porta Nuova 125 Tel.0458002561

PRICEWATERHOUSECOOPERS

progetto connesso all'offerta in opzione agli azionisti e ammissione a quotazione sul Mercato Telematico Azionario, gestito e organizzato da Borsa Italiana S.p.A., di azioni ordinarie di Snam Rete Gas S.p.A;

- del bilancio di esercizio di Stoccaggi Gas Italia SpA chiuso al 31 dicembre 2008, predisposto in conformità agli IFRS, approvato dal Consiglio di Amministrazione di Stoccaggi Gas Italia SpA in data 10 marzo 2009 e dei bilanci di esercizio di Stoccaggi Gas Italia SpA chiusi al 31 dicembre 2007 e 2006.

La responsabilità della redazione dei Bilanci Aggregati in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del DLgs n° 38/2005, compete agli Amministratori della Snam Rete Gas SpA. E' nostra la responsabilità del giudizio professionale espresso sui Bilanci Aggregati e basato sulla revisione contabile.

I Bilanci Aggregati sono stati redatti esclusivamente ai fini dell'inclusione degli stessi nel prospetto informativo predisposto nell'ambito del progetto connesso all'offerta in opzione agli azionisti e ammissione a quotazione sul Mercato Telematico Azionario, gestito e organizzato da Borsa Italiana SpA, di azioni ordinarie di Snam Rete Gas SpA.

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 i Bilanci Aggregati siano viziati da errori significativi e se risultino, nel loro complesso, attendibili. Il procedimento di revisione comprende l'esame, sulla base di verifiche a campione, degli elementi probativi a supporto dei saldi e delle informazioni contenuti nei Bilanci Aggregati, 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.

3 A nostro giudizio, i Bilanci Aggregati del Gruppo Snam Rete Gas per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006 sono conformi agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del DLgs n° 38/2005; essi pertanto sono redatti con chiarezza e rappresentano in modo

(2)

PRICEWATERHOUSECOOPERS

veritiero e corretto le situazioni patrimoniali e finanziarie aggregate, i risultati economici aggregati, le variazioni dei patrimoni netti aggregati e i flussi di cassa aggregati del Gruppo Snam Rete Gas per gli esercizi chiusi a tali date.

Milano, 23 marzo 2009

PricewaterhouseCoopers SpA

Marilena Cederna
(Revisore contabile)

(3)

STATO PATRIMONIALE

(*milioni di Euro*)	Note	Al 31 dicembre 2008	di cui verso parti correlate	2007	di cui verso parti correlate	2006	di cui verso parti correlate
ATTIVITÀ							
Attività correnti							
Disponibilità liquide ed equivalenti	1	64	34	128	49	118	33
Attività finanziarie disponibili per la vendita	2	2	2	2	2	4	2
Crediti commerciali e altri crediti	3	1.276	584	1.299	582	1.288	570
Rimanenze	4	487	-	451	-	430	-
Attività per imposte sul reddito correnti	5	7	-	2	-	1	-
Attività per altre imposte correnti	6	14	-	21	-	27	-
Altre attività correnti	7	54	6	27	23	69	12
Totale Attività correnti		**1.904**		**1.930**		**1.937**	
Attività non correnti							
Immobili, impianti e macchinari	8	15.208	-	14.300	-	13.958	-
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	9	411	-	411	-	411	-
Attività immateriali	10	739	-	748	-	760	-
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	11	291	-	281	-	260	-
Altre partecipazioni	11	2	-	1	-	6	-
Altre attività finanziarie	12	1	-	1	1	1	1
Altre attività non correnti	13	10	1	70	55	48	44
Totale Attività non correnti		**16.662**		**15.812**		**15.444**	
Attività non correnti destinate ad essere cedute	14	3				11	
TOTALE ATTIVITÀ		**18.569**		**17.742**		**17.392**	
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO							
Passività correnti							
Passività finanziarie a breve termine	15	1.818	1.818	1.984	1.984	1.221	1.221
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	20	222	222	223	222	552	538
Debiti commerciali e altri debiti	16	1.469	286	1.378	321	1.360	379
Passività per imposte sul reddito correnti	17	11	-	13	-	5	-
Passività per altre imposte correnti	18	21	-	19	-	48	-
Altre passività correnti	19	58	25	27	-	45	6
Totale Passività correnti		**3.599**		**3.644**		**3.231**	
Passività non correnti							
Passività finanziarie a lungo termine	20	6.336	6.335	5.437	5.436	4.245	4.242
Fondi per rischi e oneri	21	649	-	598	-	598	-
Fondi per benefici ai dipendenti	22	107	-	111	-	131	-
Passività per imposte differite	23	1.009	-	1.141	-	1.421	-
Altre passività non correnti	24	257	19	174	6	146	9
Totale Passività non correnti		**8.358**		**7.461**		**6.541**	
TOTALE PASSIVITÀ		**11.957**		**11.105**		**9.772**	
Patrimonio netto							
Capitale sociale		1.956	-	1.956	-	1.956	-
Azioni proprie		(794)	-	(794)	-	(458)	-
Altre riserve		4.602		4.422		5.380	
Utile dell'esercizio		841	-	1.046	-	735	-
Patrimonio netto di competenza del Gruppo	25	6.605	-	6.630	-	7.613	-
Patrimonio netto di competenza di terzi azionisti	25	7	-	7	-	7	-
TOTALE PATRIMONIO NETTO		**6.612**		**6.637**		**7.620**	
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		**18.569**		**17.742**		**17.392**	

CONTO ECONOMICO

		Esercizi chiusi al 31 dicembre								
		2008			**2007**			**2006**		
(*milioni di Euro*)	**NOTE**		**di cui verso parti correlate**	**di cui non ricorrenti**		**di cui verso parti correlate**	**di cui non ricorrenti**		**di cui verso parti correlate**	**di cui non ricorrenti**
Ricavi										
Ricavi della gestione caratteristica	27	2.965	2.230	-	3.010	2.318	68	3.058	2.293	-
Altri ricavi e proventi	27	80	56	-	123	29	71	69	22	20
Totale Ricavi		**3.045**			**3.133**			**3.127**		
Costi operativi										
Acquisti, prestazioni di servizio e costi diversi	28	(579)	(317)	-	(614)	(227)	-	(751)	(441)	-
Costo lavoro	28	(257)	4	(11)	(264)	7	(11)	(298)	5	(25)
Ammortamenti e svalutazioni	28	(691)	-	-	(682)	-	-	(690)	-	-
Utile Operativo		**1.518**			**1.573**			**1.388**		
(Oneri) proventi finanziari										
Proventi finanziari	29	13	2	-	23	4	10	11	1	-
Oneri finanziari	29	(354)	(341)	-	(282)	(265)	-	(188)	(175)	-
Strumenti derivati	29	27	27	-	14	14	-	(19)	(19)	-
Totale (oneri) e proventi finanziari		**(314)**			**(245)**			**(196)**		
(Oneri) Proventi su partecipazioni										-
Proventi su partecipazioni	30	29	29		74	74	54	42	42	-
Oneri su partecipazioni	30	-	-		(8)	(8)		-	-	-
Totale (oneri) e proventi su partecipazioni		**29**			**66**			**42**		
Utile prima delle imposte		**1.233**			**1.394**			**1.234**		
Imposte sul reddito	**31**	**(389)**	**-**	**3**	**(346)**	**-**	**(53)**	**(497)**	**-**	**1**
Utile netto		**844**			**1.048**			**737**	**-**	**-**
- di competenza del Gruppo		841	-	-	1.046	-	-	735	-	-
- di competenza di terzi Azionisti		3	-	-	2	-	-	2	-	-
Utile netto per azione										
Utile per azioni semplice (ammontare in euro per azione)	32	0,48			0,59			0,39		
Utile per azione diluito (ammontare in euro per azione)	32	0,48			0,59			0,39		

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI NELLE VOCI DI PATRIMONIO NETTO

(*milioni di Euro*)	**Capitale sociale**	**Azioni proprie**	**Altre riserve**	**Utile dell'esercizio**	**Patrimonio netto di competenza del Gruppo**	**Patrimonio netto di competenza di terzi azionisti del Gruppo**	**Totale patrimonio netto**
Saldo al 1 gennaio 2006	**1.956**	**(3)**	**4.988**	**877**	**7.818**	**45**	**7.863**
Destinazione dell'utile dell'esercizio	-	-	877	(877)	0	-	0
Distribuzione dividendi	-	-	(686)	0	(686)	(4)	(690)
Acquisto azioni proprie	-	(455)	-	-	(455)	-	(455)
Proventi imputati direttamente a patrimonio netto (*Fair value* derivanti)	-	-	58	-	58	-	58
Aumento di capitale Italgas	-	-	120	-	120	-	120
Inclusione di Siciliana gas nell'area di consolidamento	-	-	23	-	23	-	23
Esclusione di Fiorentina gas nell'area di consolidamento	-	-	-	-	-	(36)	(36)
Rilevazione del risultato dell'esercizio	-	-	-	735	735	2	737
Saldo al 31 dicembre 2006	**1.956**	**(458)**	**5.380**	**735**	**7.613**	**7**	**7.620**
Destinazione dell'utile dell'esercizio	-	-	735	(735)	0	-	0
Distribuzione divedenti	-	-	(1.580)	-	(1.580)	(2)	(1.582)
Acconto sul dividendo 2007	-	-	(141)	-	(141)	-	(141)
Acquisto azioni proprie	-	(336)	-	-	(336)	-	(336)
Proventi imputati direttamente a patrimonio netto (*Fair value* derivati)	-	-	24	-	24	-	24
Incremento quota di partecipazione di Italgas in Toscana Energia	-	-	3	-	3	-	3
Costo *Stock options/grant*	-	-	1	-	1	-	1
Rilevazione del risultato dell'esercizio	-	-	-	1.046	1.046	2	1.048
Saldo al 31 dicembre 2007	**1.956**	**(794)**	**4.422**	**1.046**	**6.630**	**7**	**6.637**
Destinazione dell'utile dell'esercizio	-	-	1.046	(1.046)	0	-	0
Distribuzione dividendi	-	-	(631)	-	(631)	(3)	(634)
Acconto sul dividendo 2008	-	-	(158)	-	(158)	-	(158)
Proventi imputati direttamente a patrimonio netto (*Fair value* derivati)	-	-	(78)	-	(78)	-	(78)
Emissione azioni a fronte dei piani di *stock option* e *stock grant*	-	-	1	-	1	-	1
Rilevazione del risultato dell'esercizio	-	-	-	841	841	3	844
Saldo al 31 dicembre 2008	**1.956**	**(794)**	**4.602**	**841**	**6.605**	**7**	**6.612**

RENDICONTO FINANZIARIO

	Esercizi chiusi al 31 dicembre		
(*milioni di Euro*)	**2008**	**2007**	**2006**
Utile dell'esercizio	844	1.048	737
Ammortamenti	691	682	691
Svalutazioni (Rivalutazioni) nette	(28)	(33)	(41)
Variazioni fondi per rischi e oneri	45	12	95
Variazione fondo per benefici ai dipendenti	(4)	(21)	19
Oneri (proventi) per disinvestimenti, radiazioni e eliminazioni	15	(38)	10
Interessi attivi	(40)	(37)	(11)
Interessi passivi	345	270	196
Imposte sul reddito	389	346	497
Altre rettifiche	1	-	(4)
Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio	**2.258**	**2.229**	**2.189**
Variazioni:			
- Rimanenza	(36)	(21)	0
- Crediti commerciali e altri debiti	(3)	(79)	(49)
- Altre attività	(38)	51	1
- Debiti commerciali e altri debiti	37	(10)	333
- Altre passività	77	32	52
Flusso di cassa del risultato operativo	2.295	2.202	2.526
Dividendi incassati	19	21	18
Interessi incassati	54	28	8
Interessi pagati	(331)	(263)	(199)
Imposte sul reddito pagate	(499)	(602)	(570)
Crediti di imposta acquistati	(6)	0	0
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	**1.532**	**1.386**	**1.783**
- di cui verso parti correlate	1.698	1.965	1.980
Investimenti:			
- Immobili, impianti e macchinari	(1.558)	(1.027)	(773)
- Attività immateriali	(41)	(44)	(50)
- In partecipazioni	(1)	0	(5)
- In crediti finanziari	0	0	(1)
- Variazione debiti e crediti relativi alla attività di investimento	66	34	19
Flusso di cassa degli investimenti	(1.534)	(1.037)	(810)
Disinvestimenti			
- In crediti finanziari	1	-	-
- In titoli	-	2	13
- In partecipazioni	-	87	-
- Immobili, impianti e macchinari	2	1	2
- Variazione crediti e debiti relativi all'attività di disinvestimento	2	6	3
Flusso di cassa dei disinvestimenti	5	96	18
Flusso di cassa netto da attività di investimento	**(1.529)**	**(941)**	**(792)**
- di cui verso parti correlate	(126)	(114)	(78)
Assunzioni di debiti finanziari a breve termine	4.210	1.500	-
Assunzioni di debiti finanziari a lungo termine	6.445	3.299	1.133
Rimborsi di debiti finanziari a breve termine	(3.400)	(1.500)	0
Rimborsi di debiti finanziari a lungo termine	(5.546)	(2.440)	(1.156)
Incremento (Decremento) di debiti finanziari a breve termine	(988)	763	196
Apporti di capitale proprio	1	-	1
Acquisto azioni proprie	-	(336)	(455)
Dividendi pagati	(789)	(1.721)	(686)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	**(67)**	**(435)**	**(967)**
- di cui verso parti correlate	115	129	(301)
Disponibilità derivanti da società entrate nell'area di consolidamento	0	0	51
Flusso di cassa netto dell'esercizio	**(64)**	**10**	**75**
Disponibilità liquide ed equivalenti all'inizio dell'esercizio	**128**	**118**	**43**
Disponibilità liquide ed equivalenti alla fine dell'esercizio	**64**	**128**	**118**

Premessa

In data 12 febbraio 2009 Snam Rete Gas S.p.A. (di seguito "**Snam Rete Gas**" o la "**Società**") ha sottoscritto, con Eni S.p.A., due contratti di compravendita rispettivamente del 100% del capitale sociale di Stoccaggi Italia S.p.A. (di seguito anche "**Stogit**") e di Italgas S.p.A. (di seguito anche "**Italgas**"), da perfezionare entro e non oltre il 31 dicembre 2009 (di seguito le "**Acquisizioni**"). Tali Acquisizioni verranno finanziate in parte tramite un finanziamento erogato da Eni S.p.A. stessa (di seguito anche "**Eni**") e in parte tramite l'Aumento di Capitale.

La Società, il Gruppo Italgas e Stogit, pur non essendo legate da rapporti giuridici partecipativi, sono state sottoposte per tutto il periodo qui rappresentato al medesimo controllo e all'attività di direzione e coordinamento da parte di Eni. Pertanto, per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006, e soltanto ai fini dell'Aumento di Capitale in relazione ai bilanci da includere nel Prospetto Informativo da predisporre ai sensi dell'articolo 94 del Decreto Legislativo 24 febbraio 1998, n. 58, in conformità alle previsioni del Regolamento CE n. 809/2004, le informazioni economiche, patrimoniali e finanziarie relative agli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006 sono state riportate nel presente documento in forma aggregata, per rappresentare la situazione patrimoniale, finanziaria ed economica delle attività che faranno capo alla Snam Rete Gas, dopo le precitate operazioni di acquisizione, come se il Nuovo Gruppo Snam Rete Gas avesse operato da sempre come un gruppo unico ed autonomo. Occorre tuttavia evidenziare che qualora le attività che sono state oggetto di aggregazione fossero state svolte nell'ambito di un gruppo di società facenti effettivamente capo ad una singola controllante in detti esercizi, non si sarebbero necessariamente avuti i risultati patrimoniali, finanziari ed economici di seguito rappresentati.

Il Nuovo Gruppo Snam Rete Gas (di seguito anche il "**Nuovo Gruppo Snam Rete Gas**"), è inteso come gruppo che comprende le società facenti capo al Gruppo Snam Rete Gas, le società facenti capo al Gruppo Italgas e la società Stogit.

Informazioni generali

Snam Rete Gas è una società di diritto italiano, quotata alla Borsa di Milano, domiciliata in San Donato Milanese (MI), in Piazza Santa Barbara n. 7, controllata da Eni che detiene il 50,03% del capitale sociale.

Snam Rete Gas è il principale operatore italiano per il trasporto di gas naturale, nonché, alla data di approvazione del presente documento, l'unico operatore italiano attivo nella rigassificazione del GNL, attraverso la controllata GNL Italia.

A seguito delle Acquisizioni sopra menzionate, il Nuovo Gruppo Snam Rete Gas svolgerà anche le attività di stoccaggio e di distribuzione del gas naturale.

Svolgerà inoltre, in via residuale l'attività di distribuzione di acqua.

Si precisa, infine, che solo con riferimento all'esercizio del 2006 e ai primi mesi del 2007, il gruppo Italgas ha svolto anche l'attività di vendita di gas, tramite l'allora controllata Napoletanagas Clienti S.p.A., società ceduta il 27 marzo 2007 a Eni.

Sintesi dei principi contabili adottati

Di seguito sono rappresentati i principali criteri e principi contabili applicati nella preparazione dei bilanci aggregati.

Base di preparazione

Il presente documento, approvato dal Consiglio di Amministrazione in data 23 marzo 2009, è stato predisposto nell'ambito del progetto connesso all'offerta in opzione agli azionisti e ammissione a quotazione sul Mercato Telematico Azionario, gestito e organizzato da Borsa Italiana S.p.A., di azioni ordinarie di Snam Rete Gas (di seguito l'"**Aumento di Capitale**"). In particolare nel presente documento sono riportati i bilanci aggregati relativi agli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006 (di seguito anche i "**Bilanci Aggregati**"), comprensivi degli stati patrimoniali aggregati, dei conti economici aggregati, del prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto aggregato, dei rendiconti finanziari aggregati e delle relative note esplicative.

I Bilanci Aggregati sono stati predisposti in accordo con gli IFRS. Per IFRS si intendono tutti gli "*International Financial Reporting Standards*", tutti gli International Accounting Standards (IAS), tutte le interpretazioni dell'International Financial Reporting Interpretations Committee (IFRIC), precedentemente denominate Standing Interpretations Committee (SIC) adottati e dall'Unione Europea e contenuti nei relativi Regolamenti U.E. pubblicati sino al 23 marzo 2009, data in cui il Consiglio di Amministrazione della Società ha approvato il presente documento.

In merito alle modalità di presentazione degli schemi di bilancio, per lo stato patrimoniale è stato adottato il criterio di distinzione "corrente/non corrente", per il conto economico lo schema scalare con la classificazione dei costi per natura, per il prospetto delle variazioni delle voci di patrimonio netto è stato adottato il metodo che riconcilia i saldi di apertura e di chiusura di ciascuna voce del patrimonio netto e per il rendiconto finanziario il metodo di rappresentazione indiretto. Si ritiene che tali schemi rappresentino adeguatamente la situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Nuovo Gruppo Snam Rete Gas.

I Bilanci Aggregati sono stati redatti nella valuta funzionale Euro. Tutti gli importi inclusi nelle tabelle delle seguenti note, salvo ove diversamente indicato, sono espressi in milioni di Euro.

I Bilanci Aggregati sono stati assoggettati a revisione contabile da parte della società di revisione PricewaterhouseCoopers S.p.A.

Criteri e metodologia di aggregazione

Di seguito si rappresentano i principali criteri e metodologie di aggregazione seguite in sede di predisposizione dei Bilanci Aggregati.

I Bilanci Aggregati sono stati predisposti in base ai seguenti documenti:

- bilanci consolidati di Snam Rete Gas, predisposti in conformità agli IFRS adottati dall'Unione Europea, relativi agli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006. Tali bilanci risultano disponibili sul sito internet della Società www.snamretegas.it;

- progetto di bilancio di esercizio per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008, bilanci di esercizio per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2007 e 2006, bilanci consolidati contrattuali per gli esercizi chiusi al 31

dicembre 2008, 2007 e 2006 di Italgas, predisposti in conformità agli IFRS adottati dall'Unione Europea. Si precisa che i bilanci consolidati contrattuali sono stati predisposti da Italgas e approvati dal relativo Consiglio di Amministrazione in data 12 marzo 2009, esclusivamente per adempiere alle obbligazioni contrattuali previste dall'accordo di compravendita del 12 febbraio 2009, ai fini di fornire le informazioni necessarie alla predisposizione del Prospetto Informativo relativo all'Aumento di Capitale (di seguito i "**Bilanci Consolidati Contrattuali del Gruppo Italgas**"). I precitati bilanci di Italgas risultano disponibili sul sito internet di Italgas www.italgas.it;

- progetto di bilancio di esercizio per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008, bilanci di esercizio per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2007 e 2006 di Stogit, predisposti in conformità agli IFRS adottati dall'Unione Europea. Tali bilanci risultano disponibili sul sito internet di Stogit www.stogit.it.

Sono state aggregate le informazioni derivanti dagli schemi di stato patrimoniale, conto economico e rendiconto finanziario risultanti dai bilanci consolidati del Gruppo Snam Rete Gas, dai Bilanci Consolidati Contrattuali del Gruppo Italgas e dai bilanci e/o progetti di bilancio di esercizio della Stogit, effettuando le riclassifiche necessarie al fine di rendere omogenee le classificazioni dei bilanci. Nello specifico, le riclassifiche effettuate riguardano: i) l'esposizione distinta, nel conto economico, dei proventi e oneri derivanti dai contratti derivati, al fine di allineare gli schemi di conto economico con quelli predisposti da Snam Rete Gas a partire dall'esercizio 2008, ii) l'esposizione distinta, nello stato patrimoniale, delle passività per altre imposte correnti, al fine di allineare gli schemi di stato patrimoniale con quelli predisposti da Snam Rete Gas a partire dall'esercizio 2007.

Sono state effettuate le rettifiche necessarie a eliminare i rapporti di credito e debito, di costi e ricavi esistenti tra le società aggregate, nonché gli eventuali utili derivanti da operazioni tra le società aggregate e non ancora realizzati nei confronti di terzi.

Le voci del patrimonio netto, elencate nello schema di stato patrimoniale sono state rappresentate come di seguito indicato:

- capitale sociale: si tratta del capitale sociale di Snam Rete Gas, società che in futuro consoliderà Italgas e Stogit;

- azioni proprie: si tratta delle azioni proprie di Snam Rete Gas, detenute dalla stessa e/o da qualsiasi altra società inclusa nell'area di consolidamento del Nuovo Gruppo Snam Rete Gas;

- altre riserve: deriva dall'aggregazione delle voci di tutte le riserve di patrimonio netto di Snam Rete Gas e delle società incluse nell'area di consolidamento del Nuovo Gruppo Snam Rete Gas, oltre che dei capitali sociali di queste ultime;

- utile dell'esercizio: deriva dall'aggregazione degli utili dell'esercizio di Snam Rete Gas e di tutte le società incluse nell'area di consolidamento del Nuovo Gruppo Snam Rete Gas.

Le colonne del conto economico aggregato relative agli oneri e proventi non ricorrenti, sono state determinate sulla base dei dati indicati nei conti economici delle società oggetto di aggregazione e di quanto dalle stesse specificato nelle singole note di commento ai bilanci.

Si evidenzia che l'operazione di aggregazione dei dati non ha l'obiettivo di rappresentare l'operazione di acquisizione di Italgas e Stogit e il relativo consolidamento delle stesse da parte della Società. I dati aggregati derivano esclusivamente dalla somma dei dati dei bilanci, come precedentemente elencati, della Società e

delle società oggetto delle Acquisizioni al fine di rappresentare le principali grandezze economiche, finanziarie e patrimoniali del Nuovo Gruppo Snam Rete Gas per tutti i periodi rappresentati nel Prospetto Informativo. Conseguentemente i dati aggregati del patrimonio netto del Nuovo Gruppo Snam Rete Gas, non riflettono gli effetti delle Acquisizioni e del consolidamento del Gruppo Italgas e di Stogit da parte di Snam Rete Gas.

Criteri e metodologia di consolidamento

Società controllate

Le società controllate risultano consolidate integralmente nei Bilanci Aggregati, a partire dalla data in cui il controllo stesso è stato acquisito e sino alla data in cui tale controllo cessa. Nella fattispecie, il controllo è esercitato sia in forza del possesso diretto o indiretto della maggioranza delle azioni con diritto di voto, che per effetto dell'esercizio di una influenza dominante espressa dal potere di determinare, anche indirettamente in forza di accordi contrattuali o legali, le scelte finanziarie e gestionali delle entità, ottenendone i benefici relativi, anche prescindendo da rapporti di natura azionaria. I criteri adottati per il consolidamento integrale sono di seguito riportati.

Le attività e le passività, gli oneri e i proventi dell'impresa consolidata con il metodo dell'integrazione globale sono assunti integralmente nel bilancio consolidato; il valore contabile della partecipazione è eliminato a fronte della corrispondente frazione di patrimonio netto della impresa partecipata.

Gli utili derivanti da operazioni tra le imprese consolidate e non ancora realizzati nei confronti di terzi sono eliminati, così come sono eliminati i crediti, i debiti, i proventi e gli oneri, le garanzie, gli impegni e i rischi tra imprese consolidate. Qualora dalle operazioni infragruppo emergessero perdite che siano considerabili rappresentative di un effettivo minor valore del bene ceduto, le stesse, in conformità ai principi di riferimento, non devono essere eliminate.

Le quote del patrimonio netto e dell'utile di competenza dei soci di minoranza, sono iscritte in apposite voci di bilancio.

Le operazioni di aggregazione di imprese, finalizzate tra entità non sottoposte a controllo comune, in forza delle quali viene acquisito il controllo di un'entità sono contabilizzate applicando il metodo dell'acquisto ("*purchase method*"). Il costo di acquisizione è rappresentato dal valore corrente ("*fair value*") alla data di acquisto delle attività cedute, delle passività assunte, degli strumenti di capitale emessi e di ogni altro onere accessorio direttamente attribuibile. Le attività, le passività e le passività potenziali acquisite sono iscritte al relativo valore corrente alla data di acquisizione. La differenza tra il costo di acquisizione e il valore corrente delle attività, passività e passività potenziali acquistate, se positiva, è iscritta nelle attività immateriali come avviamento, ovvero, se negativa, dopo aver riverificato la corretta misurazione dei valori correnti delle attività, passività e passività potenziali acquisite e del costo di acquisizione, è contabilizzata direttamente a conto economico, come provento.

Le operazioni di aggregazione di imprese in forza delle quali le società partecipanti sono definitivamente controllate da una medesima società o dalle medesime società sia prima, sia dopo l'operazione di aggregazione, e tale controllo non è transitorio sono qualificate come operazioni "*under common control*". Tali operazioni non sono disciplinate dall'IFRS 3, che disciplina la metodologia di contabilizzazione delle operazioni di aggregazione di imprese, né da altri IFRS. In assenza di un principio contabile di riferimento, si ritiene che la scelta del principio contabile più idoneo debba essere quindi quello dell'obiettivo generale

previsto dallo IAS 8, cioè tenendo conto della rappresentazione attendibile e fedele dell'operazione. Inoltre, il principio contabile prescelto per rappresentare le operazioni "*under common control*" deve riflettere la sostanza economica delle stesse, indipendentemente dalla loro forma giuridica. Anche alla luce di quanto disciplinato dall'OPI 1 (orientamenti preliminari Assirevi in tema IFRS), relativo al "*trattamento contabile delle business combination of entities under common control nel bilancio separato e nel bilancio consolidato*", il concetto di sostanza economica costituisce l'elemento chiave che guida la metodologia da seguire per la contabilizzazione delle operazioni in esame. La sostanza economica deve far riferimento a una generazione di valore aggiunto che si concretizzi in significative variazioni nei flussi di cassa, *ante* e *post* imposte, delle attività nette trasferite e deve essere dimostrata dagli amministratori dell'entità che ha posto in essere l'operazione. Tutto ciò premesso, la selezione del principio contabile per le operazioni in esame, relativamente alle quali non sia comprovabile una significativa influenza sui flussi di cassa futuri, deve essere guidata dal principio di prudenza che porta ad applicare il criterio della continuità di valori delle attività nette trasferite acquisite. Il principio della continuità dei valori comporta la rilevazione nel bilancio dell'acquirente di valori uguali a quelli che risulterebbero se le attività nette oggetto di consolidamento per la prima volta fossero state unite da sempre. Le attività nette devono essere pertanto rilevate ai valori di libro che risultavano dalla contabilità delle società oggetto di acquisizione prima dell'operazione o, se disponibili, ai valori risultanti dal bilancio consolidato della controllante comune. La Società ha scelto di utilizzare i valori storici delle attività nette trasferite risultanti dai bilanci delle società oggetto di acquisizione. Ove i valori di trasferimento risultino superiori a tali valori storici, l'eccedenza deve essere eliminata rettificando in diminuzione il patrimonio netto dell'acquirente.

Società collegate

Le società collegate sono quelle sulle quali il gruppo esercita un'influenza notevole che si presume sussistere quando la partecipazione è compresa tra il 20% e il 50% dei diritti di voto.

Le partecipazioni in società collegate e quelle controllate congiuntamente sono valutate con il metodo del patrimonio netto e sono inizialmente iscritte al costo. Il metodo del patrimonio netto è di seguito descritto:

- il valore contabile di tali partecipazioni comprende l'iscrizione dei maggiori valori attribuiti alle attività, alle passività e alle passività potenziali, e dell'eventuale avviamento individuati al momento dell'acquisizione;

- gli utili o le perdite di pertinenza del gruppo sono contabilizzati dalla data in cui l'influenza notevole ha avuto inizio e fino alla data in cui l'influenza notevole cessa; nel caso in cui, per effetto delle perdite, la Società valutata con il metodo in oggetto evidenzi un patrimonio netto negativo, il valore di carico della partecipazione è annullato e l'eventuale eccedenza di pertinenza del gruppo, laddove questo ultimo si sia impegnato ad adempiere a obbligazioni legali o implicite dell'impresa partecipata, o comunque a coprirne le perdite, è rilevata in un apposito fondo;

- gli utili e le perdite non realizzati generati su operazioni poste in essere tra la capogruppo/società controllate e la partecipata valutata con il metodo del patrimonio netto sono eliminati in funzione del valore della quota di partecipazione del gruppo nella partecipata stessa; le perdite non realizzate sono eliminate, a eccezione del caso in cui esse siano rappresentative di riduzione di valore.

Dettaglio delle società incluse integralmente nei Bilanci Aggregati

Nelle seguenti tabelle sono identificate le società incluse integralmente nei Bilanci Aggregati per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006:

Società	Sede Legale	Capitale Sociale (Euro)	Consolidate integralmente il 31 dicembre			Azionisti
			2008	2007	2006	
GRUPPO SNAM RETE GAS						
Snam Rete Gas S.p.A.	San Donato Milanese	1.956.445.600	si	si	si	Eni 50,03%, Snam Rete Gas 9,99% Altri Soci 39,98%
GNL Italia S.p.A.	San Donato Milanese	17.300.000	si	si	si	Snam Rete Gas 100%
GRUPPO ITALGAS						
Italgas	Torino	252.263.314(d)	si	si	si	Eni 100% (e)
Acqua Campania S.p.A.	Napoli	4.950.000	si	si	si	Italgas 35,20%, Altri soci 64,80%
Napoletanagas S.p.A.	Napoli	15.400.000	si	si	si	Italgas 99,69%, Altri soci 0,31%
Napoletanagas Clienti S.p.A.	Napoli	5.000.000	no	(a)	si	(a)
Siciliana Gas S.p.A.	Palermo	45.678.330, fino alla data di incorporazione	(b)	si	(b)	Italgas 100% fino al 1 luglio 2008 (b)
Partecipazioni Industriali S.p.A.	Torino	65.850.000, fino alla data di incorporazione	(c)	(c)	si	Italgas 99,9% fino al 1 luglio 2007 (c)
Stogit	Milano	152.205.500	si	si	si	Eni 100% (e)

(a) Tale società è stata detenuta al 100% da Napoletanagas S.p.A. fino al mese di marzo 2007, ed è stata successivamente ceduta a Eni.

(b) Per l'esercizio 2006, Siciliana Gas S.p.A. è stata consolidata integralmente solo con riferimento allo stato patrimoniale, in quanto acquistata in data 22 dicembre 2006. Per l'esercizio 2008, la società è stata consolidata integralmente per il conto economico fino al 1 luglio 2008, data in cui è stata incorporata in Italgas.

(c) Partecipazioni Industriali S.p.A. è stata incorporata in Italgas in data 1 luglio 2007. Per l'esercizio 2007, la stessa è stata consolidata integralmente con riferimento al conto economico di sei mesi fino al 30 giugno 2007.

(d) Il capitale sociale riportato è quello in essere a seguito dell'aumento del capitale pari a Euro 12.418.492 nel corso del 2006.

(e) Eni rimarrà socio unico di Italgas e Stogit fino alla data di perfezionamento delle acquisizioni da parte di Snam Rete Gas.

Per quanto riguarda il dettaglio delle società incluse dei Bilanci Aggregati e valutate con il metodo del patrimonio netto si rimanda alla nota 11, Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto e Altre partecipazioni.

Criteri di valutazione

I criteri di valutazione più significativi adottati per la redazione dei Bilanci Aggregati sono indicati nei punti seguenti.

Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide ed equivalenti includono il denaro in cassa e i depositi presso banche ad immediata esigibilità, nonché altri impieghi in liquidità di durata inferiore a tre mesi. Le stesse, se in euro, sono iscritte al valore nominale che corrisponde al *fair value*, se in altra valuta, sono iscritte al cambio corrente alla chiusura del periodo.

Crediti commerciali e altri crediti

I crediti commerciali e gli altri crediti sono valutati al momento della prima iscrizione al *fair value* e successivamente al costo ammortizzato sulla base del metodo del tasso di interesse effettivo. 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.

Qualora vi sia una obiettiva evidenza di indicatori di riduzioni di valore, l'attività viene ridotta in misura tale da risultare pari al valore scontato dei flussi ottenibili in futuro. L'obiettiva evidenza di svalutazioni è verificata considerando, tra l'altro, rilevanti inadempimenti contrattuali, significative difficoltà finanziarie, rischio di insolvenza della controparte.

Le perdite di valore sono rilevate a conto economico. Se nei periodi successivi 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.

Attività finanziarie destinate alla negoziazione e attività finanziarie disponibili per la vendita

Le attività finanziarie destinate alla negoziazione e le attività finanziarie disponibili per la vendita sono rilevate al *fair value* con imputazione degli effetti, rispettivamente, alla voce di conto economico "Proventi (oneri) finanziari" e alla voce di patrimonio netto "Altre riserve"; 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, la cui obiettiva evidenza è verificata considerando, tra l'altro, le situazioni indicate al punto precedente. Quando l'acquisto o la vendita di attività finanziarie 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 (es. acquisto di titoli su mercati regolamentati), l'operazione è rilevata alla data del regolamento.

Altre Partecipazioni

Le partecipazioni in società diverse da quelle controllate e collegate, come precedentemente definite, iscritte tra le attività non correnti sono valutate al *fair value* con imputazione degli effetti alla voce di patrimonio netto "Altre riserve"; la riserva è imputata 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.

Attività finanziarie da mantenersi sino alla scadenza

Le attività finanziarie da mantenersi sino alla scadenza sono iscritte 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, secondo il metodo del costo ammortizzato sopra descritto. Le eventuali svalutazioni sono determinate confrontando il valore di iscrizione con il valore attuale dei flussi di cassa attesi attualizzati al tasso di interesse effettivo definito al momento della rilevazione iniziale. Gli effetti economici della valutazione al costo ammortizzato sono imputati alla voce "Proventi (oneri) finanziari".

Iscrizione ed eliminazione delle attività finanziarie

Le attività finanziare 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 si estingue oppure sono sostanzialmente trasferiti i rischi e benefici relativi alle attività.

Rimanenze

Le rimanenze, incluse le scorte d'obbligo ed esclusi i 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. La configurazione di costo adottata è determinata secondo il metodo del costo medio ponderato.

Le scorte d'obbligo sono inserite tra le attività non correnti nella voce Rimanenze immobilizzate – scorte d'obbligo.

Si precisa che le transazioni di vendita e riacquisto di gas strategico non realizzano un effettivo trasferimento dei rischi e benefici connessi con la proprietà, con la conseguenza che la transazione stessa non da origine a ricavi e viene pertanto contabilizzata attraverso l'utilizzo di conti di debito e credito nei confronti della controparte. Tali transazioni non comportano, pertanto, movimentazione del magazzino.

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, altre attività non correnti

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

Immobili, impianti e macchinari e Investimenti immobiliari

Le attività materiali, ivi inclusi gli investimenti immobiliari, sono iscritte al prezzo di acquisto o al costo di produzione comprensivo dei costi accessori di diretta imputazione necessari a rendere le attività disponibili 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 gli oneri finanziari che teoricamente si sarebbero risparmiati, nel periodo necessario a rendere il bene pronto all'uso, qualora l'investimento non fosse stato effettuato. Il prezzo di acquisto o il costo di produzione si intende al netto dei contributi pubblici in conto capitale, che sono rilevati quando sussiste la ragionevole certezza che saranno realizzate le condizioni previste dagli organi governativi concedenti per il loro ottenimento, e al netto dei contributi di altri soggetti, iscritti in bilancio per competenza in diretta correlazione con i costi sostenuti.

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 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.

Le attività materiali, a partire dal momento in cui inizia o avrebbe dovuto iniziare l'utilizzazione del bene, sono ammortizzate sistematicamente 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 per ciascuna componente. Il valore da ammortizzare è rappresentato dal valore di iscrizione, 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 cessione che sono valutate al minore tra il valore di iscrizione e il loro *fair value* al netto degli oneri di dismissione.

I costi sostenuti per l'attività di miglioramento degli impianti di produzione di gas naturale sono ammortizzati con il metodo dell'unità di prodotto in quanto la loro vita utile è strettamente legata alla disponibilità di riserve di idrocarburi economicamente sfruttabili.

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

I costi per migliorie, ammodernamento e trasformazione delle attività materiali sono imputati all'attivo patrimoniale qualora siano soddisfatti i criteri di rilevazione.

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 imputato a conto economico. Le spese di manutenzione e riparazione ordinarie sono imputate a conto economico nell'esercizio in cui sono sostenute.

Quando si verificano eventi che fanno 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 documentabili 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 tiene conto del rischio implicito nel settore di attività in cui opera l'impresa. 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 (cd. *cash generating unit*). Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le attività sono rivalutate e la rettifica è imputata 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 stanziate qualora non si fosse proceduto alla svalutazione.

Leasing

I contratti di locazione che trasferiscono sostanzialmente tutti i rischi e benefici della proprietà si considerano locazioni finanziarie. I beni assunti in *leasing* finanziario sono iscritti tra le immobilizzazioni materiali al minore tra il *fair value* dell'attività al netto dei contributi di spettanza del conduttore e il valore attuale dei pagamenti minimi dovuti con contropartita il debito finanziario verso il locatore.

I beni sono ammortizzati applicando il criterio e le aliquote adottate per le attività materiali, salvo che la durata del contratto di *leasing* sia inferiore alla vita utile rappresentata da dette aliquote e non vi sia la ragionevole certezza del trasferimento della proprietà del bene locato alla naturale scadenza del contratto; in tal caso il periodo di ammortamento sarà rappresentato dalla durata del contratto di locazione.

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 l'avviamento quando acquisito a titolo oneroso. L'identificabilità è definita con riferimento alla possibilità di distinguere l'attività immateriale acquisita dall'avviamento; questo requisito è soddisfatto, di norma, quando: (i) l'attività immateriale è riconducibile ad 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 punto "Attività materiali".

L'avviamento e le altre attività immateriali aventi vita utile indefinita non sono oggetto di ammortamento; la recuperabilità del loro valore di iscrizione è verificata almeno annualmente e comunque quando si verificano eventi che fanno presupporre una riduzione del valore. Con riferimento all'avviamento, 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 l'avviamento stesso. Le svalutazioni non sono oggetto di ripristino di valore. L'avviamento negativo è imputato 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.

Il "*cushion gas*", che è relativo al gas necessario per il mantenimento in funzione degli impianti e per poter esercitare l'attività di stoccaggio, non è sottoposto ad alcun ammortamento, ma esclusivamente a test di *impairment* tramite confronto tra il valore determinato come indicato dal Ministero delle Attività Produttive con decreto del 3 novembre 2005 e il valore di iscrizione in bilancio.

Attività mineraria

(a) Concessioni minerarie

I costi relativi all'acquisto di concessioni minerarie sono imputabili alle immobilizzazioni immateriali dell'attivo patrimoniale e ammortizzati in relazione alla durata del diritto di concessione.

(b) Sviluppo

I costi di sviluppo sostenuti per l'accertamento di riserve certe e la costruzione e l'installazione degli impianti necessari all'estrazione, trattamento, raccolta e stoccaggio di idrocarburi sono imputati all'attivo patrimoniale e ammortizzati, prevalentemente, con il metodo UOP (si veda quanto riportato nel paragrafo relativo all'Utilizzo di stime contabili, lettera f), Attività minerarie) perché la loro vita utile è strettamente correlata alle disponibilità di riserve di idrocarburi economicamente sfruttabili. Secondo tale metodo, i costi residui al termine di ciascun trimestre sono ammortizzati applicando l'aliquota ottenuta dal rapporto tra i volumi estratti nel periodo e le riserve certe sviluppate esistenti alla fine del periodo, incrementate dei volumi estratti nel periodo stesso. Il metodo è applicato con riferimento al più piccolo insieme che realizza una correlazione diretta tra investimenti e riserve certe sviluppate. I costi relativi ai pozzi di sviluppo con esito minerario negativo o incidentati sono imputati a conto economico come minusvalenze da radiazione. Le svalutazioni e le rivalutazioni dei costi di sviluppo sono effettuate applicando i criteri previsti per le attività materiali.

(c) Produzione

I costi relativi all'attività di produzione (estrazione, manutenzione ordinaria dei pozzi, trasporto, etc.) sono imputati a conto economico nell'esercizio in cui sono sostenuti.

(d) Chiusura e abbandono dei pozzi

I costi che si presume di sostenere al termine dell'attività per abbandono dell'area, lo smantellamento, la rimozione delle strutture e il ripristino del sito sono rilevati all'attivo patrimoniale secondo i criteri indicati al punto "Attività materiali" e ammortizzati in base alla durata della concessione per l'attività di stoccaggio e con il metodo UOP per l'attività di produzione.

Attività immobilizzate destinate alla dismissione

Le attività non correnti il cui valore contabile sarà recuperato attraverso una vendita, anziché attraverso il loro utilizzo continuo, vengono evidenziate separatamente nello stato patrimoniale come "attività destinate a essere cedute". In particolare un bene è riclassificato nella voce in oggetto quando le seguenti condizioni sono verificate: i) l'attività è disponibile per la vendita immediata nella sua condizione attuale; ii) la vendita è soggetta a condizioni, che sono d'uso e consuetudine, considerando le relative caratteristiche; e iii) la vendita è altamente probabile.

Nel caso in cui la cessione di talune attività debba essere sottoposta a specifiche autorizzazioni e/o nei casi in cui le attività debbano essere prima conferite in una società di nuova costituzione per poter essere cedute, le stesse sono classificate tra le "attività immobilizzate destinate alla dismissione" solo se alla data di bilancio risultano vendibili nello stato in cui si trovano, ovvero se sono state soddisfatte le predette condizioni.

Tali attività sono valutate al minore tra il valore contabile e il *fair value* diminuito dei costi prevedibili per la dismissione.

Passività finanziarie, debiti commerciali e altri debiti, altre passività

Le passività finanziarie, i debiti commerciali e gli altri debiti e le altre passività sono iscritte inizialmente al *fair value* incrementato 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 finanziare 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 l'obbligazione è adempiuta o estinta.

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 ai fondi sono rilevati quando: (i) è probabile l'esistenza di un'obbligazione attuale, legale o implicita, derivante da un evento passato; (ii) è probabile che l'adempimento dell'obbligazione sia oneroso; (iii) 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. Quando l'effetto finanziario del tempo è significativo e le date di pagamento delle obbligazioni sono attendibilmente stimabili, l'accantonamento è oggetto di attualizzazione; l'incremento del fondo connesso al trascorrere del tempo è imputato a conto economico alla voce "Proventi (oneri) finanziari".

Quando la passività è relativa ad attività materiali (es. smantellamento e ripristino siti), il fondo è rilevato in contropartita all'attività a cui si riferisce; l'imputazione a conto economico avviene attraverso il processo di ammortamento.

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 con il limite massimo del valore recuperabile ed un limite minimo pari a zero.

Nelle note di commento al bilancio sono illustrate le passività potenziali rappresentate da: (i) 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; (ii) 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, al netto delle eventuali attività al servizio dei programmi, è determinata sulla base di ipotesi attuariali ed è rilevata per competenza di esercizio coerentemente al periodo lavorativo necessario all'ottenimento dei benefici; la valutazione della passività è effettuata da attuari indipendenti.

Gli utili e le perdite attuariali relative a programmi a benefici definiti derivanti da variazioni delle ipotesi attuariali utilizzate o da modifiche delle condizioni del piano sono rilevati pro quota a conto economico, per la rimanente vita lavorativa media dei dipendenti che partecipano al programma, se e nei limiti in cui il loro valore netto non rilevato al termine dell'esercizio precedente eccede il maggior valore tra il 10% della passività relativa al programma e il 10% del *fair value* delle attività al suo servizio (cd. metodo del corridoio).

Le obbligazioni relative ad altri benefici a lungo termine sono determinate utilizzando ipotesi attuariali; gli effetti derivanti dalla modifica delle ipotesi attuariali ovvero da una modifica delle caratteristiche del beneficio, sono rilevati interamente a conto economico.

Stock option e Stock grant

I costi per il personale includono, coerentemente alla natura sostanziale di retribuzione che assumono, le azioni gratuite (*stock grant*) e le opzioni su azioni (*stock option*) assegnate ai dirigenti. Il costo è determinato con riferimento al *fair value* del diritto assegnato al dirigente al momento dell'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 (cd. *vesting period*). Il *vesting period*, per le *stock grant*, è il periodo intercorrente tra la data di assunzione dell'impegno e la data in cui le azioni sono assegnate; per le *stock option*, è il periodo intercorrente tra la data di assunzione dell'impegno e la data in cui l'opzione può essere esercitata. Il *fair value* delle *stock grant* è rappresentato dal valore corrente dell'azione alla data di assunzione dell'impegno, ridotto del valore attuale dei dividendi attesi nel *vesting period*. Il *fair value* delle *stock option* è rappresentato dal valore dell'opzione che tiene conto delle condizioni di esercizio del diritto, del valore corrente dell'azione, della volatilità attesa e del tasso privo di rischio. Il *fair value* delle *stock grant* e delle *stock option* è rilevato con contropartita alla voce "Altre riserve".

Azioni proprie

Le azioni proprie sono rilevate al costo e iscritte a riduzione del patrimonio netto. Gli effetti economici derivanti dalle eventuali vendite successive sono rilevati nel patrimonio netto.

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.

Relativamente ai servizi resi, il momento del riconoscimento dei ricavi coincide generalmente con la prestazione del servizio e quando i rischi di perdita sono trasferiti all'acquirente.

Gli stanziamenti di ricavi relativi a servizi parzialmente resi sono rilevati per il corrispettivo maturato, sempreché 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 resi, sconti, abbuoni e premi, nonché delle imposte direttamente connesse. Le permute 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 riconosciuti 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 costi relativi ai diritti di emissione, determinati sulla base della media dei prezzi esistenti sulle principali borse europee alla chiusura dell'esercizio, sono rilevati limitatamente alla quota di emissioni di anidride carbonica eccedenti i diritti assegnati; i proventi relativi ai diritti di emissione sono rilevati all'atto del realizzo attraverso la cessione.

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

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.

Contributi

I contributi pubblici in conto capitale, sono iscritti in bilancio quando sussiste la ragionevole certezza che saranno realizzate le condizioni previste dagli organi governativi concedenti per il loro ottenimento e sono rilevati a riduzione del prezzo di acquisto o del costo di produzione delle attività cui si riferiscono. Il contributo é imputato a conto economico come minore ammortamento in quote costanti determinate con riferimento alla vita utile del bene cui il contributo ricevuto è direttamente riferibile.

I contributi ricevuti da soggetti privati, sono rilevati per competenza in diretta correlazione con i costi sostenuti.

I contributi in conto esercizio sono rilevati a conto economico in concomitanza ai costi per la cui copertura sono stati erogati.

I corrispettivi dovuti dai richiedenti l'allacciamento alla rete gas, all'atto dell'allacciamento stesso, sono rilevati in diminuzione della voce delle altre attività non correnti "Immobili, impianti e macchinari" e imputati a conto economico con la rilevazione dei costi cui asseriscono le opere e gli interventi necessari all'erogazione del servizio.

Differenze di cambio

I ricavi e i costi relativi ad operazioni in moneta diversa da quella funzionale 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 in euro applicando il cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio con imputazione dell'effetto a conto economico. Le attività e passività non monetarie 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. In particolare, per quanto riguarda l'imposta sul reddito delle società (Ires), a decorrere dall'esercizio 2004 la maggior parte delle società facenti parte del Nuovo Gruppo Snam Rete Gas, congiuntamente con l'Eni hanno esercitato l'opzione per il regime fiscale del consolidato 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. I rapporti economici, oltre che le responsabilità e gli obblighi reciproci, fra l'Eni S.p.A. e le altre società del Nuovo Gruppo Snam Rete Gas che hanno aderito al consolidato sono definiti nel "*Regolamento di partecipazione al regime di tassazione del consolidato nazionale per le società del Gruppo Eni*", secondo il quale: (i) le società controllate con imponibile positivo trasferiscono all'Eni 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 dall'Eni S.p.A. se e nella misura in cui hanno prospettive di redditività che avrebbero consentito, in assenza del consolidato nazionale, di rilevare imposte differite attive. Conseguentemente la relativa imposta, al netto degli acconti versati e delle ritenute subite, è rilevata alla voce "Debiti commerciali e altri debiti"/"Crediti commerciali e altri crediti".

L'imposta regionale sulle attività produttive (Irap) al netto degli acconti versati, è rilevata alla voce "Passività per imposte sul reddito correnti"/"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. 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.

Sulle riserve in sospensione d'imposta del patrimonio netto non vengono stanziate imposte differite quando non se ne prevede la distribuzione.

Strumenti derivati

Gli strumenti derivati sono attività e passività rilevate al *fair value*. I derivati sono classificati 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 le variazioni del *fair value* associate al rischio coperto. 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 interesse), le variazioni del *fair value* dei derivati sono inizialmente rilevate a patrimonio netto e successivamente imputate a conto economico coerentemente agli effetti economici prodotti dall'operazione coperta.

La soddisfazione dei requisiti definiti dallo IAS 39 ai fini dell'*hedge accounting* è verificata periodicamente.

Le variazioni del *fair value* dei derivati che non soddisfano le condizioni per essere qualificati come di copertura sono rilevate a conto economico.

Informativa settoriale

Un settore di attività risulta definito, rispetto ad altri settori di attività, da quel gruppo di *assets* e transazioni utilizzato per la fornitura di determinati servizi che risultano soggetti a rischi e benefici sostanzialmente differenti da quelli forniti da altri settori di attività.

Un settore geografico risulta definito, rispetto ad altri settori geografici, da quel gruppo di *assets* e transazioni utilizzato per la fornitura di servizi in un determinato ambiente geografico che risulta soggetto a rischi e benefici sostanzialmente differenti da quelli di altri settori geografici.

Utilizzo di stime contabili

L'applicazione dei principi contabili generalmente accettati per la redazione del bilancio 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 critiche del processo di redazione del bilancio perché comportano un elevato ricorso a giudizi soggettivi, assunzioni e stime relativi a tematiche per loro natura incerta. Le modifiche delle condizioni alla base dei giudizi, assunzioni e stime adottati possono determinare un impatto rilevante sui risultati successivi.

(a) *Svalutazioni*

Le attività materiali e immateriali sono svalutate quando eventi o modifiche delle circostanze facciano ritenere che il valore di iscrizione in bilancio non sia recuperabile. In particolare gli eventi che possono determinare una svalutazione di attività sono variazioni nei piani industriali, variazioni nei prezzi di mercato e, per gli *asset* minerari, significative revisioni in negativo delle stime delle riserve certe. La decisione se procedere ad una svalutazione e la quantificazione della stessa dipendono dalle valutazioni del *management* su fattori complessi ed 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.

Nel caso delle attività minerarie, i flussi di cassa attesi sono stimati tenendo conto delle riserve certe sviluppate e non sviluppate, nonché, tra l'altro, dei costi attesi per le riserve da sviluppare e delle imposte sulla produzione. Il livello futuro di produzione è stimato sulla base delle assunzioni relative a una serie di fattori, tra i quali i prezzi futuri degli idrocarburi, i costi di estrazione e di sviluppo, il declino produttivo dei giacimenti, l'offerta e la domanda di idrocarburi e gli sviluppi del quadro normativo.

(b) *Durata e valore residuo dei beni in regime di concessione di distribuzione*

L'attività di distribuzione del gas è svolta in regime di concessione, tramite affidamento del servizio da parte dagli Enti pubblici locali. Relativamente alla durata delle concessioni, il Decreto Legislativo n. 164/00 (Decreto Letta) ha stabilito che tutti gli affidamenti dovranno essere posti in gara entro la scadenza del cosiddetto "periodo transitorio" (per le concessioni Italgas al massimo 31/12/2012[30]) e che la nuova durata delle concessioni non potrà superare i dodici anni. Alla scadenza delle concessioni, al gestore uscente, a fronte della cessione delle proprie reti di distribuzione, ad esclusione dei beni gratuitamente devolvibili, è riconosciuto un indennizzo definito in base ai criteri della stima industriale.

In relazione alle stime effettuate dagli amministratori in sede di determinazione del criterio di ammortamento, il valore netto contabile dei beni alla scadenza della concessione, non dovrebbe risultare superiore al precitato valore industriale.

(c) *Smantellamento e ripristino siti*

Le società del gruppo potrebbero sostenere in futuro passività a fronte di obblighi di rimozione e smantellamento di impianti o parti di impianto. Sebbene tali obblighi siano allo stato attuale remoti, in taluni

[30] Fanno eccezione: a) le concessioni relative al completamento del programma di metanizzazione del Mezzogiorno per le quali il periodo transitorio può terminare oltre il 2012 nel caso in cui la realizzazione delle reti gas sia stata ultimata successivamente al 2000; b) le concessioni della Regione Sicilia le quali giungono fino alla data di scadenza dell'affidamento originariamente pattuita nelle convenzioni.

casi in presenza di obbligazioni legali (originate da contratto, normativa o altra disposizione di legge) o implicite (che nascono nel momento in cui l'impresa genera nei confronti di terzi l'aspettativa che assolverà i propri impegni anche se non rientranti nella casistica delle obbligazioni legali) tali costi sono accantonati.

La stima dei costi futuri di smantellamento e di ripristino è un processo complesso e richiede l'apprezzamento e il giudizio della Direzione aziendale nella valutazione delle passività da sostenersi a distanza di molti anni per l'adempimento di obblighi di smantellamento e di ripristino, spesso non compiutamente definiti da leggi, regolamenti amministrativi o clausole contrattuali. Inoltre questi obblighi risentono del costante aggiornamento delle tecniche e dei costi di smantellamento e di ripristino, nonché della continua evoluzione della sensibilità politica e pubblica in materia di salute e di tutela ambientale. La criticità delle stime contabili degli oneri di smantellamento e di ripristino dipende anche dalla tecnica di contabilizzazione di queste passività il cui valore attuale è inizialmente capitalizzato insieme al costo dell'attività a cui si riferiscono in contropartita al fondo rischi. Successivamente il valore del fondo rischi è incrementato per riflettere il trascorrere del tempo, mentre il valore originario della passività capitalizzata è ammortizzata in base alla vita utile dell'attività. La determinazione del tasso di attualizzazione da utilizzare sia nella valutazione iniziale dell'onere sia nelle valutazioni successive è frutto di un processo complesso che comporta giudizi soggettivi da parte della Direzione aziendale.

(d) *Passività ambientali*

Le società del gruppo sono soggette, in relazione alle attività svolte, a numerose leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente a livello comunitario, nazionale, regionale e locale. Con riferimento a tali normative, quando è probabile l'esistenza di una passività onerosa e l'ammontare può essere stimato attendibilmente, i relativi costi sono accantonati.

Sebbene le società del gruppo attualmente non ritengano che vi saranno effetti negativi particolarmente rilevanti sul bilancio dovuti al mancato rispetto della normativa ambientale, anche tenuto conto degli interventi già effettuati, tuttavia non può essere escluso con certezza che le società del gruppo possano incorrere in ulteriori costi o responsabilità anche di proporzioni rilevanti in quanto, allo stato attuale delle conoscenze, è impossibile prevedere gli effetti dei futuri sviluppi tenuto conto tra l'altro dei seguenti aspetti: (i) la possibilità che emergano contaminazioni; (ii) i risultati delle caratterizzazioni in corso e da eseguire e gli altri effetti derivanti dall'applicazione del decreto del Ministero dell'ambiente n. 471/1999 e del D. Lgs. 152/06; (iii) l'emersione di nuovi siti; (iv) i possibili effetti derivanti dall'applicazione delle nuove leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente; (v) gli effetti di eventuali innovazioni tecnologiche per il risanamento ambientale; (vi) la possibilità di controversie e la difficoltà di determinare le eventuali conseguenze, anche in relazione alla responsabilità di altri soggetti e ai possibili indennizzi. Inoltre, sono stati programmati o sono in corso interventi finalizzati alla bonifica dei siti in passato utilizzati per la produzione e lo stoccaggio di gas manifatturiero.

Gli oneri accantonati in bilancio riflettono la stima degli esborsi futuri previsti per completare gli interventi necessari in base alla normativa applicabile per le bonifiche dei siti e potrebbero subire variazioni in considerazione delle motivazioni precedentemente esposte.

(e) *Fondi*

Oltre a rilevare le passività ambientali, gli obblighi di rimozione delle attività materiali e di ripristino dei siti, le società del gruppo effettuano accantonamenti connessi prevalentemente ai benefici per i dipendenti, ai

contenziosi legali e fiscali e ai piani di mobilità del personale. La stima degli accantonamenti in queste materie è frutto di un processo complesso che comporta giudizi soggettivi da parte della Direzione aziendale.

(f) *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, l'età di ritiro e gli andamenti futuri delle spese sanitarie coperte.

Le principali assunzioni utilizzate per la quantificazione dei benefici successivi al rapporto di lavoro 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 (titoli di stato) e sulle aspettative inflazionistiche; (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 inflativa dei costi, e le modifiche nelle condizioni di salute degli aventi diritto; (iv) le assunzioni demografiche riflettono la miglior stima dell'andamento di variabili quali la mortalità, il *turnover*, le invalidità e altro relative alla popolazione degli aventi diritto; (v) il ritorno delle attività a servizio dei piani è determinato sulla base della media ponderata dei rendimenti futuri attesi differenziati per classi di investimento; (reddito fisso, *equity*, monetario). Le differenze tra i costi sostenuti e quelli attesi e tra i ritorni effettivi e quelli attesi delle attività a servizio del piano si verificano normalmente e sono definite utili o perdite attuariali. Gli utili o perdite attuariali sono rilevati *pro quota* a conto economico per la rimanente vita lavorativa media dei dipendenti che partecipano al programma, se e nei limiti in cui il loro valore netto non rilevato al termine dell'esercizio precedente eccede il maggior valore tra il 10% del valore attuale della passività relativa al programma e il 10% del *fair value* delle attività al suo servizio (cd. metodo del corridoio).

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.

(g) *Attività mineraria*

La valutazione delle riserve di gas naturale si basa su metodi di tipo ingegneristico che hanno un margine intrinseco di aleatorietà. Le riserve certe rappresentano le quantità stimate di idrocarburi che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria, potranno con ragionevole certezza essere estratte negli anni futuri nelle condizioni tecniche ed economiche esistenti al momento della stima. Nonostante esistano autorevoli linee guida sui criteri ingegneristici e geologici che devono essere rispettati affinché le riserve possano essere classificate come certe, l'accuratezza della stima delle riserve dipende dalla qualità delle informazioni disponibili e dall'interpretazione e dal giudizio che di queste dà la Direzione aziendale. Le riserve di un giacimento sono classificate come certe solo quando siano stati verificati tutti i criteri per l'attribuzione della qualifica di riserve certe, compresa la *sanction* del progetto che si ha quando viene presa la *final investment decision*. Inizialmente tutte le riserve classificate come certe sono categorizzate come riserve certe non sviluppate. Il successivo passaggio da riserve certe non sviluppate a sviluppate avviene in conseguenza dell'attività di sviluppo, normalmente in corrispondenza del *first oil*. Nei principali progetti di sviluppo trascorrono tipicamente da uno a quattro anni tra il *booking* iniziale delle riserve e l'avvio della produzione.

La produzione di gas naturale effettivamente estratta dai pozzi e le analisi di giacimento successive possono comportare delle revisioni significative in aumento o in diminuzione. Anche i cambiamenti dei prezzi del gas naturale possono avere un effetto sui volumi delle riserve certe rispetto alla stima iniziale. Conseguentemente, la stima delle riserve potrebbe differire in misura significativa rispetto alle quantità di idrocarburi che saranno effettivamente estratte. Le stime delle riserve sono utilizzate nella determinazione degli ammortamenti e delle svalutazioni. I tassi di ammortamento delle attività petrolifere in base al metodo UOP sono calcolati come rapporto tra la quantità di idrocarburi estratti nell'esercizio e le riserve certe sviluppate a fine esercizio aumentate dei volumi estratti nell'esercizio stesso. Assumendo la costanza delle altre variabili, un aumento delle riserve certe riduce la quota di ammortamento a carico dell'esercizio e viceversa. Le stime delle riserve sono utilizzate anche nel calcolo dei flussi di cassa futuri delle attività petrolifere che rappresentano un elemento fondamentale per determinare l'ammontare dell'eventuale svalutazione. Quanto maggiore è la consistenza delle riserve, tanto minore è la probabilità che le attività siano oggetto di svalutazione.

Principi contabili di recente emanazione

(a) *Principi contabili e interpretazioni emessi dallo IASB/IFRIC e omologati dalla Commissione Europea*

Con regolamento n. 1504/2008 in data 15 ottobre 2008 la Commissione Europea ha omologato l'emendamento allo IAS 39 "Strumenti finanziari - Rilevazione e valutazione" e all'IFRS 7 "Strumenti finanziari: Note al bilancio" che autorizzano, in rare circostanze, la riclassifica di determinati strumenti finanziari dalla categoria "posseduti per negoziazione" ad altra categoria (che preveda l'iscrizione dell'attività finanziaria al costo o al costo ammortizzato), modificandone il criterio di valutazione. Tali modifiche non hanno prodotto effetti per il Gruppo.

(b) *Principi contabili e interpretazioni emessi dallo IASB/IFRIC e non ancora omologati dalla Commissione Europea*

In data 30 novembre 2006 l'IFRIC ha emesso l'interpretazione IFRIC 12 "Contratti e 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. Le disposizioni dell'IFRIC 12, efficaci a partire dal 1° gennaio 2008, ma non ancora omologati dalla Commissione Europea, disciplinano fattispecie e casistiche applicabili alle società del gruppo Italgas, ovvero società operanti nel settore della distribuzione secondaria del gas naturale. Gli effetti dell'applicazione dell'interpretazione riguardano, alla data della prima applicazione, la differente classificazione del valore di iscrizione delle reti di distribuzione da attività materiali ad attività in concessione. Il gruppo sta valutando inoltre se e in quale misura l'applicazione dell'IFRIC 12, successivamente alla prima applicazione, determini altri effetti significativi sulle attività, passività, ricavi e costi interessati.

In data 10 gennaio 2008 lo IASB ha emesso l'IFRS 3 rivisto "Aggregazioni aziendali" e un emendamento allo IAS 27. I nuovi principi entrano in vigore obbligatoriamente a partire dagli esercizi che iniziano dal 1 luglio 2009. I nuovi principi si applicheranno solo alle nuove aggregazioni aziendali.

In data 3 luglio 2008 l'IFRIC ha emesso le seguenti interpretazioni:

- IFRIC 15 "Accordi di costruzione di immobili". L'interpretazione si occupa del riconoscimento dei ricavi delle vendite di immobili ed in particolare precisa, per i contratti stipulati prima dell'ultimazione

dei lavori di costruzione, se i ricavi dovranno essere riconosciuti ai sensi dello IAS 11 "Contratti di costruzione" o dello IAS 18 "Ricavi". Tale interpretazione è applicabile a partire dal 1° gennaio 2009;

- IFRIC 16 "Copertura di una partecipazione in un'impresa estera". L'interpretazione ha eliminato la possibilità di applicare l'*hedge accounting* per le operazioni di copertura delle differenze di cambio originate dalle differenze tra la valuta funzionale delle partecipate estere e la valuta di presentazione del bilancio consolidato ed è applicabile a partire dal 1° ottobre 2008.

Le suddette interpretazioni disciplinano fattispecie e casistiche attualmente non presenti all'interno del Gruppo.

In data 14 febbraio 2008 lo IASB ha emesso un emendamento allo IAS 32 "Strumenti finanziari – Rilevazione e valutazione e allo IAS 1 "Presentazione del bilancio" – Strumenti finanziari rimborsabili su richiesta del detentore (*Puttable financial instrument*) e strumenti con obbligazioni che sorgono al momento della liquidazione". In particolare gli emendamenti richiedono di classificare alcuni strumenti finanziari (cd. *puttable*) e gli strumenti finanziari che impongono alle società un'obbligazione a consegnare ad un terzo una quota di partecipazione nelle attività della Società come strumenti di *equity*. Tali emendamenti, che disciplinano fattispecie e casistiche non presenti attualmente all'interno del Gruppo, saranno applicabili dal 1° gennaio 2009.

In data 22 maggio 2008 lo IASB ha emesso un insieme di modifiche agli IAS/IFRS (*improvements*). In particolare le modifiche indicate dallo IASB che comporteranno un cambiamento nella presentazione, riconoscimento e valutazione delle poste di bilancio riguardano i seguenti IAS/IFRS: IAS 1 (Presentazione del bilancio), IAS 16 (Immobili, impianti e macchinari), IAS 19 (Benefici ai dipendenti), IAS 20 (Contabilizzazione dei contributi pubblici e informativa sull'assistenza pubblica), IAS 23 (Oneri finanziari), IAS 28 (Partecipazioni in imprese collegate), IAS 29 (Il bilancio in economie in stato di iperinflazione), IAS 36 (Riduzioni di valore delle attività), IAS 38 (Attività immateriali), IAS 39 (Strumenti finanziari - Rilevazione e valutazione), IAS 40 (Investimenti immobiliari) e l'IFRS 5 (Attività correnti possedute per la vendita e attività operative cessate). Tali modifiche sono applicabili dal 1° gennaio 2009 (ad eccezione degli *improvements* all'IFRS 5 che si applicano a partire dal 1° luglio 2009). Non si prevedono impatti significativi sul bilancio dall'applicazione futura delle suddette modifiche.

Nella stessa data lo IASB ha emesso emendamenti all'IFRS 1 "Prima applicazione dei principi contabili internazionali e allo IAS 27 "Bilancio consolidato" – Costo di una partecipazione in una controllata, collegata, o *joint venture*". La modifica prevede che in sede di prima applicazione dei principi contabili internazionali nel bilancio separato, un'entità possa adottare l'opzione del sostituto del costo (*deemed cost option*) per determinare il costo di una partecipazione in una controllata, collegata o *joint venture*. Tale interpretazione è applicabile dal 1° gennaio 2009 e non si prevede determini impatti sui bilanci del Nuovo Gruppo.

In data 31 Luglio 2008 lo IASB ha emesso un emendamento allo IAS 39 "Strumenti finanziari – Rilevazione e valutazione – designazione degli elementi coperti in una relazione di copertura". L'emendamento chiarisce l'applicazione del principio per la definizione del sottostante oggetto di copertura in particolari situazioni e dovrà essere applicato in modo retrospettivo a partire dal 1° luglio 2009. Tale interpretazione non riguarda fattispecie o casistiche presenti attualmente nel Gruppo.

In data 27 novembre 2008 l'IFRIC ha emesso l'interpretazione IFRIC 17 "Distribuzione di dividendi in natura". L'interpretazione entrerà in vigore dal 1° gennaio 2009; è consentita l'applicazione anticipata. Tale interpretazione non riguarda fattispecie o casistiche presenti attualmente nel Gruppo.

Nella stessa data lo IASB ha emesso un emendamento all'IFRS 1 "Prima applicazione dei principi contabili internazionali". L'emendamento, che non contiene modifiche di natura tecnica, entrerà in vigore dal 1° gennaio 2009; è consentita l'applicazione anticipata dello stesso.

Note di commento ai Bilanci Aggregati

Attività Correnti

(1) *Disponibilità liquide ed equivalenti*

La voce Disponibilità liquide ed equivalenti al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006 è composta come segue:

	Al 31 dicembre		
(*milioni di Euro*)	**2008**	**2007**	**2006**
Banche e c/c postali	30	79	85
Società finanziarie del gruppo Eni	34	49	33
Disponibilità liquide ed equivalenti	64	128	118

Il valore di mercato delle disponibilità liquide coincide con il loro valore contabile. I depositi bancari non sono soggetti a vincoli d'uso.

(2) *Attività finanziarie disponibili per la vendita*

La voce Attività finanziarie disponibili per la vendita risulta costituita esclusivamente da obbligazioni ed è composta come segue:

	Al 31 dicembre		
(*milioni di Euro*)	**2008**	**2007**	**2006**
Obbligazioni di istituti di credito	-	-	2
Obbligazioni di Eni	2	2	2
Altre attività finanziarie disponibili per la vendita	2	2	4

La scadenza delle obbligazioni emesse da Eni è fissata per il 2013.

(3) *Crediti commerciali e altri crediti*

I Crediti commerciali e altri crediti al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006 risultano dettagliabili come segue:

	Al 31 dicembre		
(*milioni di Euro*)	**2008**	**2007**	**2006**
Crediti commerciali	804	849	944
Crediti per attività di investimento/disinvestimento	22	18	18
Altri crediti	450	432	326
Crediti commerciali ed altri crediti	1.276	1.299	1.288

I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione, che, nel corso del triennio ha registrato la seguente movimentazione:

	Al 31 dicembre		
(*milioni di Euro*)	**2008**	**2007**	**2006**
Saldo a inizio esercizio	33	27	30
Accantonamenti	2	16	4
Utilizzi	(2)	(2)	(7)
Variazione area di consolidamento (Napoletanagas Clienti S.p.A.)	0	(8)	0
Saldo a fine esercizio	33	33	27

Al 31 dicembre 2008 i crediti commerciali, pari a Euro 804 milioni (Euro 849 milioni al 31 dicembre 2007 ed Euro 944 milioni al 31 dicembre 2006), sono relativi a:

- per Euro 417 milioni (Euro 408 milioni al 31 dicembre 2007 ed Euro 410 milioni al 31 dicembre 2006) per l'attività di trasporto e rigassificazione per i servizi resi nei mesi di novembre e di dicembre;
- per Euro 244 milioni (Euro 289 milioni al 31 dicembre 2007 ed Euro 391 milioni al 31 dicembre 2006) per l'attività di vettoriamento di gas naturale; in tale area di attività, solo con riferimento al 31 dicembre 2006, sono inclusi anche i crediti relativi all'attività di vendita di gas, effettuata dalla controllata Napoletanagas Clienti S.p.A., ceduta a Eni nel mese di marzo 2007;
- per Euro 55 milioni (Euro 60 milioni al 31 dicembre 2007 ed Euro 59 milioni al 31 dicembre 2006) per l'attività di distribuzione idrica, svolta a favore dei comuni e delle società campane;
- per Euro 55 milioni (Euro 42 milioni al 31 dicembre 2007 ed Euro 30 milioni al 31 dicembre 2006) per prestazioni tecniche effettuate per conto della Regione Campania;
- per Euro 33 milioni (Euro 50 milioni al 31 dicembre 2007 ed Euro 54 milioni al 31 dicembre 2006) per l'attività di stoccaggio.

I crediti per attività di investimento/disinvestimento includono sia crediti per contributi pubblici e privati, sia crediti derivanti dalla vendita di immobilizzazioni.

Gli altri crediti al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006 sono dettagliabili come segue:

	Al 31 dicembre		
(*milioni di Euro*)	**2008**	**2007**	**2006**
Crediti verso Eni	60	44	53
Acconti a fornitore	7	5	5
Crediti verso utenti della Regione Campania	321	281	244
Altri crediti	62	102	24
Altri crediti	450	432	326

I crediti verso Eni, pari a Euro 60 milioni, Euro 44 milioni ed Euro 53 milioni, rispettivamente al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006, sono per lo più relativi ai crediti derivanti dall'adesione al consolidato fiscale e all'Iva di gruppo, nell'ambito del gruppo Eni.

I crediti verso gli utenti della Regione Campania, pari a Euro 321 milioni, Euro 281 milioni ed Euro 244 milioni, rispettivamente al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006, sono iscritti in applicazione dell'art. 2 del contratto di concessione esistente tra Acqua Campania S.p.A. e la Regione Campania. Tali crediti vengono iscritti a fronte della fatturazione effettuata per conto della Regione Campania, in relazione al servizio di conturizzazione. La loro iscrizione in bilancio non ha effetto sul conto economico trattandosi di attività svolta in nome e per conto della Regione Campania. Il totale dei crediti verso gli utenti della Regione Campania corrisponde sostanzialmente al totale generale dei debiti verso la Regione Campania iscritti alla voce "debiti commerciali e altri debiti" del passivo patrimoniale.

La voce Altri crediti, pari a Euro 62 milioni, Euro 102 milioni ed Euro 24 milioni, rispettivamente al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006, comprende principalmente crediti verso Enti e amministrazioni pubbliche, verso dipendenti, istituti di previdenza e altro.

In particolare, al 31 dicembre 2008 gli Altri crediti includono Euro 39 milioni verso la Cassa Conguaglio del settore elettrico principalmente per il rimborso di titoli di efficienza energetica e di componenti tariffari del vettoriamento gas (Euro 2 milioni al 31 dicembre 2007).

Al 31 dicembre 2007 gli Altri crediti includono Euro 81 milioni vantati da Snam Rete Gas verso la Regione Sicilia, per il rimborso delle somme versate nel 2002 dalla Società alla Regione a fronte del tributo ambientale sulla proprietà dei gasdotti, successivamente dichiarato illegittimo. Tali crediti, al netto dell'incasso della prima rata, sono stati ceduti nel corso del 2008.

Il *fair value* dei crediti commerciali e altri crediti è corrispondente al valore contabile.

Non vi sono crediti in moneta diversa dall'Euro. I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota 34, Rapporti con parti correlate.

(4) *Rimanenze*

Le Rimanenze al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006 risultano dettagliabili come segue:

	Al 31 dicembre		
(*milioni di Euro*)	**2008**	**2007**	**2006**
Gas naturale	406	383	381
Componenti per la rete di trasporto	64	55	37
Componenti per l'attività di rigassificazione	2	1	1
Altri materiali	10	9	9
Prestazioni in corso di esecuzione	5	3	2
Rimanenze	487	451	430

Il gas naturale include Euro 344 milioni al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006, relativi al gas reimmesso nel sistema di stoccaggio ai fini dell'attività di modulazione.

Le rimanenze sono esposte al netto del fondo svalutazione, che presenta la seguente movimentazione per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006:

	Al 31 dicembre		
(*milioni di Euro*)	**2008**	**2007**	**2006**
Saldo a inizio esercizio	8	8	8
Accantonamenti	1	-	-
Utilizzi	-	-	(2)
Saldo a fine esercizio	9	8	6

Sulle rimanenze non sono costituite garanzie reali.

Non vi sono rimanenze a garanzia di passività né rimanenze iscritte al valore netto di realizzo.

(5) *Attività per imposte sul reddito correnti*

Le attività per imposte sul reddito correnti, pari a Euro 7 milioni, Euro 2 milioni ed Euro 1 milione rispettivamente al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006 riguardano crediti Irap e, solo con riferimento alle società che non hanno aderito al consolidato fiscale, i crediti Ires.

(6) *Attività per altre imposte correnti*

Le attività per altre imposte correnti, pari a Euro 14 milioni, Euro 21 milioni ed Euro 27 milioni rispettivamente al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006 sono in gran parte costituite da crediti per Iva.

(7) *Altre attività correnti*

Le altre attività correnti al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006 sono dettagliabili come segue:

	Al 31 dicembre		
(*milioni di Euro*)	**2008**	**2007**	**2006**
Fair value su contratti derivati	3	20	11
Ratei per differenziali di interesse su contratti derivati	2	3	1
Altri risconti attivi	2	2	1
Altre attività correnti	47	2	56
Altre attività correnti	54	27	69

Di seguito sono riepilogate le informazioni relative ai *fair value* dei contratti derivati in essere al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006:

	Al 31 dicembre					
(*milioni di Euro*)	**2008**		**2007**		**2006**	
	Attività	**Passività**	**Attività**	**Passività**	**Attività**	**Passività**
Interests rate swap - Cash flow hedge	3	(44)	75	(6)	55	(15)
A dedurre:						
Quota non corrente	0	19	(55)	6	(44)	9
Fair value su contratti derivati - quota corrente	3	(25)	20	0	11	(6)

Il *fair value* dei contratti derivati di copertura, nonché la classificazione tra attività/passività oltre i 12 mesi (non corrente) o come attività/passività entro i 12 mesi (corrente) sono stati determinati considerando

modelli di valutazione diffusi in ambito finanziario e utilizzando parametri di mercato alla data di chiusura dell'esercizio.

Le variazioni del valore di mercato imputate a patrimonio netto nell'esercizio, al netto del relativo effetto fiscale, hanno comportato una riduzione dello stesso per Euro 78 milioni nel 2008, un incremento per Euro 24 milioni nel 2007 e un incremento per Euro 58 milioni nel 2006.

La porzione inefficace dei contratti derivati di copertura imputata come onere a conto economico alla voce Strumenti derivati ammonta a Euro 2 milioni nel 2008, Euro 1 milione nel 2007 ed Euro 3 milioni nel 2006.

Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura, alle politiche di *hedging* e al valore nominale dei contratti derivati *cash flow hedge* sono indicate alla nota n. 26, Garanzie, impegni e rischi.

Le altre attività correnti, pari a Euro 47 milioni al 31 dicembre 2008, includono Euro 45 milioni relativi all'iscrizione del credito a fronte del riconoscimento, da parte dell'AEEG, dei maggiori oneri sostenuti da Snam Rete Gas per l'acquisto di gas negli anni termici 2005-2006 e 2006-2007, a seguito della deliberazione VIS 8/09, pubblicata il 05 febbraio 2009.

Le altre attività correnti, pari a Euro 56 milioni al 31 dicembre 2006, includono Euro 52 milioni relativi dal riconoscimento in tariffa dei minori ricavi fatturati da Snam Rete Gas negli esercizi precedenti per l'attività di trasporto rispetto al vincolo fissato dall'AEEG[31].

Attività Non Correnti

(8) *Immobili, impianti e macchinari*

La movimentazione degli Immobili, impianti e macchinari per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2006, 2007 e 2008 è di seguito riportata:

	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2006									
(*milioni di Euro*)	Valore lordo iniziale	Fondo ammortamento e svalutazione iniziale	Saldo iniziale	Investimenti	Ammortamenti	Dismissioni	Altre variazioni	Saldo finale	Valore lordo finale	Fondo ammortamento e svalutazione finale
Terreni	130	-	130	1	-	-	(8)	123	123	-
Fabbricati	612	(190)	422	27	(19)	(4)	-	426	633	(207)
Impianti e macchinario	16.480	(4.142)	12.338	169	(578)	(6)	723	12.646	17.295	(4.649)
Attrezzature industriali e commerciali	576	(346)	230	36	(23)	(1)	-	242	590	(348)
Altri beni	69	(42)	27	2	(12)	-	5	22	76	(54)
Immobilizzi in corso e acconti	529	-	529	671	-	-	(701)	499	499	-
Immobili impianti e macchinari	**18.396**	**(4.720)**	**13.676**	**906**	**(632)**	**(11)**	**19**	**13.958**	**19.216**	**(5.258)**

[31] La deliberazione n. 120/01 dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas prevede che la parte del fatturato in eccesso/difetto rispetto al vincolo sui ricavi sia conguagliata agli Utenti nel secondo anno termico successivo a quello di rifermento tramite un adeguamento delle tariffe. Pertanto la sottofatturazione dell'anno termico 2004-2005 è stata riconosciuta nelle tariffe relative all'anno termico 2006-2007.

	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2007									
(*milioni di Euro*)	**Valore lordo iniziale**	**Fondo ammortamento e svalutazione iniziale**	**Saldo iniziale**	**Investimenti**	**Ammortamenti**	**Dismissioni**	**Altre variazioni**	**Saldo finale**	**Valore lordo finale**	**Fondo ammortamento e svalutazione finale**
Terreni	123	-	123	1	-	-	3	127	127	-
Fabbricati	633	(207)	426	11	(14)	-	7	430	649	(219)
Impianti e macchinario	17.295	(4.649)	12.646	158	(579)	(18)	289	12.496	17.708	(5.212)
Attrezzature industriali e commerciali	590	(348)	242	40	(27)	(1)	(10)	244	613	(369)
Altri beni	76	(54)	22	2	(10)	-	4	18	80	(62)
Immobilizzi in corso e acconti	499	-	499	889	-	-	(403)	985	985	-
Immobili impianti e macchinari	**19.216**	**(5.258)**	**13.958**	**1.101**	**(630)**	**(19)**	**(110)**	**14.300**	**20.162**	**(5.862)**

	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2008									
(*milioni di Euro*)	**Valore lordo iniziale**	**Fondo ammortamento e svalutazione iniziale**	**Saldo iniziale**	**Investimenti**	**Ammortamenti**	**Dismissioni**	**Altre variazioni**	**Saldo finale**	**Valore lordo finale**	**Fondo ammortamento e svalutazione finale**
Terreni	127	-	127	4	-	-	2	133	133	-
Fabbricati	649	(219)	430	12	(14)	-	15	443	678	(235)
Impianti e macchinario	17.708	(5.212)	12.496	153	(584)	(14)	883	12.934	18.681	(5.747)
Attrezzature industriali e commerciali	613	(369)	244	73	(35)	(3)	1	280	663	(383)
Altri beni	80	(62)	18	3	(8)	(1)	6	18	79	(61)
Immobilizzi in corso e acconti	985	-	985	1.313	-	-	(898)	1.400	1.400	-
Immobili impianti e macchinari	**20.162**	**(5.862)**	**14.300**	**1.558**	**(641)**	**(18)**	**9**	**15.208**	**21.634**	**(6.426)**

I terreni e fabbricati comprendono principalmente fabbricati ad uso ufficio, officine, magazzini e depositi utilizzati dalle unità organizzative territoriali del Gruppo, aree di pertinenza dei fabbricati e delle cabine di riduzione, le aree in cui sono installati: i) impianti lungo le linee dei metanodotti, ii) le centrali di spinta, iii) l'impianto GNL di Panigaglia e iv) il dispacciamento di San Donato Milanese.

Gli impianti e macchinari, pari a Euro 12.934 milioni al 31 dicembre 2008 (Euro 12.496 milioni al 31 dicembre 2007 ed Euro 12.646 milioni al 31 dicembre 2006) sono così composti:

- per Euro 9.336 milioni (Euro 8.905 milioni al 31 dicembre 2007 ed Euro 8.987 milioni al 31 dicembre 2006), sono relativi al complesso delle infrastrutture dedicato al trasporto e rigassificazione del gas naturale e comprendono: i) condotte, punti di intercettazione (valvole), nodi di smistamento, impianti di riduzione e impiantistica necessari al funzionamento della rete, ii) le unità di spinta (compressori e turbine) delle centrali destinate all'attività di compressione del gas all'interno dei metanodotti, iii) l'impianto GNL di Panigaglia, iv) altri impianti; il valore degli impianti e macchinari include costi di smantellamento e ripristino siti per Euro 6 milioni iscritti a fronte di concessioni per il passaggio di metanodotti in proprietà di terzi ed impianti su terreni demaniali (Euro 17 milioni al 31 dicembre 2007 ed Euro 19 milioni al 31 dicembre 2006);

- per Euro 2.832 milioni (Euro 2.812 milioni al 31 dicembre 2007 ed Euro 2.819 milioni al 31 dicembre 2006), sono relativi al complesso delle infrastrutture dedicate alla distribuzione del gas naturale, comprendenti: i) la rete distributiva, costituita dalle condotte stradali, 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, iii) gli impianti di prelievo, riduzione e misurazione presso il punto di consegna dalla rete di trasporti e i gruppi di riduzione della pressione presso i clienti finali;

- per Euro 766 milioni (Euro 779 milioni al 31 dicembre 2007 ed Euro 840 milioni al 31 dicembre 2006), sono relativi ad impianti di stoccaggio e si riferiscono a: i) impianti di trattamento, ii) impianti di compressione, iii) pozzi di stoccaggio, iv) condotte, v) *asset* abbandono (costi per smantellamento e ripristino siti) e vi) impianti generici. L'*asset* abbandono è pari a Euro 191 milioni al 31 dicembre 2008, Euro 197 milioni al 31 dicembre 2007, Euro 230 milioni al 31 dicembre 2006. Nella voce impianti di trattamento è incluso il gas iniettato, costituente il *cushion gas*, per Euro 69 milioni alle tre date di riferimento.

Le attrezzature industriali e commerciali includono principalmente gruppi di misura e beni in dotazione per la gestione e manutenzione degli impianti.

Gli altri beni comprendono principalmente apparecchiature elettroniche, mobili e macchine d'ufficio.

Le immobilizzazioni in corso e acconti, pari a Euro 1.400 milioni al 31 dicembre 2008 (Euro 985 milioni al 31 dicembre 2007 ed Euro 499 milioni al 31 dicembre 2006), sono costituite: i) per Euro 906 milioni (Euro 761 milioni al 31 dicembre 2007 ed Euro 431 milioni al 31 dicembre 2006) a nuovi tratti di metanodotti ed al potenziamento delle centrali di spinta in corso di realizzazione, ii) per Euro 384 milioni (Euro 156 milioni al 31 dicembre 2007 ed Euro 28 milioni al 31 dicembre 2006) agli investimenti in corso di realizzazione con riferimento alle infrastrutture di stoccaggio, iii) per Euro 110 milioni (Euro 68 milioni al 31 dicembre 2007 ed Euro 40 milioni al 31 dicembre 2006) a nuove reti in costruzioni riferite alla distribuzione del gas.

Movimentazione degli immobili, impianti e macchinari per l'esercizio 2006.

Gli investimenti dell'esercizio 2006 ammontano a Euro 906 milioni e sono relativi principalmente:

- all'attività di trasporto e rigassificazione per Euro 642 milioni, correlati in via principale allo sviluppo della rete di trasporto connesso al potenziamento del sistema di importazione dal Nord Africa e dalla Russia,

- all'attività di distribuzione per Euro 226 milioni ed hanno riguardato prevalentemente la costruzione ed il potenziamento della rete di distribuzione del gas,

- all'attività di stoccaggio per Euro 38 milioni, con riferimento ad interventi diretti ad incrementare il *working* gas disponibile presso la Concessione di Fiume Treste, la realizzazione del pozzo orizzontale Ripalta 61, lo sviluppo del giacimento Bordolano ed il potenziamento del Campo di Cortemaggiore.

La colonna relativa alle Altre variazioni, oltre alla riclassifica delle immobilizzazioni in corso al momento della disponibilità all'uso dei relativi cespiti, ai fini della corretta allocazione nella categoria di riferimento, include principalmente:

- Euro 130 milioni relativamente ai contributi pubblici in conto capitale ricevuti nel periodo e posti a riduzione del valore degli immobili, impianti e macchinari,

- Euro 137 milioni per la revisione della stima del fondo abbandono (a incremento delle immobilizzazioni).

Movimentazione degli immobili, impianti e macchinari per l'esercizio 2007

Gli investimenti dell'esercizio 2007 ammontano a Euro 1.101 milioni e sono relativi principalmente:

- all'attività di trasporto e rigassificazione per Euro 703 milioni, con riferimento principalmente allo sviluppo della rete di trasporto connesso al potenziamento del sistema di importazione dal Nord Africa,
- all'attività di distribuzione per Euro 254 milioni ed hanno riguardato prevalentemente la costruzione ed il potenziamento della rete di distribuzione del gas,
- all'attività di stoccaggio per Euro 144 milioni, con riferimento allo sviluppo della concessione di Bordolano e della concessione di Fiume Treste oltre all'attività di potenziamento delle concessioni di Cortemaggiore, Fiume Treste livello C2, Ripalta Sergnano e Settala volte all'incremento del *working* gas e della punta di erogazione.

La colonna relativa alle Altre variazioni, oltre alla riclassifica delle immobilizzazioni in corso al momento della disponibilità all'uso dei relativi cespiti, ai fini della corretta allocazione nella categoria di riferimento, include principalmente:

- Euro 107 milioni relativamente ai contributi pubblici in conto capitale ricevuti nel periodo e posti a riduzione del valore degli immobili, impianti e macchinari,
- Euro 12 milioni per la revisione della stima del fondo abbandono (a decremento delle immobilizzazioni),
- Euro 33 milioni relativi alla riclassifica dalle rimanenze di tubazioni acquistate per le attività di investimento ma non ancora impiegate nelle attività di realizzazione degli impianti ad incremento delle immobilizzazioni.

Movimentazione degli immobili, impianti e macchinari per l'esercizio 2008

Gli investimenti dell'esercizio 2008 ammontano a Euro 1.558 milioni e sono relativi:

- all'attività di trasporto e rigassificazione per Euro 1.018 milioni, con riferimento principalmente allo sviluppo della rete di trasporto connesso al potenziamento del sistema di importazione dal Nord Africa e della Valle Padana,
- all'attività di distribuzione per Euro 266 milioni ed hanno riguardato prevalentemente la costruzione ed il potenziamento della rete di distribuzione del gas e l'avvio dei programmi di sostituzione dei cespiti relativi alla distribuzione del gas (principalmente reti e misuratori),
- all'attività di stoccaggio per Euro 274 milioni, con riferimento allo sviluppo della concessione di Bordolano e della concessione di Fiume Treste oltre all'attività di potenziamento delle concessioni di Cortemaggiore, Fiume Treste livello C2, Ripalta Sergnano e Settala volte all'incremento del *working* gas e della punta di erogazione.

La colonna relativa alle Altre variazioni, oltre alla riclassifica delle immobilizzazioni in corso al momento della disponibilità all'uso dei relativi cespiti, ai fini della corretta allocazione nella categoria di riferimento, include principalmente:

- Euro 68 milioni relativamente ai contributi pubblici in conto capitale ricevuti nel periodo e posti a riduzione del valore degli immobili, impianti e macchinari;
- Euro 5 milioni per la revisione della stima del fondo abbandono (a incremento delle immobilizzazioni);
- Euro 66 milioni relativi alla riclassifica dalle rimanenze di tubazioni acquistate per le attività di investimento ma non ancora impiegate nelle attività di realizzazione degli impianti ad incremento delle immobilizzazioni.

Gli investimenti comprendono la capitalizzazione di oneri finanziari per Euro 38 milioni, Euro 22 milioni ed Euro 15 milioni rispettivamente nel 2008, nel 2007 e nel 2006. Il tasso di interesse utilizzato per la capitalizzazione degli oneri finanziari è compreso tra il 4,18% ed il 4,70% nel 2008, tra il 4,09% ed il 4,40% nel 2007 e tra il 3,02% ed il 3,72% nel 2006.

Il valore dei beni in *leasing* ammonta a Euro 8 milioni, Euro 9 milioni ed Euro 18 milioni (il valore lordo ammonta a Euro 23 milioni, Euro 24 milioni ed Euro 33 milioni) rispettivamente al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006. Le principali operazioni di *leasing* finanziario riguardano immobili adibiti a centri di manutenzioni ed automezzi.

I principali coefficienti di ammortamento adottati su base annua sono i seguenti:

Categoria	**Aliquota economico tecnica**
Fabbricati	
Fabbricati industriali (*)	2% - 2,5% o superiore in funzione della vita utile
Fabbricati civili	3%
Costruzioni leggere	9%
Impianti e Macchinari	
Metanodotti (*)	2,5% o superiore in funzione della vita utile
Centrali (*)	5% o superiore in funzione della vita utile
Impianti GNL (*)	4% o superiore in funzione della vita utile
Ponti radio	25%
Rete di distribuzione gas	2%
Impianti principali e secondari	4%
Impianti di derivazione gas	2%
Altri impianti	2,5% - 12,5%
Pozzi di stoccaggio	1,66%
Condotte	2,50%
Centrali di trattamento	4%
Centrali di compressione	5%
Attrezzature industriali e commerciali	
Apparecchi di misura e controllo	4% - 5%
Altre	10% - 20% - 25%
Attrezzature industriali e commerciali	10% - 35%
Automezzi	20% - 33%
Altri beni	
Mobili	10%
Macchine ufficio	20%
Costi per chiusura e abbandono dei pozzi	**In base alla durata della concessione per l'attività di stoccaggio e con il metodo UOP per l'attività di produzione**

(*) Le aliquote indicate si riferiscono a beni entrati in esercizio successivamente al 1 luglio 2001, data del conferimento da Snam S.p.A. (ora Eni) delle attività di trasporto, dispacciamento e rigassificazione del gas naturale. Per i beni conferiti che erano già in uso al 1 luglio 2001, le aliquote di ammortamento sono determinate sulla base della residua vita utile.

(9) *Rimanenze immobilizzate – scorte d'obbligo*

Le rimanenze immobilizzate – scorte d'obbligo, pari a Euro 411 milioni al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006 corrispondono a 5.081 milioni di *standard* metri cubi di gas naturale a fronte dell'obbligo di cui al DPR 31 gennaio 2001, n. 22, nell'ambito dell'attività di stoccaggio. La misura complessiva è determinata annualmente dal Ministero dello Sviluppo Economico.

(10) *Attività immateriali*

La movimentazione delle Attività immateriali per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006 è di seguito riportata:

	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2006								
(milioni di Euro)	Valore lordo iniziale	Fondo ammortamento e svalutazione iniziale	Saldo iniziale	Investimenti	Ammortamenti	Altre variazioni	Saldo finale	Valore lordo finale	Fondo ammortamento e svalutazione finale
Costi di ricerca e sviluppo	8	(8)	-	1	(1)	-	-	9	(9)
Diritti di brevetto e diritti di utilizzazione delle opere di ingegno	338	(265)	73	11	(50)	29	63	378	(315)
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	807	(140)	667	4	(4)	-	667	811	(144)
Immobilizzazioni in corso e acconti	15	-	15	34	-	(33)	16	16	-
Avviamento	4	-	4	-	-	8	12	12	-
Altre attività immateriali	24	(19)	5	-	(3)	-	2	24	(22)
Attività immateriali	1.196	(432)	764	50	(58)	4	760	1.250	(490)

	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2007								
(milioni di Euro)	Valore lordo iniziale	Fondo ammortamento e svalutazione iniziale	Saldo iniziale	Investimenti	Ammortamenti	Altre variazioni	Saldo finale	Valore lordo finale	Fondo ammortamento e svalutazione finale
Costi di ricerca e sviluppo	9	(9)	-	1	(1)	-	-	10	(10)
Diritti di brevetto e diritti di utilizzazione delle opere di ingegno	378	(315)	63	1	(46)	36	54	413	(359)
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	811	(144)	667	2	(4)	-	665	813	(148)
Immobilizzazioni in corso e acconti	16	-	16	40	-	(36)	20	20	-
Avviamento	12	-	12	-	-	(4)	8	8	-
Altre attività immateriali	24	(22)	2	-	(1)	-	1	24	(23)
Attività immateriali	1.250	(490)	760	44	(52)	(4)	748	1.288	(540)

	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2008								
(milioni di Euro)	Valore lordo iniziale	Fondo ammortamento e svalutazione iniziale	Saldo iniziale	Investimenti	Ammortamenti	Altre variazioni	Saldo finale	Valore lordo finale	Fondo ammortamento e svalutazione finale
Costi di ricerca e sviluppo	10	(10)	-	1	(1)	-	-	11	(11)
Diritti di brevetto e diritti di utilizzazione delle opere di ingegno	413	(359)	54	12	(44)	25	47	449	(402)
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	813	(148)	665	3	(4)	-	664	817	(153)
Immobilizzazioni in corso e acconti	20	-	20	26	-	(26)	20	20	-
Avviamento	8	-	8	-	-	-	8	8	-
Altre attività immateriali	24	(23)	1	-	(1)	-	-	24	(24)
Attività immateriali	1.288	(540)	748	42	(50)	(1)	739	1.329	(590)

I diritti di brevetto e diritti di utilizzazione delle opere di ingegno riguardano prevalentemente sistemi informativi e applicativi a supporto dell'attività operativa.

Le concessioni, licenze, marchi e diritti simili includono sostanzialmente le concessioni di stoccaggio e, in misura minore concessioni, licenze, marchi e diritti simili si riferiscono a oneri sostenuti per la stipula o il rinnovo delle concessioni del servizio di distribuzione gas. Alle tre date di riferimento il valore netto delle concessioni di stoccaggio è pari a Euro 655 milioni. Come evidenziato nella sezione relativa ai principi contabili, nei tre esercizi non si è proceduto all'ammortamento del "*cushion gas*".

(milioni di Euro)	**Valore lordo**	**Fondo ammortamento e svalutazione**	**Valore netto**
Brugherio	63	(6)	57
Cortemaggiore	40	(4)	36
Fiume Treste - San Salvo (Pool B+C+C1+C2+D+E+E9)	107	(16)	91
Minerbio	60	(6)	54
Ripalta	30	(3)	27
Sergnano	141	(15)	126
Settala (Settala - Tribiano + SAN P/C)	252	(27)	225
Tresigallo-Sabbioncello	44	(5)	39
Totale concessioni di stoccaggio	**737**	**(82)**	**655**

I diritti di concessione di Alfonsine e Bordolano non presentano alcun valore, poiché i campi attualmente sono posti in stato di conservazione e chiusi ad attività operative.

L'incremento della voce avviamento nel 2006 deriva dall'inclusione nell'area di consolidamento di Siciliana Gas S.p.A. che aveva iscritto lo stesso tra le immobilizzazioni immateriali del proprio bilancio.

Il decremento della voce avviamento nel 2007 deriva dall'esclusione dall'area di consolidamento di Napoletanagas Clienti S.p.A..

Le immobilizzazioni in corso e acconti si riferiscono principalmente a sistemi informativi e applicativi a supporto dell'attività operativa in corso di realizzazione.

Gli investimenti, negli esercizi, si riferiscono principalmente a sistemi informativi e applicativi a supporto dell'attività operativa in corso di realizzazione, per la parte inclusa nelle immobilizzazioni in corso, e a progetti di sviluppo di sistemi informatici, per la parte iscritta tra i diritti di brevetto e diritti di utilizzazione delle opere di ingegno.

La colonna relativa alle Altre variazioni, negli esercizi, è relativa sostanzialmente alle riclassifiche delle immobilizzazioni in corso al momento della disponibilità all'uso dei relativi *asset*, ai fini della corretta allocazione nella categoria di riferimento.

Non vi sono attività immateriali destinate alla cessione, né soggette a vincoli e o a garanzia di passività.

I principali coefficienti di ammortamento adottati su base annua sono i seguenti:

Categoria	**Aliquota economico tecnica**
Diritti di brevetto e diritti di utilizzazione delle opere di ingegno	33%
Altre attività immateriali	20% o in funzione della durata del contratto
Concessioni minerarie	In relazione alla residua durata del diritto di concessione

(11) *Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto e altre partecipazioni*

Le partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006 sono dettagliabili come segue.

(milioni di Euro)	**Sede sociale**	**Capitale sociale al 31 dicembre 2008**	**% di possesso**	**Valore di iscrizione al 31 dicembre 2008**	**2007**	**2006**
A.E.S. Torino S.p.A.	Torino	111	49,0%	100	95	96
Toscana Energia S.p.A.	Firenze	142	49,4%	132	129	106
Acam Gas S.p.A.	La Spezia	68	49,0%	46	45	45
Toscana Energia Clienti S.p.A.	Pistoia	7	17,8%	8	8	8
Metano Borgomanero S.p.A.	Borgomanero	(a)	50,0%	2	2	2
Metano Arcore S.p.A.	Arcore	(a)	50,0%	1	1	1
Metano Sant'Angelo Lodigiano S.p.A.	Sant'Angelo Lodigiano	(a)	50,0%	1	1	1
Umbria Distribuzione Gas S.p.A.	Terni	2	45,0%	1	-	1
Seteap S.p.A.	Napoli	(a)	70,0%	(a)	(a)	(a)
Metano Casalpusterlengo S.p.A.	Casalpusterlengo	(a)	50,0%	(a)	(a)	(a)
Rete Gas Roma S.r.l.	Roma	(a)	100,0%	(a)	-	-
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto				**291**	**281**	**260**

(a) valore inferiore al milione.

Le altre partecipazioni sono dettagliate come segue:

(milioni di Euro)	**Sede sociale**	**Capitale sociale al 31 dicembre 2008**	**% di possesso**	**Valore di iscrizione al 31 dicembre 2008**	**2007**	**2006**
COM. SV. S.r.l.	Palermo	(a)	100,0%	1	-	-
Inversora del Aconcagua S.A.	Buenos Aires	15 mln di pesos	5,0%	1	1	6
Meridiano S.A.	Lisbona	(a)	45,0%	(a)	(a)	(a)
Pubblitecnica S.p.A. in liquidazione	Roma	(a)	13,3%	(a)	(a)	(a)
Insula S.p.A.	Venezia	-	12,0%	-	-	(a)
Altre partecipazioni				**2**	**1**	**6**

(a) valore inferiore al milione.

La partecipazione detenuta nella società Inversora del Aconcagua S.A. risulta iscritta, al 31 dicembre 2008 e 2007, al netto del relativo fondo svalutazione di Euro 5 milioni a seguito della svalutazione operata nell'esercizio 2007.

Si precisa che tutte le partecipazioni sopra elencate sono detenute dal Gruppo Italgas.

(12) *Altre attività finanziarie*

Le altre attività finanziarie, pari a Euro 1 milione al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006, sono relative al saldo di due conti correnti, soggetti a vincoli d'uso.

(13) *Altre attività non correnti*

Le altre attività non correnti al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006 sono dettagliabili come segue.

(milioni di Euro)	Al 31 dicembre		
	2008	**2007**	**2006**
Fair value su contratti derivati	-	55	44
Crediti d'imposta	2	3	-
Depositi cauzionali	5	6	3
Altre attività non correnti	3	6	1
Altre attività non correnti	**10**	**70**	**48**

Con riferimento al *fair value* sui contratti derivati, si veda la precedente nota n 7, Altre attività correnti.

Le altre attività non correnti, pari a Euro 6 milioni al 31 dicembre 2007, includono Euro 4 milioni riferiti al minore fatturato dell'attività di Rigassificazione che verrà riconosciuta alla Società negli anni successivi, secondo quanto disposto dalla delibera 178/05 dell'Autorità dell'Energia Elettrica e il Gas.

(14) *Attività non correnti destinate a essere cedute*

Al 31 dicembre 2008 la voce, pari a Euro 3 milioni, è costituita da alcuni impianti del servizio idrico consegnati agli enti concedenti, in attesa del perfezionamento del relativo contratto di cessione.

Al 31 dicembre 2006 la voce, pari a Euro 11 milioni, è costituita dalla partecipazione detenuta in Gas Brasiliano Distribudora SA, ceduta nel corso dell'esercizio 2007 a Eni International BV.

Passività Correnti

(15) *Passività finanziarie a breve termine*

Le passività finanziarie a breve termine pari a Euro 1.818 milioni al 31 dicembre 2008, Euro 1.984 milioni al 31 dicembre 2007, Euro 1.221 milioni al 31 dicembre 2006, sono interamente denominate in euro e sono relative alle linee di credito concesse da Eni.

Le passività finanziarie a breve termine includono unicamente finanziamenti a tasso variabile. Il tasso medio effettivo sui debiti finanziari a breve termine è stato compreso tra 4,16% e 4,74% nel 2008, tra il 4,01% e il 4,07% nel 2007, tra il 2,99% e il 3,60% nel 2006.

Il valore di mercato delle passività finanziarie a breve termine è equivalente al valore contabile delle stesse alle date di riferimento.

(16) *Debiti commerciali e altri debiti*

I Debiti commerciali e altri debiti al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006 risultano dettagliabili come segue:

(milioni di Euro)	Al 31 dicembre		
	2008	**2007**	**2006**
Debiti commerciali	449	463	501
Debiti per attività di investimento	415	342	302
Acconti e anticipi	24	16	22
Altri debiti	581	557	535
Debiti commerciali ed altri debiti	**1.469**	**1.378**	**1.360**

I debiti per attività di investimento, pari a Euro 415 milioni, Euro 342 milioni ed Euro 302 milioni rispettivamente al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006, includono, nei tre esercizi di riferimento, per circa due terzi debiti per costi e servizi connessi alla realizzazione dei metanodotti e a lavori di potenziamento delle centrali di compressione. Per la restante parte si riferiscono sia gli investimenti per l'attività di stoccaggio sia per l'attività di distribuzione del gas naturale.

Gli acconti ed anticipi, pari a Euro 24 milioni, Euro 16 milioni ed Euro 22 milioni rispettivamente al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006 riguardano principalmente somme ricevute con riferimento al trasferimento, a seguito di scadenze o riscatti di concessioni per reti gas, di reti e impianti che risultano ancora iscritti fra le immobilizzazioni materiali in attesa di definizione del relativo rapporto con l'ente concedente.

Di seguito è riportato il dettaglio degli Altri debiti:

(milioni di Euro)	Al 31 dicembre		
	2008	**2007**	**2006**
Regione Campania per concessione e distribuzione acqua	322	285	253
Compartecipazione Regione Campania	87	73	75
Debiti verso Eni	59	72	63
Istituti di previdenza e sicurezza sociale	21	21	20
Debiti verso personale dipendente	41	54	40
Amministrazioni pubbliche	16	19	23
Debiti verso Cassa Conguaglio	17	8	24
Altri debiti	18	25	37
Altri debiti	581	557	535

Con riferimento ai debiti verso la Regione Campania per concessione e distribuzione di acqua si rimanda a quanto esposto nella precedente nota 3, Crediti commerciali e altri crediti.

I debiti per Compartecipazione Regione Campania, pari a Euro 87 milioni, Euro 73 milioni ed Euro 75 milioni rispettivamente al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006 costituiscono debiti per investimenti futuri da effettuarsi o in corso di esecuzione e/o ultimazione, per conto della Regione Campania, finalizzati al miglioramento delle opere acquedottistiche regionali.

I debiti verso Eni, pari a Euro 59 milioni, Euro 72 milioni ed Euro 63 milioni, rispettivamente al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006 sono principalmente imputabili a debiti per consolidato fiscale e iva di gruppo. L'incremento del saldo al 31 dicembre 2007, rispetto al 31 dicembre 2006, è legato sostanzialmente

all'incremento dell'utile imponibile, mentre la diminuzione del saldo dal 31 dicembre 2007 al 31 dicembre 2008 deriva principalmente dalla riduzione delle aliquote fiscali.

Con riferimento ai debiti verso il personale dipendente, pari a Euro 41 milioni, Euro 54 milioni ed Euro 40 milioni, rispettivamente al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006 registrano un incremento al 31 dicembre 2007, per l'iscrizione nel 2007, di oneri relativi alle politiche di incentivazione all'esodo del personale dipendente, non ancora liquidati alla fine esercizio.

I debiti verso le amministrazioni pubbliche riguardano in prevalenza debiti verso comuni per canoni di concessione (inerenti al settore del gas) e canoni di depurazione relativi ai rapporti commerciali di vendita di acqua.

I debiti verso la cassa conguaglio includono principalmente i debiti connessi al superamento della portata massima giornaliera, derivanti dall'attività di stoccaggio, da retrocedere alla cassa conguaglio. Solo con riferimento al 31 dicembre 2006, tali debiti includono Euro 17 milioni per il contributo di interrompibilità correlato all'attività di trasporto.

La voce altri debiti, pari a Euro 18 milioni, Euro 25 milioni ed Euro 37 milioni, rispettivamente al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006 include debiti per attività di depurazione, debiti verso compagnie di assicurazioni, verso lavoratori autonomi e altri debiti minori.

Il *fair value* dei debiti commerciali e altri debiti è equivalente al loro valore contabile alle rispettive date di riferimento.

I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota 34, Rapporti con parti correlate.

(17) *Passività per imposte sul reddito correnti*

Le passività per imposte sul reddito correnti, pari a Euro 11 milioni al 31 dicembre 2008, Euro 13 milioni al 31 dicembre 2007 e Euro 5 milioni al 31 dicembre 2006, riguardano il debito per Irap e, solo con riferimento alle società che non hanno aderito al consolidato fiscale, i debiti per Ires.

Le imposte dell'esercizio sono commentate alla nota n. 31, Imposte sul reddito.

(18) *Passività per altre imposte correnti*

Le passività per altre imposte correnti al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006 sono dettagliabili come segue.

(milioni di Euro)	**Al 31 dicembre**		
	2008	**2007**	**2006**
Imposta di consumo	-	-	18
IVA	14	14	21
Ritenute d'acconto	6	4	8
Altre imposte e tasse	1	1	1
Passività per altre imposte correnti	**21**	**19**	**48**

La voce "Imposta di consumo", presente al 31 dicembre 2006, per Euro 18 milioni, si riferisce all'attività di vendita gas, ed è in capo a Napoletanagas Clienti S.p.A., società venduta a Eni nel marzo 2007.

(19) *Altre passività correnti*

Le altre passività correnti al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006 sono dettagliabili come segue.

(milioni di Euro)	Al 31 dicembre		
	2008	**2007**	**2006**
Fair value su contratti derivati	25	0	6
Riscontri per ricavi e proventi anticipati	6	4	4
Altre passività correnti	27	23	35
Altre passività correnti	**58**	**27**	**45**

Con riferimento al *fair value* dei derivati si veda la precedente nota n. 7, Altre attività correnti.

Le altre passività correnti si riferiscono essenzialmente alla quota a breve termine dei maggiori ricavi fatturati per l'attività di trasporto di Snam Rete Gas rispetto al vincolo stabilito dal Regolatore, e alle penali addebitate agli utenti che hanno superato la capacità impegnata, che verranno riconosciuti agli utenti nell'esercizio successivo secondo quanto disposto dalla deliberazione n. 166/05 dell'AEEG.

Passività Non Correnti

(20) *Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve termine di passività a lungo termine*

Di seguito si riporta il dettaglio delle passività finanziarie a medio-lungo termine e delle relative quote a breve termine al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006.

(milioni di Euro)	Al 31 dicembre								
	2008			**2007**			**2006**		
	Correnti	**Non correnti**	**Totale**	**Correnti**	**Non correnti**	**Totale**	**Correnti**	**Non correnti**	**Totale**
ENI (1)	221	6.335	6.556	221	5.435	5.656	534	4.235	4.769
Banche	-	-	-	1	-	1	14	1	15
Altri finanziatori	1	1	2	1	2	3	4	9	13
Passività finanziarie	**222**	**6.336**	**6.558**	**223**	**5.437**	**5.660**	**552**	**4.245**	**4.797**

(1) Si segnala che al 31 dicembre 2006 i debiti finanziari che sono indicati in tabella come debiti verso Eni, erano dovuti a Enifin S.p.A., società finanziaria del Gruppo Eni, fusa per incorporazione in Eni con efficacia dal 1 gennaio 2007. Fa eccezione l'ammontare di Euro 1 milione incluso nella voce parte corrente dei finanziamenti a medio-lungo termine con Eni, che si riferisce effettivamente a debiti verso Eni, dovuti da Stogit.

Di seguito è riportato il dettaglio delle scadenze delle passività finanziarie a medio-lungo termine comprese le quote a breve termine.

(milioni di Euro)	Scadenze, al 31 dicembre 2008						Quota a breve termine	Quota a lungo termine
	2009	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**Oltre**		
Verso Eni	221	900	1.300	1.385	400	2.350	221	6.335
Verso banche	-	-	-	-	-	-	-	-
Regione Lombardia	-	1	-	-	-	-	-	1
Verso imprese dell'Eni: per beni in *leasing*	1	-	-	-	-	-	1	-
Passività finanziarie	**222**	**901**	**1.300**	**1.385**	**400**	**2.350**	**222**	**6.336**

(milioni di Euro)	Scadenze, al 31 dicembre 2007						Quota a breve termine	Quota a lungo termine
	2008	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**Oltre**		
Verso Eni	221	800	900	-	2.885	850	221	5.435
Verso banche	1	-	-	-	-	-	1	-
Regione Lombardia	-	-	1	-	-	-	-	1
Verso imprese dell'Eni: per beni in *leasing*	1	1	-	-	-	-	1	1
Passività finanziarie	**223**	**801**	**901**	**-**	**2.885**	**850**	**223**	**5.437**

(milioni di Euro)	Scadenze, al 31 dicembre 2006						Quota a breve termine	Quota a lungo termine
	2007	**2008**	**2009**	**2010**	**2011**	**Oltre**		
Verso Eni	534	350	800	900	-	2.185	534	4.235
Verso banche	14	1	-	-	-	-	14	1
Regione Lombardia	-	-	-	2	-	-	-	2
Verso imprese dell'Eni: per beni in *leasing*	4	3	3	1	-	-	4	7
Passività finanziarie	**552**	**354**	**803**	**903**	**-**	**2.185**	**552**	**4.245**

I minori esborsi previsti per l'anno 2009, indicati al 31 dicembre 2008, rispetto al 31 dicembre 2007, sono dovuti alla proroga per due anni, dal 2009 al 2011, avvenuta nel 2008, della scadenza di due finanziamenti per un importo complessivo pari a Euro 800 milioni.

Le passività finanziarie a medio-lungo termine, comprese le quote a breve, sono interamente detenute in Euro, ad eccezione di Euro 2 milioni al 31 dicembre 2006 (detenute in dollari statunitensi). Tali debiti hanno generato interessi passivi con tassi medi effettivi nell'anno compresi tra il 4,2% e il 5,02% nel 2008, tra il 4,1% e il 4,73% nel 2007, il 3,26% e il 3,90% nel 2006.

La composizione delle passività finanziarie a medio-lungo termine per tipologia di interesse è la seguente:

(milioni di Euro)	Al 31 dicembre					
	2008		**2007**		**2006**	
A tasso fisso	4.464	68,1%	3.413	60,3%	2.366	49,3%
A tasso variabile	2.094	31,9%	1.747	30,9%	1.931	40,3%
A tasso indicizzato all'inflazione	-	0,0%	500	8,8%	500	10,4%
Totale	**6.558**	**100,0%**	**5.660**	**100,0%**	**4.797**	**100,0%**

Le passività finanziarie a tasso variabile includono Euro 1.501 milioni, Euro 1.151 milioni ed Euro 901 milioni rispettivamente al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006 relativi all'utilizzo della linea di credito *revolving* erogata da Eni nel 2005 e scadente nel 2014. Tale linea di credito prevede che il fido concesso si ricostituisca man mano che si effettuano i rimborsi.

I finanziamenti a tasso fisso includono finanziamenti per Euro 2.300 milioni, Euro 2.350 milioni ed Euro 1.850 milioni rispettivamente al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006 sottoscritti a tasso variabile, ma convertiti a tasso fisso tramite *Interest Rate Swap*, stipulati su nozionali di pari importi, il cui dettaglio è riportato nella nota 26, Garanzie, impegni e rischi.

Il finanziamento a tasso indicizzato all'inflazione, pari a Euro 500 milioni sia al 31 dicembre 2007 che 2006, è stato sottoscritto a tasso variabile, ma convertito a tasso indicizzato all'inflazione tramite *Interest Rate*

Swap, stipulato su nozionale di pari importo. Al 31 dicembre 2008 tale finanziamento è stato considerato a tasso fisso in quanto per effetto delle clausole contrattuali il tasso non potrà più essere modificato. Il dettaglio del contratto derivato è riportato nella nota 26, Garanzie, impegni e rischi.

Non esistono passività finanziarie soggette a clausole restrittive.

Non vi sono inadempimenti relativi a contratti di finanziamento in essere alle date di riferimento.

Si evidenzia che è previsto dai contratti di finanziamento a breve termine e a medio-lungo termine e dai contratti relativi agli strumenti finanziari derivate sottoscritti con Eni che gli stessi siano rimborsati nel caso di perdita del controllo da parte di Eni sul Nuovo Gruppo Snam Rete Gas. In caso di cessione del controllo da parte di Eni non sussiste garanzia che il Nuovo Gruppo Snam Rete Gas sia in grado di ottenere prestiti, finanziamenti e strumenti derivate da altre fonti alle stesse condizioni di quelli attualmente in essere.

Di seguito è riportato il dettaglio dell'indebitamento finanziario netto con evidenza dei rapporti con parti correlate al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006.

(milioni di Euro)	**Al 31 dicembre**								
	2008			**2007**			**2006**		
	Correnti	**Non correnti**	**Totale**	**Correnti**	**Non correnti**	**Totale**	**Correnti**	**Non correnti**	**Totale**
A. Disponibilità liquide	30	-	30	79	-	79	85	-	85
B. Disponibilità liquide presso entità correlate	34	-	34	49	-	49	33	-	33
C. Attività finanziarie disponibili per la vendita	-	-	-	-	-	-	2	-	2
D. Attività finanziarie disponibili per la vendita con entità correlate	2	-	2	2	-	2	2	-	2
E. Liquidità (A+B+C+D)	66	-	66	130	-	130	122	-	122
F. Crediti finanziari	1	-	1	1	-	1	1	-	1
G. Passività finanziarie verso banche a breve termine	-	-	-	-	-	-	-	-	-
H. Passività finanziarie verso banche a lungo termine	-	-	-	1	-	1	14	1	15
I. Prestiti obbligazionari	-	-	-	-	-	-	-	-	-
L. Passività finanziarie verso entità correlate a breve termine	1.818	-	1.818	1.984	-	1.984	1.221	-	1.221
M. Passività finanziarie verso entità correlate a lungo termine	222	6.335	6.557	222	5.436	5.658	538	4.242	4.780
N. Altre passività finanziarie a breve termine	-	-	-	-	-	-	-	-	-
O. Altre passività finanziarie a lungo termine	-	1	1	-	1	1	-	2	2
P. Indebitamento finanziario lordo (G+H+I+L+M+N+O)	2.040	6.336	8.376	2.207	5.437	7.644	1.773	4.245	6.018
Q. Indebitamento finanziario netto (P-F-E)	**1.973**	**6.336**	**8.309**	**2.076**	**5.437**	**7.513**	**1.650**	**4.245**	**5.895**

(21) *Fondi per rischi e oneri*

Le movimentazioni dei fondi per rischi e oneri per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2006, 2007 e 2008 sono dettagliabili come segue.

(milioni di Euro)	**Esercizio chiuso al 31 dicembre 2006**							
	Saldo iniziale	**Accantonamenti**	**Variazioni stima**	**Effetto attualizzazione**	**Utilizzi**	**Rilasci**	**Altre variazioni**	**Saldo finale**
Fondo smantellamento e ripristino siti	223	-	137	10	(1)	-	(4)	365
Fondo spese future Cassa Conguaglio	-	10	-	-	-	-	-	10
Fondo rischi e oneri ambientali	74	19	-	(1)	(25)	(1)	4	70
Fondo spese future supero Pmg	-	68	-	-	-	-	-	68
Fondi per contenziosi e altre spese future	70	29	-	(1)	(8)	(5)	-	85
Fondo per rischi ed oneri	**367**	**126**	**137**	**8**	**(34)**	**(6)**	**-**	**598**

(milioni di Euro)	**Esercizio chiuso al 31 dicembre 2007**						
	Saldo iniziale	**Accantonamenti**	**Variazioni stima**	**Effetto attualizzazione**	**Utilizzi**	**Rilasci**	**Saldo finale**
Fondo smantellamento e ripristino siti	365	-	(11)	17	(2)	(7)	362
Fondo spese future Cassa Conguaglio	10	65	-	-	-	-	75
Fondo rischi e oneri ambientali	70	11	-	(4)	(5)	-	72
Fondo spese future supero Pmg	68	-	-	-	-	(68)	-
Fondi per contenziosi e altre spese future	85	18	-	-	(9)	(5)	89
Fondo per rischi ed oneri	598	94	(11)	13	(16)	(80)	598

(milioni di Euro)	**Esercizio chiuso al 31 dicembre 2008**						
	Saldo iniziale	**Accantonamenti**	**Variazioni stima**	**Effetto attualizzazione**	**Utilizzi**	**Rilasci**	**Saldo finale**
Fondo smantellamento e ripristino siti	362	-	6	19	(1)	-	386
Fondo spese future Cassa Conguaglio	75	56	-	-	(12)	(10)	109
Fondo rischi e oneri ambientali	72	8	-	(3)	(8)	-	69
Fondi per contenziosi e altre spese future	89	15	-	-	(5)	(14)	85
Fondo per rischi ed oneri	**598**	**79**	**6**	**16**	**(26)**	**(24)**	**649**

Il Fondo smantellamento e ripristino siti accoglie principalmente i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di stoccaggio di gas per la chiusura mineraria, la rimozione delle strutture e il ripristino siti. Il tasso utilizzato per l'attualizzazione del fondo, nell'anno 2008, è compreso tra il 4,56% e il 5,12%. Il periodo previsto degli esborsi è entro il 2017. La rilevazione iniziale del fondo e la revisione della stima dell'onere da sostenere sono imputate a rettifica dell'immobilizzazione a fronte della quale è stato stanziato il fondo (*asset* abbandono). Tale voce include inoltre le obbligazioni legali o implicite, riferite a concessioni per il passaggio di metanodotti in proprietà di terzi ed impianti su terreni demaniali, pari a Euro 12 milioni, Euro 21 milioni ed Euro 20 milioni rispettivamente al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006.

Il fondo per Cassa Conguaglio è connesso ai corrispettivi di bilanciamento fatturati agli utenti e in attesa di destinazione sulla base delle proposte tariffarie che la Società presenterà all'AEEG in applicazione della Delibera 50/06. Tale fondo è correlato all'attività di stoccaggio ed è relativo alle penali addebitate ai clienti

che, qualora non fossero effettuati determinati investimenti da parte del Nuovo Gruppo Snam Rete Gas nel settore di riferimento, dovranno essere retrocesse alla Cassa Conguaglio.
Il fondo per rischi e oneri ambientali comprende gli oneri futuri previsti e stimati per bonifiche ambientali, principalmente previste in applicazione della Legge 388/00 e ulteriori interventi ambientali, in prevalenza smaltimento rifiuti e rimozione amianto, nonché bonifica del suolo e del sottosuolo.

Il fondo spese future supero Pmg (portata massima giornaliera) deriva da accantonamenti effettuati in relazione all'attività di stoccaggio nell'esercizio 2006, rilevatosi successivamente esuberante e rilasciato nell'esercizio 2007.

Il fondo per contenziosi legali e altre spese future al 31 dicembre 2008 include: i) per Euro 46 milioni oneri che le società del gruppo hanno stimato di dover sostenere a fronte di procedure giudiziarie in corso, ii) per Euro 11 milioni piani di incentivazione, mobilità e sgravi contributivi relativi al personale, iii) per Euro 7 milioni oneri conseguenti al protocollo d'intesa per i contatori domestici, iv) per la restante parte oneri relativi a contenzioni tributari e altre potenziali spese future.

(22) *Fondi per benefici ai dipendenti*

I fondi per benefici ai dipendenti si analizzano come segue:

(milioni di Euro)	Al 31 dicembre		
	2008	**2007**	**2006**
Trattamento di Fine Rapporto di lavoro subordinato	85	92	113
Fondo integrativo sanitario dirigenti aziende dell'Eni (Fisde)	6	6	5
Altri fondi per benefici a dipendenti	16	13	13
Fondi per benefici ai dipendenti	**107**	**111**	**131**

Il fondo Trattamento di Fine Rapporto è disciplinato dall'art. 2120 del Codice Civile e 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. 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. L'ammontare dell'accantonamento al Trattamento di Fine Rapporto (di seguito TFR), considerato ai fini della passività e del costo, è ridotto della parte eventualmente versata ai fondi pensione.

A seguito dell'entrata in vigore della Legge Finanziaria 2007 e dei relativi decreti attuativi, a partire dal 1° gennaio 2007 il TFR maturando sarà destinato ai fondi pensione o al fondo di tesoreria aperto presso l'INPS. I dipendenti hanno avuto la facoltà di operare la scelta della destinazione del proprio TFR fino al 30 giugno 2007. In relazione a ciò, la destinazione delle quote maturande del TFR ai fondi pensione ovvero all'INPS comporta che una quota significativa del TFR sia classificato come un "Piano a contributi definiti", in quanto l'obbligazione dell'impresa è rappresentata esclusivamente dal versamento dei contributi ai fondi pensione ovvero all'INPS. La passività relativa al TFR pregresso continua a rappresentare un "Piano a benefici definiti" da valutare secondo ipotesi attuariali.

Ai fini dello IAS 19, "Benefici ai dipendenti", la suddetta modifica ha comportato, per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2007, la necessità di provvedere al ricalcolo del valore del fondo TFR pregresso per effetto essenzialmente dell'esclusione dal calcolo attuariale delle ipotesi connesse agli incrementi retributivi e all'aggiornamento delle ipotesi di natura finanziaria. Questo effetto (cosiddetto *curtailment*) è stato imputato

nel conto economico, dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2007, come provento non ricorrente (Euro 12 milioni).

Il Fondo Integrativo Sanitario Dirigenti Aziende dell'Eni (FISDE) accoglie la stima degli oneri relativi ai contributi da corrispondere al fondo integrativo sanitario a beneficio dei dirigenti in servizio e in pensione. L'ammontare della passività e del costo assistenziale relativi al fondo integrativo sanitario dirigenti aziende dell'Eni vengono determinati con riferimento al contributo che l'azienda versa a favore dei dirigenti pensionati.

Gli altri fondi per benefici ai dipendenti riguardano la stima degli oneri connessi agli incentivi monetari differiti assegnati ai dirigenti della Società, nonché gli oneri per i premi di anzianità, in particolare, i premi che verranno corrisposti ai dipendenti al raggiungimento del 25° anno di anzianità aziendale.

I fondi per benefici ai dipendenti e la riconciliazione delle passività rilevate nei fondi per benefici ai dipendenti si analizzano come segue:

(milioni di Euro)	**Al 31 dicembre 2008**				**Al 31 dicembre 2007**				**Al 31 dicembre 2006**			
	TFR	**Fisde**	**Altri piani**	**Totale**	**TFR**	**Fisde**	**Altri piani**	**Totale**	**TFR**	**Fisde**	**Altri piani**	**Totale**
Valore attuale delle passività all'inizio dell'esercizio	88	6	13	107	111	6	13	130	116	5	7	128
Costo corrente	-	-	3	3	1	-	3	4	11	-	4	15
Costo per interessi	3	-	-	3	3	-	-	3	3	-	-	3
Contributi	-	-	-	-	-	-	-	-	2	-	-	2
Plan curtailments	-	-	-	-	(8)	-	-	(8)	-	-	-	-
Utili/(perdite) attuariali	1	-	1	2	(8)	-	-	(8)	(7)	-	1	(6)
Benefici pagati	(12)	-	(1)	(13)	(9)	-	(2)	(11)	(8)	-	0	(8)
Modifiche del piano e altre variazioni	4	-	-	4	(2)	-	(1)	(3)	(5)	-	1	(4)
Valore attuale delle passività alla fine dell'esercizio	**84**	**6**	**16**	**106**	**88**	**6**	**13**	**107**	**112**	**5**	**13**	**130**
Utili/(perdite) attuariali non rilevate	1	-	-	1	4	-	-	4	1	-	-	1
Costo relativo alle prestazioni di lavoro passate non rilevate	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Passività netta nei fondi per benefici ai dipendenti	**85**	**6**	**16**	**107**	**92**	**6**	**13**	**111**	**113**	**5**	**13**	**131**

Le principali ipotesi attuariali adottate per valutare le passività alla fine dell'esercizio sono di seguito indicate:

	Al 31 dicembre		
	2008	**2007**	**2006**
Tasso di sconto	4%-6%	4%-5,45%	3,7%-4,5%
Tasso tendenziale di crescita dei salari		2,7%-4%	2,7%-4%
Tasso di inflazione	2%-2,5%	2%	2%

(23) *Passività per imposte differite*

Le passività per imposte differite sono esposte al netto delle attività per imposte anticipate compensabili. Non vi sono imposte sul reddito anticipate non compensabili. Di seguito si riporta la movimentazione per gli esercizi chiusi la 31 dicembre 2006, 2007 e 2008.

(milioni di Euro)	**Esercizio chiuso al 31 dicembre 2006**				
	Saldo iniziale	**Accantonamenti**	**Utilizzi**	**Altre variazioni**	**Saldo finale**
Imposte sul reddito differite:					
– Rivalutazione immobilizzazioni materiali in sede di transizione IFRS	306	-	(12)	-	294
– Ammortamenti eccedenti ed anticipati	1.365	68	(59)	(16)	1.358
– Differenti aliquote di ammortamento	96	-	(2)	-	94
– Integrazione ricavi	23	3	(6)	-	20
– Valutazione contratti derivati	3	-	(3)	16	16
– Capitalizzazione oneri finanziari generici	19	-	-	-	19
– Rilevazioni *asset* e fondo abbandono	45	-	(8)	49	86
– Altre minori	22	3	(5)	-	20
Imposte differite passive	**1.879**	**74**	**(95)**	**49**	**1.907**
Imposte sul reddito anticipate:					
– Rettifiche ricavi	(20)	(31)	9	-	(42)
– Contributi per allacciamento e canalizzazioni	(97)	(26)	1	3	(119)
– Contributi in conto capitale	(19)	-	-	-	(19)
– Contributi a fondo perduto e contrattuali	(36)	(3)	1	-	(38)
– Ammortamenti non deducibili	(55)	(5)	27	-	(33)
– Fondo abbandono	(77)	(3)	0	(48)	(128)
– Fondi rischi e oneri non deducibili	(53)	(48)	17	(1)	(85)
– Altre minori	(43)	(3)	9	15	(22)
Imposte anticipate	**(400)**	**(119)**	**64**	**(31)**	**(486)**
Passività per imposte differite	**1.479**	**(45)**	**(31)**	**18**	**1.421**

(milioni di Euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2007				
	Saldo iniziale	**Accantonamenti**	**Utilizzi**	**Altre variazioni**	**Saldo finale**
Imposte sul reddito differite:					
– Rivalutazione immobilizzazioni materiali in sede di transizione IFRS	294	-	(54)	-	240
– Ammortamenti eccedenti ed anticipati	1.358	56	(259)	-	1.155
– Differenti aliquote di ammortamento	94	1	(12)	-	83
– Integrazione ricavi	20	1	(20)	-	1
– Valutazione contratti derivati	16	1	(1)	4	20
– Capitalizzazione oneri finanziari generici	19	-	(3)	-	16
– Rilevazioni *asset* e fondo abbandono	86	-	(24)	-	62
– Altre minori	20	15	(7)	-	28
Imposte differite passive	**1.907**	**74**	**(380)**	**4**	**1.605**
Imposte sul reddito anticipate:					
– Rettifiche ricavi	(42)	(25)	16	-	(51)
– Contributi per allacciamento e canalizzioni	(119)	(4)	12	-	(111)
– Contributi in conto capitale	(19)	(8)	3	-	(24)
– Contributi a fondo perduto e contrattuali	(38)	(8)	8	-	(38)
– Ammortamenti non deducibili	(33)	(10)	8	-	(35)
– Fondo abbandono	(128)	(5)	26	-	(107)
– Fondi rischi e oneri non deducibili	(85)	(29)	41	-	(73)
– Altre minori	(22)	(11)	4	4	(25)
Imposte anticipate	**(486)**	**(100)**	**118**	**4**	**(464)**
Passività per imposte differite	**1.421**	**(26)**	**(262)**	**8**	**1.141**

(milioni di Euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2008				
	Saldo iniziale	**Accantonamenti**	**Utilizzi**	**Altre variazioni**	**Saldo finale**
Imposte sul reddito differite:					
– Rivalutazione immobilizzazioni materiali in sede di transizione IFRS (a)	240	7	(17)	-	230
– Ammortamenti eccedenti ed anticipati	1.155	34	(126)	(6)	1.057
– Differenti aliquote di ammortamento	83	15	(19)	-	79
– Integrazione ricavi	1	-	(1)	-	-
– Valutazione contratti derivati	20	-	-	(20)	-
– Capitalizzazione oneri finanziari generici	16	-	(4)	-	12
– Rilevazioni *asset* e fondo abbandono	62	-	(6)	-	56
– Altre minori	28	1	(6)	(3)	20
Imposte differite passive	**1.605**	**57**	**(179)**	**(29)**	**1.454**
Imposte sul reddito anticipate:					
– Rettifiche ricavi	(51)	-	10	-	(41)
– Contributi per allacciamento e canalizzioni	(111)	(25)	50	-	(86)
– Contributi in conto capitale	(24)	(14)	6	-	(32)
– Contributi a fondo perduto e contrattuali	(38)	-	1	6	(31)
– Ammortamenti non deducibili	(35)	(5)	7	-	(33)
– Fondo abbandono	(107)	(6)	-	-	(113)
– Fondi rischi e oneri non deducibili	(73)	(24)	19	-	(78)
– Altre minori	(25)	(2)	2	(6)	(31)
Imposte anticipate	**(464)**	**(76)**	**95**	**0**	**(445)**
Passività per imposte differite	**1.141**	**(19)**	**(84)**	**(29)**	**1.009**

(a) L'effetto denominato "Rivalutazione immobilizzazioni materiali in sede di transizione IFRS" deriva dall'Offerta Pubblica di Acquisto promossa da Eni su Italgas a fine 2002 e conclusasi agli inizi del 2003 con l'acquisizione delle azioni possedute da azionisti terzi (58,85%), che ha comportato una rivalutazione delle immobilizzazioni materiali per effetto dell'allocazione su tali beni del maggior prezzo pagato dalla controllante in base all'IFRS1, paragrafo 24 lettera a).

La colonna Altre variazioni include principalmente le variazioni connesse con modifiche dell'area di consolidamento, nonché le variazioni delle imposte imputate a patrimonio netto.

(24) *Altre passività non correnti*

Le altre passività non correnti al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006 sono dettagliabili come segue:

(milioni di Euro)	Al 31 dicembre		
	2008	**2007**	**2006**
Riscontri per ricavi e proventi anticipati	27	28	30
Fair value su contratti derivati	19	6	9
Altre passività	211	140	107
Altre passività non correnti	**257**	**174**	**146**

I riscontri per ricavi e proventi anticipati si riferiscono alla quota non corrente del canone anticipato per la concessione dell'utilizzo di cavi in fibra ottica ad un operatore di telecomunicazioni. Il contratto in vigore dal 22 dicembre 1997, ha durata trentennale risolvibile alla scadenza del venticinquesimo anno a richiesta della controparte.

Con riferimento al *fair value* dei contratti derivati, si veda la precedente nota n. 7, "Altre attività correnti".

Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura, alle politiche di *hedging* e al valore nominale dei contratti derivati *cash flow hedge* sono indicate alla nota n. 26 "Garanzie, impegni e rischi".

Le altre passività si riferiscono principalmente alla quota non corrente dei maggiori ricavi fatturati per l'attività di trasporto rispetto al vincolo stabilito dal Regolatore, e alle penali addebitate agli utenti che hanno superato la capacità impegnata, che dovranno essere successivamente riconosciuti agli utenti secondo quanto disposto dalla deliberazione n. 166/05 dell'AEEG.

Solo con riferimento al 31 dicembre 2006, la voce altre passività include inoltre Euro 28 milioni riferite a depositi cauzionali in capo alla società Napoletanagas Clienti S.p.A., relativi all'attività di vendita di gas svolta. Tale società è stata ceduta a Eni nel corso del mese di marzo 2007.

(25) *Patrimonio netto*

Capitale sociale

La voce capitale sociale dei presenti Bilanci Aggregati è costituita dal capitale sociale di Snam Rete Gas, pari a Euro 1.956 milioni al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006, interamente sottoscritto e versato.

Al 31 dicembre 2008, il capitale sociale è costituito da n. 1.956.445.600 azioni ordinarie del valore nominale di Euro 1,00 (n. 1.956.318.100 azioni al 31 dicembre 2007 e n. 1.955.957.600 azioni al 31 dicembre 2006). La variazione del numero delle azioni nel triennio esaminato è dovuto all'emissione nel 2007 di 127.500 azioni e nel 2006 di 360.500 azioni, del valore nominale di Euro 1,00 ciascuna, sottoscritte dai dirigenti assegnatari dei piani di *stock option*s e *stock grant* promossi da Snam Rete Gas.

Al 31 dicembre 2008 sono in essere impegni per l'assegnazione di n. 598.500 azioni (n. 726.000 azioni al 31 dicembre 2007 e n. 1.020.500 azioni al 31 dicembre 2006) a fronte dei piani di *stock option* da realizzarsi mediante aumento di capitale sociale.

Azioni proprie

Tale voce accoglie le azioni proprie di Snam Rete Gas, detenute dalla stessa società e/o da qualsiasi altra società inclusa nell'area di consolidamento del Nuovo Gruppo Snam Rete Gas.

Nel triennio esaminato, le azioni proprie di Snam Rete Gas sono detenute interamente dalla Società stessa.

L'evoluzione delle azioni proprie in portafoglio negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006 è rappresentata nella tabella seguente:

Acquisti	**Numero azioni**	**Costo medio unitario di acquisto (Euro)**	**Costo complessivo (milioni di Euro)**	**Capitale Sociale (%)**
Saldo iniziale al 1 gennaio 2006	800.000	4,40	3	0,04
Acquisto azioni proprie anno 2006	121.731.297	3,74	455	6,22
Saldo al 31 dicembre 2006	**122.531.297**		**458**	**6,26**
Acquisto azioni proprie anno 2007	73.006.653	4,61	336	3,73
Azioni assegnate in applicazione dei piani di *stock option* 2005	(69.000)	4,40	-	
Saldo al 31 dicembre 2007	**195.468.950**		**794**	**9,99**
Acquisto di azioni proprie anno 2008	-	-	-	
Azioni assegnate in applicazione dei piani di *stock option* 2005	(39.100)	4,40	-	
Saldo al 31 dicembre 2008	**195.429.850**		**794**	**9,99**

Il valore di mercato delle azioni proprie al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006, calcolato moltiplicando il numero delle azioni proprie per il prezzo del titolo a fine anno, ammonta rispettivamente a Euro 776 milioni, Euro 850 milioni ed Euro 526 milioni.

Al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006 sono in essere, rispettivamente, impegni per l'assegnazione di 7.123.900, 5.490.000 ed 1.020.500 azioni proprie a fronte dei piani di *stock options* promossi dalla Società. Con riferimento al piano di *stock grant* promosso dalla Società nel 2005, la Società non ha in essere impegni relativi all'assegnazione di azioni proprie gratuite al 31 dicembre 2008. Al 31 dicembre 2007 e 2006, invece, sono in essere impegni per l'assegnazione di 111.700 e 124.200 azioni proprie gratuite a fronte di tale piano.

Altre riserve

La voce altre riserve deriva dall'aggregazione delle voci di tutte le riserve di patrimonio netto di Snam Rete Gas e delle società incluse nell'area di consolidamento del Nuovo Gruppo Snam Rete Gas, oltre che dei capitali sociali di queste ultime. Per la movimentazione di tale voce, si rimanda al prospetto di variazione delle voci del patrimonio netto.

Riserva *cash flow hedge*

La movimentazione della Riserva di *cash flow hedge* è rappresentata nella seguente tabella:

(milioni di Euro)	**Importo**
Saldo al 1 gennaio 2006	**(35)**
Variazione dell'esercizio	58
Saldo al 31 dicembre 2006	**23**
Variazione dell'esercizio	24
Saldo al 31 dicembre 2007	**47**
Variazione dell'esercizio	(78)
Saldo al 31 dicembre 2007	**(31)**

Tale riserva, alle date di riferimento, risulta iscritta tra le Altre riserve.

(26) *Garanzie, impegni e rischi*

Garanzie e rischi

Di seguito si riporta il dettaglio delle garanzie, impegni e rischi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006

(milioni di Euro)	**Al 31 dicembre**		
	2008	**2007**	**2006**
Garanzie			
– Fideiussioni	25	16	9
– Altre	2	2	2
Totale	**27**	**18**	**11**

Le fideiussioni si riferiscono principalmente a manleve a favore di Eni a fronte di garanzie di buone esecuzione lavori.

Al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006 il Nuovo Gruppo Snam Rete Gas detiene gas naturale di terzi depositato presso i propri impianti di stoccaggio rispettivamente per Euro 2.176 milioni, Euro 1.746 milioni ed Euro

1.827 milioni. L'importo è stato determinato applicando ai quantitativi di gas depositato il presunto costo unitario di riacquisito per *standard* metri cubi.

Rischi d'impresa

Nell'ambito dei rischi d'impresa i principali rischi finanziari e, per quanto di seguito specificato, quelli gestiti dal Nuovo Gruppo Snam Rete Gas, sono i seguenti:

(i) il rischio mercato, derivante dall'esposizione alle fluttuazioni dei tassi di interesse nonché alla volatilità dei prezzi di acquisto del gas naturale;

(ii) il rischio di credito derivante dalla possibilità di *default* di una controparte;

(iii) il rischio liquidità derivante dalla mancanza di risorse finanziarie per far fronte agli impegni a breve termine.

RISCHIO MERCATO

Rischio di variazioni dei tassi di interesse

Le oscillazioni dei tassi di interesse influiscono sul valore di mercato delle attività e passività finanziarie dell'impresa e sul livello degli oneri finanziari netti. Parte dei finanziamenti del Nuovo Gruppo Snam Rete Gas prevede tassi di interesse indicizzati sui tassi di riferimento del mercato. Il Nuovo Gruppo Snam Rete Gas utilizza strumenti derivati, in particolare *Interest Rate Swap* (IRS) per gestire il bilanciamento tra indebitamento a tasso fisso e/o indicizzato all'inflazione e indebitamento a tasso variabile. Per quanto attiene alla valorizzazione a *fair value* degli strumenti derivati su tassi di interesse, essa viene calcolata basandosi sistematicamente su quotazioni di mercato fornite da primari operatori specializzati (*info-provider*). Il Nuovo Gruppo Snam Rete Gas non detiene contratti derivati destinati alla negoziazione, né detiene contratti derivati con finalità speculative.

Variazioni significative nei tassi di interesse potrebbero pertanto incidere sul costo del'indebitamento finanziario a tasso variabile che, al 31 dicembre 2008, è pari a Euro 3.912 milioni, corrispondenti al 46,7% del totale (Euro 3.731 milioni pari al 48,8% del totale al 31 dicembre 2007, Euro 3.152 milioni pari al 52,4% del totale al 31 dicembre 2006).

Il Nuovo Gruppo Snam Rete Gas si finanzia quasi interamente tramite la controllante Eni. Si evidenzia che è previsto dai contratti di finanziamento con Eni che tutti i finanziamenti nonché i contratti derivati siano rimborsati e chiusi nel caso di perdita del controllo da parte di Eni sul Nuovo Gruppo Snam Rete Gas. In caso di cessione del controllo da parte di Eni non sussiste garanzia che il Nuovo Gruppo Snam Rete Gas sia in grado di ottenere prestiti e finanziamenti da altre fonti alle stesse condizioni di quelli attualmente in essere.

Contratti derivati

Valori nominali dei contratti derivati

Per valore nominale di un contratto derivato si intende l'ammontare contrattuale con riferimento al quale i differenziali sono scambiati; tale ammontare è espresso in termini di quantità monetarie.

I valori nominali dei contratti derivati, riepilogati successivamente, non rappresentano gli ammontari scambiati tra le parti e pertanto non costituiscono una misura dell'esposizione al rischio di credito per l'impresa che è rappresentata dal valore di mercato (*fair value*) negativo dei contratti alla fine dell'esercizio, ridotto per gli effetti di eventuali accordi generali di compensazione.

Gli ammontari scambiati sono calcolati sulla base dei valori nominali e delle condizioni dei derivati relativi ai tassi di interesse.

Gestione del rischio dei tassi di interesse

Il Nuovo Gruppo Snam Rete Gas ha stipulato contratti di *Interest Rate Swap* per un valore nominale di Euro 2.800 milioni al 31 dicembre 2008 (Euro 2.850 milioni al 31 dicembre 2007 ed Euro 2.350 milioni al 31 dicembre 2006).

				Valore nominale sottostante al 31 dicembre (milioni di Euro)			Valore di mercato dei derivati al 31 dicembre (milioni di Euro)		
Decorrenza contratto	**Scadenza contratto**	**Tasso venduto**	**Tasso acquistato**	**2008**	**2007**	**2006**	**2008**	**2007**	**2006**
01-ott-02	30-set-09	euribor	(a)	500	500	500	(6)	(1)	(9)
19-feb-03	19-feb-08	euribor	tasso fisso	-	350	350	-	1	3
19-ott-04	19-ott-09	euribor	tasso fisso	300	300	300	1	7	6
24-nov-05	24-nov-10	euribor	tasso fisso	700	700	700	(6)	24	21
24-nov-05	24-nov-15	euribor	tasso fisso	500	500	500	(4)	33	20
26-mar-07	26-mar-12	euribor	tasso fisso	500	500	-	(17)	8	-
20-mar-08	20-mar-11	euribor	tasso fisso	300	-	-	(7)	-	-
Totale				**2.800**	**2.850**	**2.350**	**(39)**	**72**	**41**

(a) Tasso fisso 2,73% più tasso di inflazione FOI. Per effetto delle clausole contrattuali il tasso di inflazione non potrà variare fino alla scadenza del contratto.

Relativamente a tali contratti, si concorda con le controparti di scambiare, a scadenze determinate, la differenza tra tasso variabile e tasso fisso o tasso indicizzato all'inflazione calcolata sul valore nominale di riferimento.

I flussi finanziari connessi ai tassi di interesse e la loro incidenza sul conto economico sono sostanzialmente equivalenti, fatta eccezione per gli interessi passivi capitalizzati che rilevano a conto economico tramite l'ammortamento del bene a cui si riferiscono.

La tabella che segue riporta per tipologia di *swap* in essere, la media ponderata dei tassi di interesse nonché le scadenze delle operazioni. I tassi medi variabili sono basati sui tassi alla fine dell'esercizio e possono subire modifiche che potrebbero influenzare in modo significativo i futuri flussi finanziari. Il confronto tra i tassi medi acquistati e venduti non è indicativo del risultato dei contratti derivati posti in essere; la determinazione di questo risultato è effettuata tenendo conto dell'operazione sottostante.

	Al 31 dicembre 2008	**Al 31 dicembre 2007**	**Al 31 dicembre 2006**
Acquistare tasso fisso / vendere tasso variabile (milioni di Euro)	2.300	2.350	1.850
Tasso medio ponderato acquistato	3,53%	3,46%	3,31%
Tasso medio ponderato venduto	3,85%	4,68%	3,59%
Scadenza media ponderata (anni)	3,22	3,75	4,62
Acquistare tasso indicizzato all'inflazione / vendere tasso variabile (milioni di Euro)	500	500	500
Tasso medio ponderato acquistato	4,43%	4,73%	4,43%
Tasso medio ponderato venduto	2,97%	4,77%	3,72%
Scadenza media ponderata (anni)	0,76	1,77	2,79

Di seguito sono evidenziati gli impatti sul patrimonio netto e sul risultato al 31 dicembre 2008 e 2007 ipotizzando un'ipotetica variazione del +/-10% dei tassi di interesse.

	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2008			
	Risultato di periodo		**Patrimonio netto**	
	+10%	**-10%**	**+10%**	**-10%**
Finanziamenti a tasso variabile				
Effetto variazione del tasso di interesse	(19)	19		
Finanziamenti a tasso variabile convertiti tramite IRS in finanziamenti a tasso fisso (*)				
Effetto variazione del tasso di interesse sul *fair value* dei contratti derivati di copertura ai sensi dello IAS 39 - quota efficace (**)			20	(21)
Effetto variazione del tasso di interesse sul *fair value* dei contratti derivati di copertura - quota non efficace di copertura ai sensi dello IAS 39 (***)				
Oneri finanziari capitalizzati	1	(1)		
Effetto sul risultato prima delle imposte	**(18)**	**18**	**20**	**(21)**

(*) Comprende un finanziamento a tasso variabile di Euro 500 milioni convertito tramite un contratto di *Interest Rate Swap* in un finanziamento a tasso indicizzato all'inflazione. Lo stesso è da considerarsi come finanziamento a tasso fisso in quanto, per effetto delle clausole contrattuali, il tasso di inflazione non potrà più variare fino alla scadenza del contratto, nel 2009.

(**) La variazione del tasso di interesse non ha effetto sul conto economico. Pertanto la variazione del *fair value* dei contratti derivati conseguente l'aumento del tasso di interesse ha effetto esclusivamente sul patrimonio netto.

(***) La variazione del tasso di interesse ha effetto sul conto economico esclusivamente per la variazione del *fair value* dei contratti derivati.

	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2007			
	Risultato di periodo		Patrimonio netto	
	+10%	-10%	+10%	-10%
Finanziamenti a tasso variabile				
Effetto variazione del tasso di interesse	(13)	13		
Finanziamenti a tasso variabile convertiti tramite IRS in finanziamenti a tasso fisso (*)				
Effetto variazione del tasso di interesse sul *fair value* dei contratti derivati di copertura ai sensi dello IAS 39			31	(32)
Finanziamenti a tasso variabile convertiti tramite IRS in finanziamenti a tasso indicizzato all'inflazione				
Effetto variazione del tasso di interesse sul *fair value* dei contratti derivati di copertura ai sensi dello IAS 39 - quota efficace (**)			3	(3)
Effetto variazione del tasso di interesse sul *fair value* dei contratti derivati di copertura - quota non efficace di copertura ai sensi dello IAS 39 (***)	3	1		
Oneri finanziari capitalizzati				
Effetto sul risultato prima delle imposte	**(10)**	**14**	**34**	**(35)**

(*) La variazione del tasso di interesse non ha effetto sul conto economico. Pertanto la variazione del *fair value* dei contratti derivati conseguente l'aumento del tasso di interesse ha effetto esclusivamente sul patrimonio netto.

(**) La variazione del tasso di interesse non ha effetto sul conto economico. Pertanto la variazione del *fair value* dei contratti derivati conseguente l'aumento del tasso di interesse ha effetto esclusivamente sul patrimonio netto.

(***) La variazione del tasso di interesse ha effetto sul conto economico esclusivamente per la variazione del *fair value* dei contratti derivati.

Rischio di variazioni del prezzo di acquisto del gas naturale

I risultati sono influenzati dalle variazioni dei prezzi dei beni e dei servizi acquistati. L'incremento dei prezzi del gas comporta generalmente una riduzione dei risultati operativi. In particolare la quasi totalità del gas acquistato è utilizzato come combustibile per il funzionamento delle centrali di spinta. Il Nuovo Gruppo Snam Rete Gas è quindi esposto a possibili fluttuazioni del prezzo del gas, a sua volta connesso all'andamento delle quotazioni internazionali del greggio. L'attuale sistema tariffario relativo all'attività di trasporto prevede che tali costi vengano riconosciuti con riferimento ai dati di bilancio 2004 e aggiornati nel periodo regolatorio sulla base del meccanismo del *price cap*.

RISCHIO CREDITO

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

Il Nuovo Gruppo Snam Rete Gas presta i propri servizi di *business* ad un numero limitato di operatori del settore del gas, dei quali il più significativo per volume di affari è Eni. Il mancato o ritardato pagamento dei corrispettivi dovuti da uno o più di tali operatori potrebbe incidere negativamente sui risultati economici e sull'equilibrio finanziario del Nuovo Gruppo Snam Rete Gas. Le regole per l'accesso degli Utenti ai servizi offerti dal Nuovo Gruppo Snam Rete Gas sono stabilite dalla Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas e sono previste rispettivamente nel Codice di Rete, nel Codice di Rigassificazione, nel Codice di Stoccaggio e nel Codice di Distribuzione, ovvero i documenti che stabiliscono le norme che regolano i diritti e gli obblighi dei soggetti coinvolti nel processo di erogazione dei servizi, e dettano clausole contrattuali che riducono i rischi di inadempienza da parte degli Utenti.

In particolare nei Codici è previsto il rilascio, da parte degli utenti, di idonee garanzie. Tali garanzie non sono richieste qualora l'utente sia in possesso di un idoneo *rating* creditizio fornito da primari organismi internazionali.

Il Nuovo Gruppo Snam Rete Gas non ha avuto casi significativi di mancato adempimento da parte delle controparti.

La massima esposizione al rischio di credito per il Nuovo Gruppo Snam Rete Gas alle date di riferimento è rappresentata dal valore contabile delle attività finanziarie esposte in bilancio.

Al 31 dicembre 2008 i crediti oggetto di svalutazione ammontano a Euro 33 milioni (Euro 33 milioni al 31 dicembre 2007) e riguardano crediti verso terzi. Al 31 dicembre 2008, i crediti scaduti ma non oggetto di svalutazione, in quanto non si evidenziano criticità in ordine al loro incasso, sono pari a Euro 37 milioni (Euro 29 milioni al 31 dicembre 2007). I criteri per verificare la presenza di riduzioni di valore sono indicati nella descrizione dei criteri di valutazione.

Non si evidenziano significativi rischi di credito. Al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006 occorre comunque rilevare che una quota significativa dei crediti è riferito a clienti di primaria affidabilità, tra i quali la controllante Eni che copre il 39,8% del totale dei crediti al 31 dicembre 2008 (40,8% al 31 dicembre 2007).

RISCHIO LIQUIDITÀ

Il rischio liquidità rappresenta il rischio che, a causa dell'incapacità di reperire nuovi fondi (*founding 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 addizionali per fronteggiare i propri impegni o, come estrema conseguenza, una situazione di insolvibilità che pone a rischio l'attività aziendale. L'obiettivo del Nuovo Gruppo 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 per il Nuovo Gruppo Snam Rete Gas, minimizzando il relativo costo opportunità e mantenga un equilibrio in termini di durata e di composizione del debito.

Ad oggi il Nuovo Gruppo Snam Rete Gas si finanzia interamente tramite la società controllante Eni. Gli accordi stipulati prevedono la facoltà di Eni di richiedere il rimborso anticipato dei finanziamenti in caso di perdita del controllo del Nuovo Gruppo Snam Rete Gas da parte di Eni.

Allo stato attuale, la Società ritiene che i flussi derivanti dalla gestione dell'impresa e l'attuale struttura finanziaria e patrimoniale assicurino l'accesso, a normali condizioni di mercato, ad un ampio spettro di forme di finanziamento attraverso il mercato dei capitali e le istituzioni creditizie.

Le passività finanziarie al 31 dicembre 2008 e 2007 non attualizzate, comprensive delle quote a breve termine e degli interessi non maturati, si analizzano per scadenza come segue:

(milioni di Euro)	**Entro i 12 mesi**		**Tra 2 e 5 anni**		**Oltre i 5 anni**		**Totale**	
	2007	**2008**	**2007**	**2008**	**2007**	**2008**	**2007**	**2008**
Debiti finanziari (*)	2.394	2.240	5.450	6.430	1.079	1.023	8.923	9.693
Debiti commerciali e altri debiti	1.378	1.469	-	-	-	-	1.378	1.469
Totale	3.772	3.709	5.450	6.430	1.079	1.023	10.301	11.162

(*) per i debiti finanziari a tasso variabile a fronte dei quali vengono utilizzati strumenti derivati di copertura *cash flow hedge*, il flusso monetario è comprensivo dell'effetto prodotto dagli strumenti derivati di copertura.

Altri impegni non risultanti dallo stato patrimoniale

Al 31 dicembre 2008 gli impegni non risultanti dallo stato patrimoniale sono i seguenti:

- impegno nei confronti di Enel Trade S.p.A. ed Eni S.p.A. a riconsegnare 276.292 GJ (gigajoule) di gas naturale in giacenza presso l'impianto di rigassificazione di Panigaglia in attesa delle operazioni di rigassificazione;

- impegno verso la controllante Eni di acquisto, nel periodo 1° gennaio 2009-30 settembre 2009, di 309,3 milioni di metri cubi di gas naturale. I corrispettivi contrattualmente previsti prevedono come riferimento le quotazioni di mercato e in particolare l'andamento dei principali prodotti energetici;

- impegno assunto, in sede di conferimento del ramo di azienda acquisito, in data 1° luglio 2001 nei confronti di Eni ad assumere al loro rientro in azienda n. 4 persone ancora in aspettativa;

- impegni assunti con fornitori per l'acquisto di attività materiali e la fornitura di servizi relativi agli investimenti in attività materiali e immateriali in corso di realizzazione; al 31 dicembre 2008 gli impegni verso fornitori ammontano a circa Euro 950 milioni.

CONTENZIOSI

Alcune società del Nuovo Gruppo Snam Rete Gas sono parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegate al normale svolgimento delle loro attività. Sulla base delle informazioni attualmente a disposizione, e tenuto conto dei fondi rischi esistenti, si ritiene che tali procedimenti e azioni non determineranno effetti negativi rilevanti sul bilancio. Di seguito si riporta una sintesi dei procedimenti più rilevanti.

Contenzioso penale

Indagini della Magistratura sulla misura del gas

(a) **Snam Rete Gas**

La Procura della Repubblica presso il Tribunale di Milano ha aperto un procedimento penale in relazione alla questione della Misura del gas ed alla legittimità ed affidabilità dei Misuratori c.d. Venturimetrici che vede coinvolte varie Società della filiera del gas. Il procedimento ha interessato Snam Rete Gas ed alcuni suoi dirigenti ed è stato posto sotto sequestro cautelare l'impianto di misura di Mazara del Vallo; la Società è indagata ai sensi degli artt. 24 e 25-*ter* del D. Lgs. 231/2001.

Al riguardo la Società precisa che:

- l'affidabilità del sistema di misura venturimetrico, in particolare dell'impianto di Mazara del Vallo, punto di ingresso in Italia del metanodotto di importazione del gas algerino, progettato e realizzato con misuratori di tipo venturimetrico agli inizi degli anni 80 e successivamente ampliato nel 1994, è stata confermata da alcuni dei più autorevoli Istituti Metrologici Nazionali ed Internazionali;

- l'impianto di misura di Mazara del Vallo è stato autorizzato dal Ministero delle Finanze sia in fase di avvio dell'importazione che nella successiva fase di potenziamento;

- gli impianti di misura venturimetrica sono ad oggi utilizzati in tutto il mondo; in Europa sono installati in Gran Bretagna, Germania, Francia, Austria e Norvegia;

- in Italia il processo di omologa di questa tipologia di strumenti di misura è in corso da più di un decennio con conclusione favorevole dell'*iter* tecnico sin dal dicembre del 1999. L'urgenza di giungere alla conclusione di tale processo è stata ripetutamente segnalata da parte di Snam Rete Gas al Ministero Industria, oggi Ministero dello Sviluppo Economico.

La Società opera in cooperazione con le Autorità competenti confidando nell'affidabilità del sistema di misura utilizzato presso la stazione di Mazara del Vallo, ripone piena fiducia nell'operato della Magistratura e confida che all'esito del procedimento risulti confermata la correttezza del suo comportamento.

Snam Rete Gas, sulla base dell'attuale stato del procedimento, sentito anche il parere di un esperto legale indipendente, non ritiene possibile prevedere né se il procedimento avrà un impatto economico sulla Società, né l'entità di quest'ultimo.

(b) **Italgas**

Nel maggio 2007 è stato notificato alla Italgas un provvedimento di perquisizione locale e sequestro nell'ambito del procedimento n. 11183/06 RGNR avviato dalla Procura della Repubblica presso il Tribunale di Milano. L'atto è stato notificato anche al Presidente della Società. Nell'atto istruttorio sono ipotizzati comportamenti in violazione di legge, a partire dall'anno 2003, con riferimento all'utilizzo degli strumenti di misurazione del gas, al relativo pagamento delle accise, alla fatturazione ai clienti nonché ai rapporti con le Autorità di Vigilanza. Le violazioni contestate si riferiscono tra l'altro a fattispecie di reato previste dal Decreto Legislativo 8 giugno 2001, n. 231, che prevede la responsabilità amministrativa della società per i reati commessi da propri dipendenti nell'interesse o a vantaggio della società stessa.

La Società sta collaborando con le Autorità competenti in relazione alla predetta indagine.

Contenzioso civile e amministrativo

Recupero di somme a fronte di indebiti prelievi di gas

Eni ha coinvolto Snam Rete Gas in giudizi civili instaurati nei confronti di Clienti Finali per il recupero di somme a fronte di indebiti prelievi di gas, da parte degli stessi clienti finali, contestandole comportamenti non conformi con il ruolo attribuitole dal Codice di Rete. Snam Rete Gas ritiene di aver sempre tenuto una condotta del tutto corretta e pienamente conforme alle disposizioni del contratto di trasporto, del Codice di Rete, delle relative procedure applicative e in generale delle regole legali e tecniche di comportamento e, sentito anche il parere di un esperto legale indipendente che conferma la non probabilità dell'accoglimento

della domanda risarcitoria proposta, si dichiara convinta dell'infondatezza di qualsiasi censura mossa al suo comportamento.

Contenziosi fiscali

GNL Italia S.p.A. - Imposta Comunale sugli Immobili (ICI)

Il Comune di Porto Venere, a seguito del classamento effettuato dall'Agenzia del Territorio di La Spezia, ha notificato a GNL Italia S.p.A:

1) in data 31 luglio 2007 gli avvisi di accertamento ICI relativi agli anni dal 2001 al 2006, per un importo complessivo di Euro 3,2 milioni, comprensivo di sanzioni e di interessi;

2) in data 6 ottobre 2008, l'avviso di accertamento ICI relativo all'anno 2007, per un importo complessivo pari a circa Euro 0,8 milioni, comprensivo di sanzioni e di interessi.

Al riguardo, la Società ritiene che sia il classamento effettuato dall'Agenzia del Territorio di La Spezia che la pretesa impositiva del Comune di Porto Venere non siano giustificati in quanto, data la natura giuridica dell'attività svolta, non risulta integrato il presupposto soggettivo di applicazione del tributo. Conseguentemente, ha ritenuto di presentare ricorso sia contro il classamento dell'Agenzia del Territorio che contro i sopra citati avvisi di accertamento.

Tuttavia, la Società, anche sulla base del parere di un consulente esterno, ha effettuato accantonamenti al fondo rischi per un importo pari a circa Euro 2,4 milioni.

Infine, si deve evidenziare che la Commissione Tributaria di La Spezia, con la sentenza n. 136/7/08 del 18 dicembre 2008, ha riconosciuto le tesi sostenute dall'Agenzia del Territorio in base alle quali risulterebbe integrato il presupposto soggettivo dell'ICI anche per GNL Italia. La discussione dei ricorsi contro il Comune di Porto Venere è tuttora in corso.

(27) *Ricavi*

Ricavi della gestione caratteristica

I ricavi della gestione caratteristica per tipologia di attività sono dettagliabili come segue:

(milioni di Euro)	**Esercizi chiusi al 31 dicembre**		
	2008	**2007**	**2006**
Trasporto del gas naturale	1.867	1.757	1.725
Vettoriamento gas naturale	706	703	683
Stoccaggio per modulazione/minerario	212	223	215
Stoccaggio strategico	63	61	71
Vendita acqua	47	48	41
Assistenza tecnica, ingegneristica, informatica	24	31	42
Rigassificazione del gas naturale	20	21	23
Utilizzo fondo rischi diversi (attività di stoccaggio)	7	68	4
Vendita gas	-	78	233
Ricavi per altre attività e vendita di materiali	19	20	21
Ricavi della gestione caratteristica	**2.965**	**3.010**	**3.058**

I ricavi del trasporto del gas naturale sono esposti al netto delle seguenti voci:

(milioni di Euro)	Esercizi chiusi al 31 dicembre		
	2008	**2007**	**2006**
Corrispettivo di interrompibilità di cui alle deliberazioni n. 297/05 e n. 277/07(*)	34	50	66
Corrispettivo trasporto Rete Regionale di cui alla deliberazione n. 45/07 Perequazione	8	2	-
Totale	**42**	**52**	**66**

(*) La deliberazione n. 297/05 dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, pubblicata in data 29 dicembre 2005, ha istituito presso la "Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico" il "Fondo per la promozione dell'interrompibilità del sistema gas". Il provvedimento è stato disposto per contribuire a ridurre i consumi di gas incentivando l'utilizzo della interrompibilità delle forniture di gas per i clienti industriali. Il fondo è stato alimentato per l'anno termico 2006-2007 con l'incremento delle tariffe di trasporto del 3,7%. La deliberazione n. 277/07 dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, pubblicata il 31 ottobre 2007, ha previsto con decorrenza 1° gennaio 2008, l'istituzione di un corrispettivo unitario variabile come maggiorazione del corrispettivo unitario variabile di cui alla deliberazione n. 166/05. Gli importi riscossi da Snam Rete Gas sono versati, per pari importo, alla Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico.

L'utilizzo fondi rischi diversi, pari a Euro 68 milioni nell'esercizio 2007, è riconducibile all'utilizzo del fondo stanziato per penalità di superamento della portata massima giornaliera relative all'anno termico 2005-2006, con riferimento all'attività di stoccaggio.

L'andamento dei ricavi derivanti dalla vendita di gas, pari a Euro 233 milioni nel 2006, Euro 78 milioni nel 2007 e zero nel 2008 è connesso alla cessione nel marzo 2007 di Napoletanagas Clienti S.p.A. da parte di Italgas a Eni, avvenuta in osservanza ai mutamenti legislativi correlativi alla normativa sull'*Unbundling*.

Altri ricavi e proventi

Di seguito è riportato il dettaglio degli altri ricavi e proventi per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006:

(milioni di Euro)	Esercizi chiusi al 31 dicembre		
	2008	**2007**	**2006**
Proventi da titoli di efficienza energetica	36	6	3
Risarcimento danni	10	8	10
Risarcimenti per recuperi tariffari acqua	8	6	5
Proventi diversi e commerciali	8	10	12
Proventi degli investimenti immobiliari	6	6	6
Rimborso tributo regionale della proprietà dei gasdotti	-	71	-
Accertamento sicurezza impianti	4	5	4
Plusvalenza da alienazioni ramo d'azienda	-	6	-
Altri proventi	8	5	29
Altri ricavi e proventi	**80**	**123**	**69**

I Proventi da titoli di efficienza derivano dalla vendita di tali titoli nel mercato[32].

Il Rimborso del tributo regionale della proprietà dei gasdotti, pari a Euro 71 milioni nel 2007, si riferisce al rimborso da parte dalla Regione Sicilia, ricevuto da Snam Rete Gas, delle somme versate nel 2002 dalla Società alla Regione per il tributo regionale sulla proprietà dei gasdotti, poi dichiarata illegittima.

Gli altri proventi, pari a Euro 29 milioni nel 2006, includono Euro 19 milioni con riferimento a proventi non ricorrenti conseguiti a fronte dell'esito positivo di un contenzioso con terzi.

(28) *Costi operativi*

Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006 sono dettagliabili come segue:

(milioni di Euro)	**Esercizi chiusi al 31 dicembre**		
	2008	**2007**	**2006**
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	559	448	524
Costi per servizi	482	412	360
Costi per godimento di beni di terzi	65	65	66
Variazione delle rimanenze di materie prime, materiali diversi di consumo e merci	(98)	(53)	-
Variazione fondo svalutazione crediti	-	11	(1)
Accantonamenti (Utilizzi) netti fondi per rischi e oneri	9	12	23
Altri oneri	67	51	48
A dedurre:			
Materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	-	-	-
- incrementi per lavori interni - acquisti	(272)	(184)	(188)
- riaddebito consumi interni di gas naturale impianto GNL	(7)	(11)	(15)
Servizi			
- incrementi per lavori interni - servizi	(226)	(137)	(66)
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	**579**	**614**	**751**

L'incremento dei costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci dal 2007 al 2008 è in gran parte attribuibile all'incremento dei costi relativi al gas naturale utilizzato per il funzionamento delle centrali di spinta. L'incremento è connesso sia ai maggiori quantitativi utilizzati, sia al maggior prezzo unitario di acquisto.

[32] Con riferimento a tale aspetto, il D. Lgs. 164 del 23 maggio 2000 ha previsto che le aziende distributrici di gas naturale perseguano obiettivi di riduzione dei consumi e di risparmio energetico da conseguire attraverso processi di incremento di efficienza energetica e che, a fronte dei risultati ottenuti siano loro riconosciuti i cosiddetti Titoli di Efficienza Energetica (istituiti con i DD.MM. 20 luglio 2004). Il raggiungimento degli obiettivi di incremento di efficienza energetica può avvenire oltre che attraverso la realizzazione di progetti di efficienza energetica, anche acquistando i Titoli di Efficienza Energetica da altri soggetti. Una volta raggiunto l'obiettivo di efficienza energetica, l'annullamento dei Titoli di Efficienza Energetica in eccesso genera un rimborso da parte della Cassa Conguaglio del Settore Elettrico sulla base di appositi fondi costituti attraverso l'incremento della tariffa di distribuzione.

Il decremento della medesima voce dal 2006 al 2007, deriva dall'uscita dall'area di consolidamento di Napoletanagas Clienti S.p.A..

Gli incrementi per lavori interni riguardano principalmente i prelievi di materiali di magazzino per la realizzazione di metanodotti e centrali di compressione e per il potenziamento della capacità di stoccaggio.

I costi per servizi per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006 sono dettagliabili come segue:

(milioni di Euro)	**Esercizi chiusi al 31 dicembre**		
	2008	**2007**	**2006**
Costruzioni (attività di stoccaggio)	155	80	17
Prestazioni di manutenzione	76	83	88
Prestazioni tecniche, legali, amministrative e professionali	42	40	41
Acquisto capacità di trasporto (interconnessione)	27	22	21
Servizi relativi al personale	22	23	23
Servizi di telecomunicazione	17	21	22
Assicurazioni	16	18	17
Servizi elettrocontabili	16	18	19
Servizi IT (*Information technology*)	14	15	16
Energia elettrica, termica, acqua, ecc.	12	11	12
Progettazione e direzione lavori	10	7	2
Servizi ambientali	7	3	2
Lavorazioni presso terzi	6	6	2
Trasporti e movimentazione	6	7	7
Servizi di pulizia, facchinaggio e manovalanza	5	5	5
Somministrazioni	3	2	4
Gestione infrastrutture	2	2	2
Pubblicità, propaganda e rappresentanza	1	2	7
Lavori per conto Regione Campania	4	11	15
Utilizzo fondi a fronte costi servizi	(8)	(7)	(10)
Altri servizi	49	43	48
A dedurre:			
-incrementi di immobilizzazioni per lavori interni - servizi	(226)	(137)	(66)
Costi per servizi	**256**	**275**	**294**

L'andamento di tali costi, al netto delle relative capitalizzazioni, rimane sostanzialmente allineato nei tre esercizi in esame.

Di seguito è riportato il dettaglio dei costi per godimento beni di terzi:

(milioni di Euro)	**Esercizi chiusi al 31 dicembre**		
	2008	**2007**	**2006**
Canoni, brevetti e licenze d'uso	27	31	33
Noleggi e Locazioni	16	12	14
Compartecipazione Regione Campania	**22**	**22**	**19**
Costi per godimento beni di terzi	**65**	**65**	**66**

I costi di compartecipazione Regione Campania derivano dalla compartecipazione dell'Ente Regionale sulle vendite di acqua dell'esercizio. Il costo è relativo agli investimenti futuri da effettuarsi o in corso di

esecuzione e/o ultimazione, per conto della Regione Campania, finalizzati al miglioramento delle opere acquedottistiche regionali.

La variazione delle rimanenze di materie prime, materiali di consumo e merci, pari a Euro 98 milioni per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008, Euro 53 milioni per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2007 e non presente per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2006, riguarda la variazione di periodo dei materiali diversi (inclusa la variazione relativa agli acquisti di tubazioni destinate alle attività di investimenti e non ancora impiegate nelle attività di realizzazione degli impianti) e delle rimanenze di gas naturale utilizzato per il funzionamento delle centrali di spinta e dell'impianto di rigassificazione.

Di seguito è riportato il dettaglio degli altri oneri:

(milioni di Euro)	**Esercizi chiusi al 31 dicembre**		
	2008	**2007**	**2006**
Minusvalenze da radiazione e cessione di immobili, impianti e macchinari	16	10	6
Titoli di efficienza energetica	16	4	2
Quota Fondo nazionale di Compensazione	10	13	11
Imposte indirette e tasse	7	10	10
Imposta di consumo sul gas metano	4	3	4
Oneri per transazioni, risarcimenti e sanzioni	2	1	17
Utilizzo fondi rischio	(2)	-	(18)
Altri oneri	14	10	16
Altri oneri	**67**	**51**	**48**

Per maggiori informazioni circa i Titoli di efficienza energetica si rimanda a quanto esposto alla nota 27, Ricavi.

Costo lavoro

Il costo lavoro per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006 è dettagliabile come segue:

(milioni di Euro)	**Esercizi chiusi al 31 dicembre**		
	2008	**2007**	**2006**
Salari e stipendi	266	266	259
Oneri sociali (previdenziali e assistenziali)	81	80	82
Oneri (proventi) per programmi a benefici definiti	20	1	23
Costi personale in comando	5	4	5
Oneri per programmi a contributi definiti	7	6	-
Altri oneri	16	31	33
A dedurre			
- proventi relativi al personale	(7)	(10)	(4)
- incrementi per lavori interni	(131)	(114)	(100)
Costo lavoro	**257**	**264**	**298**

Gli oneri per programmi a benefici definiti sono analizzati nella nota 22, Fondi per benefici ai dipendenti. Tali oneri includono, nell'esercizio 2007, il beneficio derivante dalla riforma del TFR, pari a Euro 12 milioni.

Gli oneri per programmi a contributi definiti riguardano la quota di TFR destinata ai fondi pensione ovvero all'INPS per effetto delle modifiche introdotte dalla Legge Finanziaria 2007. Gli altri oneri riguardano

essenzialmente gli oneri accessori (oneri sociali e TFR) che la Società ha previsto di sostenere sugli incentivi monetari differiti assegnati ai dirigenti e i costi relativi ai piani di *stock option* e *stock grant* in applicazione dei piani di incentivazione dei dirigenti. Con riferimento agli anni 2006, 2007 e 2008, tali oneri includono rispettivamente Euro 25 milioni, Euro 23 milioni ed Euro 11 milioni, riferiti a piani di incentivazione all'esodo e mobilità.

Gli incrementi per lavori interni rappresentano la quota di costo lavoro assorbita dalle attività di investimento.

Il numero medio dei dipendenti a ruolo delle società consolidate integralmente ripartito per qualifica è il seguente:

(unità)	**Esercizi chiusi al 31 dicembre**		
	2008	**2007**	**2006**
Dirigenti	111	106	118
Quadri	458	464	470
Impiegati	3.409	3.674	3.927
Operai	2.376	2.552	2.643
N. dipendenti	**6.354**	**6.796**	**7.158**

Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Snam Rete Gas

Allo scopo di realizzare un sistema di incentivazione e di fidelizzazione dei dirigenti che consolidi nel tempo il loro apporto professionale alla realizzazione delle strategie di *business* e che determini la loro partecipazione al rischio di impresa e alla crescita del valore per l'azionista, nella struttura retributiva dei dirigenti sono stati introdotti piani di incentivazione di lungo termine in forma azionaria. I piani sono realizzati mediante assegnazione di azioni gratuite (*stock grant*) e assegnazione di diritti di opzione (*stock option*) da effettuarsi sia mediante assegnazione di azioni di nuova emissione che di azioni proprie acquistate sul mercato. Ai piani di incentivazione partecipano i dirigenti di Snam Rete Gas e della GNL Italia S.p.A. che occupano le posizioni più direttamente responsabili dei risultati o che sono di interesse strategico.

(a) *Stock grant*

In data 28 luglio 2005 il Consiglio di Amministrazione ha provveduto ad assegnare n. 136.600 diritti relativi a *stock grant* ai dirigenti assegnatari. In data 1° settembre 2008, a seguito della scadenza dell'impegno assunto 2005, la società ha provveduto ad assegnare n. 39.100 diritti ai dirigenti assegnatari sulla base dell'indicatore di *performance* aziendale individuato nel T.S.R. medio (*Total Shareholders' Return*) della Società rispetto a quello di un paniere di aziende italiane ed europee nel settore delle *utilities* ("*Panel* di confronto"). Al 31 dicembre 2008 sulla base del piano suddetto sono stati assegnati complessivamente n. 39.100 azioni, sono decaduti n. 72.600 impegni e non risultano in essere ulteriori impegni. L'evoluzione dei piani di *stock grant* in essere negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006 è la seguente (trattandosi di azioni gratuite il prezzo di esercizio è nullo).

	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2008		**Esercizio chiuso al 31 dicembre 2007**		**Esercizio chiuso al 31 dicembre 2006**	
	Numero di azioni	**Prezzo di mercato (Euro)(*)**	**Numero di azioni**	**Prezzo di mercato (Euro)(*)**	**Numero di azioni**	**Prezzo di mercato (Euro)(*)**
Diritti esistenti al 1° gennaio	111.700	4,29	255.900	4,29	369.300	3,47
Nuovi diritti assegnati						
Diritti esercitati nel periodo	(39.100)	4,21	(66.000)	4,55	(51.400)	3,66
Diritti scaduti nel periodo	(72.600)	4,21	(78.200)	4,45	(62.000)	3,63
Diritti esistenti al 31 dicembre	-	-	111.700	4,35	255.900	4,29
di cui: esercitabili al 31 dicembre						

(*) Il prezzo di mercato delle azioni afferenti i diritti assegnati, esercitati o scaduti nel periodo corrispondente alla media ponderata per il numero di azioni, dei loro valori di mercato (media aritmetica dei prezzi di ufficiali rilevati sul Mercato Telematico Azionario, nel mese precedente: (i) la data della delibera di assegnazione del Consiglio di Amministrazione; (ii) la data di immissione nel conto titoli dell'assegnatario per l'emissione/trasferimento delle azioni; (iii) la data di recesso unilaterale del rapporto di lavoro per i diritti scaduti). Il prezzo di mercato delle azioni afferenti i diritti esistenti a inizio e fine periodo è puntuale al 31 dicembre.

(b) *Stock option*

PIANI 2002-2004 e 2005

Le opzioni danno la facoltà all'assegnatario di acquistare le azioni in un rapporto di 1:1, decorsi tre anni dalla data di assegnazione (*vesting period*) e per un massimo di cinque anni, a un prezzo pari alla media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati sul Mercato Telematico della Borsa Italiana S.p.A. nel mese precedente l'assegnazione o (dal 2005), se maggiore, al costo medio delle azioni in portafoglio rilevato il giorno precedente la data dell'assegnazione (*strike price*).

PIANO 2006-2008

Il piano di *stock option* 2006-2008 ha introdotto una condizione di *performance*. Al termine di ciascun periodo di *vesting* dall'assegnazione, il Consiglio di Amministrazione determinerà il numero di opzioni esercitabili, in percentuale compresa tra zero e 100, in funzione del posizionamento del *Total Shareholders' Return* (TSR) del titolo Snam Rete Gas rispetto a quello di sei *utilities* europee quotate operanti in mercati regolamentati. Le opzioni potranno essere esercitate dopo tre anni dall'assegnazione (*vesting period*) e per un periodo massimo di tre anni a un prezzo unitario corrispondente al maggiore tra la media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati sul Mercato Telematico della Borsa Italiana S.p.A. nel mese precedente

l'assegnazione e il costo medio delle azioni in portafoglio rilevato il giorno precedente la data dell'assegnazione (*strike price*). L'evoluzione dei piani di *stock option* in essere negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006 è la seguente:

	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2008			Esercizio chiuso al 31 dicembre 2007			Esercizio chiuso al 31 dicembre 2006		
	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio (Euro)	Prezzo di mercato (Euro)	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio (Euro)	Prezzo di mercato (Euro)	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio (Euro)	Prezzo di mercato (Euro)
Diritti esistenti al 1° gennaio	6.216.000	3,901	4,35	4.253.000	3,640	4,29	1.848.000	3,753	3,47
Nuovi diritti assegnati	2.235.000	4,222	4,22	2.326.500	4,322	4,32	2.597.500	3,542	3,48
Diritti esercitati nel periodo	(127.500)	3,530	4,09	(36.500)	3,545	4,58	(139.500)	3,248	3,65
Diritti scaduti nel periodo	(601.100)	3,897	4,36	-	-	-	(53.000)	3,907	3,53
Diritti esistenti al 31 dicembre	7.722.400	4,000	3,98	6.216.000	3,901	4,35	4.253.000	3,640	4,29
di cui: esercitabili al 31 dicembre	1.136.500	3,890		726.000	3,449	-	399.500	3,530	

(*) Il prezzo di mercato delle azioni afferenti i diritti assegnati, esercitati o scaduti nel periodo corrispondente alla media ponderata per il numero di azioni, dei loro valori di mercato (media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati sul Mercato Telematico Azionario, nel mese precedente: (i) la data della delibera di assegnazione del Consiglio di Amministrazione; (ii) la data di immissione nel conto titoli dell'assegnatario per l'emissione/trasferimento delle azioni; (iii) la data di recesso unilaterale del rapporto di lavoro per i diritti scaduti). Il prezzo di mercato delle azioni afferenti i diritti esistenti a inizio e fine periodo è puntuale al 31 dicembre.

Al 31 dicembre 2008 risultano in essere n. 7.722.400 opzioni per l'acquisto di n. 7.722.400 azioni ordinarie Snam Rete Gas del valore nominale di Euro 1,00. Le opzioni si riferiscono all'assegnazione 2003 per n. 207.500 azioni con un prezzo di esercizio di Euro 3,246, all'assegnazione 2004 per n. 391.000 azioni con un prezzo di esercizio di Euro 3,53, all'assegnazione 2005 per n. 538.000 azioni con un prezzo di esercizio di Euro 4,399, all'assegnazione 2006 per n. 2.267.300 azioni con un prezzo di esercizio di Euro 3,542, all'assegnazione 2007 per n. 2.083.600 azioni con un prezzo di esercizio di Euro 4,322 e per n. 2.235.000 azioni all'assegnazione 2008 con un prezzo di esercizio di Euro 4,222.

Al 31 dicembre 2008 la vita media residua delle opzioni è di 2,5 anni per il piano 2003, 3,6 anni per il piano 2004, 4,6 anni per il piano 2005, 3,6 anni per il piano 2006, 4,6 anni per il piano 2007 e 5,6 anni per il piano 2008.

Al 31 dicembre 2007 risultano in essere n. 6.216.000 opzioni per l'acquisto di n. 6.216.000 azioni ordinarie Snam Rete Gas del valore nominale di Euro 1,00. Le opzioni si riferiscono all'assegnazione 2003 per n. 207.500 azioni con un prezzo di esercizio di Euro 3,246, all'assegnazione 2004 per n. 518.500 azioni con un prezzo di esercizio di Euro 3,53, all'assegnazione 2005 per n. 566.000 azioni con un prezzo di esercizio di Euro 4,399, all'assegnazione 2006 per n. 2.597.500 azioni con un prezzo di esercizio di Euro 3,542 e all'assegnazione 2007 per n. 2.326.500 azioni con un prezzo di esercizio di Euro 4,322.

Al 31 dicembre 2007 la vita media residua delle opzioni è di 3,5 anni per il piano 2003, 4,6 anni per il piano 2004, 5,6 anni per il piano 2005, 4,6 anni per il piano 2006 e 5,6 anni per il piano 2007.

Al 31 dicembre 2006 risultano in essere n. 4.253.000 opzioni per l'acquisto di n. 4.253.000 azioni ordinarie Snam Rete Gas del valore nominale di Euro 1,00. Le opzioni si riferiscono all'assegnazione 2003 per n. 399.500 azioni con un prezzo di esercizio di Euro 3,246, all'assegnazione 2004 per n. 621.000 azioni con un prezzo di esercizio di Euro 3,53, all'assegnazione 2005 per n. 635.000 azioni con un prezzo di esercizio di Euro 4,399, all'assegnazione 2006 per n. 2.597.500 azioni con un prezzo di esercizio di Euro 3,542.

Al 31 dicembre 2006 la vita media residua delle opzioni è di 4,6 anni per il piano 2003, 5,6 anni per il piano 2004, 6,6 anni per il piano 2005 e 5,6 anni per il piano 2006.

Il *fair value* unitario delle opzioni assegnate nel 2003, nel 2004, nel 2005, nel 2006, nel 2007 e nel 2008 era rispettivamente di Euro 0,4206, 0,174, 0,382, 0,256, 0,4254 e 0,6487 per azione ed è stato determinato utilizzando le seguenti assunzioni:

	Al 31 dicembre					
	2003	**2004**	**2005**	**2006**	**2007**	**2008**
Tasso d'interesse privo di rischio (%)	3,54	4,20	3,15	4,01	4,70	5,02
Durata (anni)	8	8	8	6	6	6
Volatilità implicita (%)	20,02	11,27	14,88	14,39	15,39	20,73
Dividendi attesi (%)	4,80	5,64	4,55	5,05	5,04	5,43

Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni di Eni

Risultano in essere piani di incentivazione dei dirigenti con azioni di Eni, per quanto riguarda Italgas e Stogit. L'ammontare complessivo dei costi iscritti ammontano a Euro 1 milione, Euro 1 milione ed Euro 2 milioni, per gli esercizi 2008, 2007 e 2006. In considerazione della scarsa significatività, non si è ritenuto necessario fornire informativa in tal senso.

Compensi spettanti ai Key management personnel

I compensi spettanti ai soggetti che hanno il potere e la responsabilità della pianificazione, direzione e controllo del Nuovo Gruppo Snam Rete Gas, e quindi gli amministratori esecutivi e non, i direttori generali e i dirigenti con responsabilità strategica (cd. *Key management personnel*) ammontano a Euro 9 milioni per ciascuno degli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006 e si analizzano come segue:

(milioni di Euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre		
	2008	**2007**	**2006**
a) Benefici a breve Termine (salari e stipendi)	8	8	7
b) Benefici successivi al rapporto di lavoro	-	-	2
c) Altri benefici a lungo termine	-	1	-
d) Indennità per la cessazione del rapporto di lavoro	1	-	-
Compensi spettanti ai *Key management personnel*	**9**	**9**	**9**

Compensi spettanti agli amministratori e ai sindaci[33]

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a Euro 3,3 milioni, Euro 3,2 milioni, Euro 2,9 milioni rispettivamente per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006. I compensi spettanti ai sindaci ammontano a Euro 0,1 milioni, per tutti e tre gli esercizi di riferimento. I compensi comprendono gli emolumenti e ogni altra somma avente natura retributiva, previdenziale e assistenziale dovuta per lo

[33] Si tratta di compensi agli amministratori e sindaci della Snam Rete Gas, per le funzioni e le attività svolte dagli stessi in Snam Rete Gas e nelle società del Nuovo Gruppo Snam Rete Gas.

svolgimento della funzione di amministratore o sindaco nella Snam Rete Gas o nelle società incluse nei Bilanci Aggregati che abbiano costituito un costo.

Ammortamenti e svalutazioni

Gli ammortamenti e svalutazioni per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006 si analizzano come segue:

(milioni di Euro)	Esercizi chiusi al 31 dicembre		
	2008	**2007**	**2006**
Immobili, impianti e macchinari	641	630	632
Attività immateriali	50	52	58
Ammortamenti e svalutazioni	**691**	**682**	**690**

Un'analisi più approfondita degli ammortamenti è riportata nella nota 8, Immobili, impianti e macchinari e nota 10, Attività immateriali.

(29) *Oneri (proventi) finanziari e Strumenti derivati*

Proventi finanziari

I proventi finanziari per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006 sono dettagliabili come segue:

(milioni di Euro)	Esercizi chiusi al 31 dicembre		
	2008	**2007**	**2006**
Interessi attivi su crediti commerciali e altri crediti	3	13	3
Proventi finanziari connessi all'attualizzazione	10	10	8
Proventi finanziari	**13**	**23**	**11**

Oneri finanziari

Gli oneri finanziari per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006 sono dettagliabili come segue:

(milioni di Euro)	Esercizi chiusi al 31 dicembre		
	2008	**2007**	**2006**
Interessi su passività finanziarie	366	284	192
Oneri finanziari connessi all'attualizzazione	18	15	9
Altri oneri finanziari	6	4	2
A dedurre:			
- incrementi per lavori interni	(36)	(21)	(15)
Oneri finanziari	**354**	**282**	**188**

Gli interessi su passività finanziarie riguardano quasi interamente gli interessi su finanziamenti ricevuti da Eni. L'incremento del saldo, nei tre esercizi, deriva dall'incremento sia dell'indebitamento finanziario netto medio, sia dall'incremento dei tassi di interesse nei periodi di riferimento.

La voce "oneri finanziari connessi all'attualizzazione" riguarda principalmente l'incremento dei fondi rischi e oneri determinati sulla base del valore attualizzato dei costi che si prevede di sostenere nonché le revisioni di stima connesse a cambiamenti dei tassi di interessi.

Strumenti derivati

Gli effetti a conto economico derivanti dagli Strumenti Derivati per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006 sono dettagliabili come segue:

(milioni di Euro)	Esercizi chiusi al 31 dicembre		
	2008	**2007**	**2006**
Proventi su contratti derivati:			
- Differenza di interessi maturati nell'esercizio	29	17	1
Oneri su contratti derivati:			
- differenziali di interessi maturati nell'esercizio	-	(2)	(17)
- Adeguamento al *fair value*	(2)	(1)	(3)
Strumenti derivati	**27**	**14**	**(19)**

L'andamento degli Strumenti derivati dipende, quasi esclusivamente, dall'andamento dei tassi di interesse di mercato. Tutti i contratti derivati in essere al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006 sono stati stipulati con Eni.

(30) *Oneri (proventi) su partecipazioni*

Gli Oneri e proventi su partecipazioni per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006 sono dettagliabili come segue:

(milioni di Euro)	Esercizi chiusi al 31 dicembre		
	2008	**2007**	**2006**
Proventi derivanti da valutazione a patrimonio netto delle partecipazioni	29	16	29
Plusvalenza cessione Napoletanagas Clienti S.p.A.	-	54	-
Plusvalenza cessione Gas Brasiliano Distribuidora S.A.	-	4	-
Plusvalenza cessione Fiorentina Gas S.p.A.	-	-	13
Provenienti su partecipazioni	**29**	**74**	**42**
Oneri derivanti da valutazione a patrimonio netto delle partecipazioni	-	(4)	-
Svalutazione Inversora del Aconcagua S.A.	-	(4)	-
Oneri su partecipazioni	**0**	**(8)**	**0**

I proventi derivanti dalla valutazione di partecipazioni a patrimonio netto sono di seguito ulteriormente dettagliati:

(milioni di Euro)	Esercizi chiusi al 31 dicembre		
	2008	**2007**	**2006**
A.E.S. S.p.A.	22	15	18
Toscana Energia S.p.A.	6	-	11
ACAM Gas S.p.A.	1	1	-
Totale	**29**	**16**	**29**

Gli oneri derivanti da valutazione di partecipazioni a patrimonio netto del 2007 si riferiscono alla società Toscana Energia S.p.A..

(31) *Imposte sul reddito*

Le imposte sul reddito per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006 sono dettagliabili come segue:

(milioni di Euro)	**Esercizi chiusi al 31 dicembre**		
	2008	**2007**	**2006**
Imposte correnti:			
- Ires	389	533	484
- Irap	103	101	89
Imposte differite e (anticipate)	(103)	(84)	(76)
Utilizzo fondo imposte esuberante	-	(204)	-
Imposte sul reddito	**389**	**346**	**497**

L'utilizzo fondo imposte esuberante, pari a Euro 204 milioni per l'esercizio 2007, si riferisce al provento netto derivante dall'adeguamento delle imposte anticipate e delle imposte differite resosi necessario a seguito della riduzione delle aliquote IRES e IRAP introdotta dalla Legge 244/07 "Finanziaria 2008".

L'analisi della differenza tra l'aliquota teorica e aliquota effettiva è la seguente:

	Esercizi chiusi al 31 dicembre								
		2008			**2007**			**2006**	
(milioni di Euro)	**Importo**	**Aliquota**	**Imposta**	**Importo**	**Aliquota**	**Imposta**	**Importo**	**Aliquota**	**Imposta**
Utile prima delle imposte	**1.233**	**27,50%**	**339**	**1.394**	**33,00%**	**460**	**1.234**	**33,00%**	**407**
Utile operativo	1.518			1.573			1.388		
- Costi per il personale	257			264			298		
- Capitalizzazioni	176			146			119		
- Altro	-			1			(3)		
Utile operativo rettificato (1)	1.951	3,90%	76	1.984	4,25%	84	1.802	4,25%	76
Aliquota teorica (2)		**33,6%**	**415**		**39,0%**	**544**		**39,2%**	**483**
Effetto delle variazioni in aumento (diminuzione) rispetto all'aliquota teorica									
- Utilizzo fondo imposte differite esuberante			-			(204)			-
- Variazione delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto			(8)			(4)			(10)
- Oneri non deducibili			10			15			18
- Altre variazioni			(28)			(5)			6
Aliquota effettiva		**31,6%**	**389**		**24,8%**	**346**		**40,3%**	**497**

(1) L'utile operativo è rettificato dei seguenti importi: costo del personale; capitalizzazione relative al costo del lavoro e oneri finanziari.

(2) L'aliquota teorica è determinata rapportando le imposte Ires e Irap all'utile prima delle imposte.

(32) *Utile per azione*

L'utile per azione semplice è determinato dividendo l'utile netto per il numero medio ponderato delle azioni di Snam Rete Gas in circolazione durante l'anno, escluse le azioni proprie.

Ai fini di una corretta comparazione dell'utile per azione, il numero delle azioni in circolazione degli esercizi messi a confronto tiene conto delle azioni emesse a titolo gratuito. Pertanto il numero delle azioni emesse a titolo gratuito nel 2008 (n. 39.100 azioni) e nel 2007 (n. 66.000 azioni) è portato in aumento del numero delle azioni in circolazione rispettivamente nell'esercizio 2007 e 2006. Sulla base di questo criterio il numero medio ponderato delle azioni in circolazione è di 1.906.462.303, di 1.773.225.660 e di 1.760.950.667 rispettivamente negli esercizi 2006, 2007 e 2008.

L'utile per azione diluito è determinato dividendo l'utile netto per il numero medio ponderato delle azioni in circolazione nel periodo, escluse le azioni proprie, incrementato del numero di azioni che potenzialmente potrebbero aggiungersi a quelle in circolazione per effetto dell'assegnazione o cessione di azioni proprie in portafoglio a fronte dei piani di *stock option* e di *stock grant*.

Nei periodi di riferimento non si sono registrate differenze tra il numero di azioni da utilizzare per il conteggio dell'utile base e utile diluito tali da influire significativamente sull'utile diluito per azione.

(33) *Informativa per settore di attività e area geografica*

Snam Rete Gas è il principale operatore italiano per il trasporto di gas naturale, nonché, alla data di approvazione del presente documento, l'unico operatore italiano attivo nella rigassificazione del GNL, attraverso la controllata GNL Italia.

A seguito delle Acquisizioni, il Nuovo Gruppo Snam Rete Gas svolgerà anche le attività di stoccaggio e di distribuzione del gas naturale, divenendo, pertanto un unico operatore integrato a presidio delle attività regolate del settore gas in Italia ed un operatore di assoluta rilevanza in Europa.

Nella tabella che segue vengono riportate le principali informazioni di conto economico e stato patrimoniale per i tre settori in cui il Nuovo Gruppo Snam Rete Gas opera per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006.

(milioni di Euro)	**Esercizio chiuso al 31 dicembre 2008**				
	Trasporto e rigassificazione	**Stoccaggio**	**Distribuzione**	**Elisioni**	**Totale**
Ricavi della gestione caratteristica	1.902	304	781	(22)	2.965
Altri ricavi e proventi	8	1	71	-	80
Acquisti, prestazioni di servizi, costi diversi e costo lavoro	(399)	(68)	(391)	22	(836)
Ammortamenti e svalutazioni	(489)	(64)	(138)	-	(691)
Utile operativo	1.022	173	323	-	1.518
Risultato netto	530	83	231	-	844
Attività correnti	635	384	887	(2)	1.904
Attività non correnti	10.592	2.267	3.803	-	16.662
Passività correnti	1.630	561	1.410	(2)	3.599
Passività non correnti	6.024	1.154	1.180	-	8.358
Investimenti in immobili, impianti e macchinari e attività immateriali	1.044	268	288	-	1.600

(milioni di Euro)	**Esercizio chiuso al 31 dicembre 2007**				
	Trasporto e rigassificazione	**Stoccaggio**	**Distribuzione**	**Elisioni**	**Totale**
Ricavi della gestione caratteristica	1.790	375	867	(22)	3.010
Altri ricavi e proventi	78	1	44	-	123
Acquisti, prestazioni di servizi, costi diversi e costo lavoro	(357)	(58)	(485)	22	(878)
Ammortamenti e svalutazioni	(489)	(63)	(130)	-	(682)
Utile operativo	1.022	255	296	-	1.573
Risultato netto	594	148	306	-	1.048
Attività correnti	638	426	870	(4)	1.930
Attività non correnti	10.062	2.049	3.701	-	15.812
Passività correnti	1.878	563	1.207	(4)	3.644
Passività non correnti	5.315	911	1.235	-	7.461
Investimenti in immobili, impianti e macchinari e attività immateriali	728	149	268	-	1.145

(milioni di Euro)	**Esercizio chiuso al 31 dicembre 2006**				
	Trasporto e rigassificazione	**Stoccaggio**	**Distribuzione**	**Elisioni**	**Totale**
Ricavi della gestione caratteristica	1.760	363	959	(24)	3.058
Altri ricavi e proventi	29	4	36	-	69
Acquisti, prestazioni di servizi, costi diversi e costo lavoro	(395)	(73)	(605)	24	(1.049)
Ammortamenti e svalutazioni	(483)	(68)	(139)	-	(690)
Utile operativo	911	226	251	-	1.388
Risultato netto	448	124	165	-	737
Attività correnti	571	429	957	(20)	1.937
Attività non correnti	9.812	1.977	3.655	-	15.444
Passività correnti	1.903	362	986	(20)	3.231
Passività non correnti	4.781	717	1.043	-	6.541
Investimenti in immobili, impianti e macchinari e attività immateriali	675	40	241	-	956

Si precisa che, ai fini della predisposizione dei Bilanci Aggregati per i tre esercizi di riferimento, si è proceduto ad aggregare l'attività di rigassificazione e l'attività di distribuzione di acqua rispettivamente con l'attività di trasporto e l'attività di distribuzione del gas. L'ammontare dei ricavi delle predette attività non risulta significativo rispetto all'ammontare complessivo dei ricavi dei Bilanci Aggregati.

Infine, si precisa che solo con riferimento all'esercizio del 2006 e i primi mesi del 2007, l'attività di distribuzione include anche l'attività di vendita di gas, svolta tramite l'allora controllata Napoletanagas Clienti S.p.A., società ceduta il 27 marzo 2007.

(34) *Rapporti con parti correlate*

Le operazioni compiute dal Nuovo Gruppo Snam Rete Gas con le parti correlate nel periodo 2006-2008 riguardano essenzialmente lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con la controllante Eni e con le altre imprese controllate dall'Eni nonché con l'Enel, società controllata dallo stato e le sue controllate.

Tutte le operazioni compiute nel triennio esaminato fanno parte dell'ordinaria gestione del Nuovo Gruppo Snam Rete Gas e sono regolate in base a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero

applicate fra due parti indipendenti e sono state compiute nell'interesse delle imprese del Nuovo Gruppo Snam Rete Gas.

Di seguito sono evidenziati gli ammontari dei rapporti di natura commerciale e diversa e di natura finanziaria posti in essere con le parti correlate per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006 ed è indicata la natura delle operazioni più rilevanti.

Rapporti commerciali e diversi

	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2008								
				Costi (*)			**Ricavi**		
(milioni di Euro)	**Crediti**	**Debiti**	**Garanzie**	**Beni**	**Servizi**	**Altro**	**Beni**	**Servizi**	**Altro**
Società controllante									
- Eni S.p.A.	508	185	32	163	53	4	73	1.802	49
Imprese collegate Nuovo Gruppo Snam Rete Gas									
- AES S.p.A.	1	3	-	-	-	-	-	(5)	-
- Toscana Energia S.p.A.	11	-	-	-	-	-	-	2	-
Imprese controllate dall'Eni									
- Saipem S.p.A.	-	45	-	-	57	-	-	-	-
- Serfactoring S.p.A.	-	15	-	-	-	-	-	-	-
- Padana Assicurazioni S.p.A.	-	-	-	-	1	-	-	-	-
- Eni Insurance Ltd.	-	-	-	-	4	-	-	-	2
- Eni Servizi S.p.A.	5	16	-	1	28	3	-	24	1
- Sofid S.p.A.	-	2	-	1	14	-	-	-	1
- Enicorporate University S.p.A.	-	-	-	-	1	-	-	-	-
- Syndial S.p.A.	-	1	-	-	-	-	-	-	-
- Trasmediterranean pipeline co. Ltd	2	-	-	-	-	-	-	1	-
- Saipem Energy Services S.p.A.	1	12	-	6	22	-	-	-	-
- Tecnomare	-	1	-	-	1	-	-	-	-
- Siba S.p.A.	-	1	-	-	2	-	-	-	-
- Altri (inferiori singolarmente al milione di euro)	6	2	-	1	3	2	-	2	3
Imprese possedute o controllate dallo stato									
- Gruppo Enel	49	2	-	-	2	-	-	330	-
- Altri	1	1	-	-	-	2	-	1	-
TOTALE GENERALE	**584**	**286**	**32**	**172**	**188**	**11**	**73**	**2.157**	**56**

(*) comprendono costi per beni e servizi destinati ad investimento.

	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2007								
				Costi (*)			Ricavi		
(milioni di Euro)	**Crediti**	**Debiti**	**Garanzie**	**Beni**	**Servizi**	**Altro**	**Beni**	**Servizi**	**Altro**
Società controllante									
- Eni S.p.A.	501	188	23	169	36	4	74	1.941	17
Imprese collegate Nuovo Gruppo Snam Rete Gas									
- Toscana Energia S.p.A.	13	0	-	-	-	-	-	2	-
- AES S.p.A.	1	2	-	-	-	-	-	(4)	1
Imprese controllate dall'Eni									
- Snamprogetti S.p.A.	-	31	-	-	38	-	-	-	-
- Serfactoring S.p.A.	-	36	-	-	-	-	-	-	-
- Padana Assicurazioni S.p.A.	-	3	-	-	6	-	-	-	-
- Eni Insurance Ltd.	-	-	-	-	4	-	-	-	4
- Eni Servizi S.p.A.	2	23	-	2	38	2	-	2	-
- Sofid S.p.A.	-	9	-	5	22	1	-	1	-
- Enicorporate University S.p.A.	-	-	-	-	1	-	-	-	-
- Syndial S.p.A.	-	1	-	-	-	-	-	-	-
- Trasmediterranean pipeline co. Ltd	2	-	-	-	-	-	-	2	-
- Agipfuel S.p.A.	-	-	-	1	-	-	-	-	-
- Engineering & Management	-	1	-	-	3	-	-	-	-
- Enipower S.p.A.	-	-	-	-	-	1	-	-	-
- Saipem Energy Service S.p.A.	-	10	-	6	23	-	-	-	-
- Tecnomare	-	-	-	-	1	-	-	-	-
- Siba S.p.A.	-	1	-	-	6	-	-	-	-
- Tigàz Rt.	2	-	-	-	-	-	-	-	1
- Altri (inferiori singolarmente al milione di euro)	6	-	-	-	-	1	1	2	6
Imprese possedute o controllate dallo stato									
Gruppo Anas	1	3	-	-	-	-	-	-	-
Gruppo Enel	54	13	-	-	4	-	-	297	-
Altri	-	-	-	-	-	2	-	-	-
TOTALE GENERALE	**582**	**321**	**23**	**183**	**182**	**11**	**75**	**2.243**	**29**

(*) comprendono costi per beni e servizi destinati ad investimento.

	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2006								
				Costi (*)			Ricavi		
(milioni di Euro)	**Crediti**	**Debiti**	**Garanzie**	**Beni**	**Servizi**	**Altro**	**Beni**	**Servizi**	**Altro**
Società controllante									
- Eni S.p.A.	516	250	1.032	272	35	4	9	2.002	10
Imprese collegate Nuovo Gruppo Snam Rete Gas									
- Toscana Energia S.p.A.	4	-	-	-	-	-	-	4	-
- AES S.p.A.	1	4	-	-	-	-	-	(6)	1
Imprese controllate dall'Eni									
- Snamprogetti S.p.A.	-	23	-	-	36	-	-	-	-
- Serfactoring S.p.A.	-	52	-	-	-	-	-	-	-
- Eni Servizi S.p.A.	-	14	-	1	28	2	-	-	-
- Sofid S.p.A.	-	4	-	3	27	1	-	-	-
- Padana assicurazioni S.p.A.	1	10	-	-	12	-	-	-	6
- Enipower S.p.A.	-	3	-	1	8	-	-	-	-
- Enipower trading S.p.A.	-	-	-	-	3	-	-	-	
- Eni Corporate University S.p.A.	-	-	-	-	1	-	-	-	-
- Syndial S.p.A.	-	1	-	-	-	-	-	-	-
- Trasmediterranean pipeline co. Ltd	-	-	-	-	-	-	-	1	-
- Enifin S.p.A.	-	-	14	-	-	1	-	-	1
- E&M Services S.p.A.	-	1	-	-	2	-	-	-	-
- Energy Maintenance Service S.p.A.	-	6	-	2	20	-	-	-	-
- Saipem	-	-	-	-	1	-	-	-	-
- Eni International BV	-	-	2	-	-	-	-	-	-
- EPA theassoliniki A.E.	-	-	-	-	-	-	-	-	1
- Fiorentina Gas	5	-	-	-	-	-	-	2	-
- Marino Lavori S.p.A.	-	-	-	-	2	-	-	-	-
- Siba S.p.A.	-	3	-	-	9	-	-	-	-
- Siciliana Gas Vendite S.p.A.	11	-	-	-	-	-	-	-	-
- Tigàz Rt.	1	-	-	-	-	-	-	-	1
- Altri (inferiori singolarmente al milione di euro)	4	2	-	-	-	2	1	1	2
Imprese collegate dell'ENI									
- Acam Clienti S.p.A.	1	-	-	-	-	-	-	1	-
Imprese possedute o controllate dallo stato									
- Gruppo Anas	-	3	-	-	-	-	-	-	-
- Gruppo Enel	25	2	-	-	3	-	-	278	-
- Gruppo FFSS	1	1	-	-	-	1	-	-	-
TOTALE GENERALE	**570**	**379**	**1.048**	**279**	**187**	**11**	**10**	**2.283**	**22**

(*) comprendono costi per beni e servizi destinati ad investimento.

Società controllante

I rapporti con la controllante Eni, riguardano principalmente il servizio regolato di trasporto e rigassificazione del gas naturale, le prestazioni di servizi di stoccaggio minerario, strategico e di modulazione, le prestazioni di vettoriamento del gas naturale, le prestazioni di servizi per la manutenzione e il controllo di impianti e servizi di gestione immobiliare e prestazioni di carattere informatico.

Inoltre, Eni provvede alla fornitura di gas naturale ed energia elettrica al Nuovo Gruppo Snam Rete Gas e servizi per la realizzazione dei sistemi informativi e di assistenza tecnico operativa.

Imprese controllate dall'Eni

I rapporti più significativi con le imprese controllate dell'Eni riguardano:

- Snamprogetti S.p.A./Saipem S.p.A. per i servizi di progettazione e supervisione lavori per la realizzazione di infrastrutture di trasporto del gas naturale, a seguito della fusione per incorporazione di Snamprogetti S.p.A. in Saipem S.p.A. avvenuta in data 1 ottobre 2008;
- Serfactoring S.p.A. per operazioni di factoring effettuate da fornitori del Nuovo Gruppo Snam Rete Gas;
- Eni Servizi S.p.A. che svolge servizi generali quali la manutenzione degli immobili, delle pertinenze e dei relativi impianti, servizi di trasporto, servizi sanitari, la ristorazione, la guardiania, l'approvvigionamento dei beni non strategici, la gestione accentrata degli archivi della Società e servizi di amministrazione del personale;
- Sofid S.p.A. che presta servizi contabili, amministrativi e finanziari;
- Padana Assicurazioni S.p.A. e Eni Insurance Ltd. con la quale ha in essere contratti a copertura dei rischi per danni al patrimonio, ai dipendenti o ai terzi;
- Enipower e Enipower trading S.p.A. per l'acquisto dell'energia elettrica;
- Eni Corporate University S.p.A. per servizi di formazione e selezione del personale;
- Saipem Energy Services S.p.A. per servizi di manutenzione impianto.

Rapporti con imprese collegate del Nuovo Gruppo Snam Rete Gas

I principali rapporti commerciali attivi che il Nuovo Gruppo Snam Rete Gas intrattiene, riguardano prestazioni di carattere informatico a Toscana Energia S.p.A. e A.E.S. S.p.A., per ammontari non significativi.

I principali rapporti passivi si riferiscono a rapporti di natura commerciale con A.E.S. S.p.A., per ammontari non significativi.

Imprese possedute o controllate dallo Stato

I rapporti con le imprese possedute o controllate dallo Stato riguardano principalmente l'Enel S.p.A. e le sue controllate e sono relativi al trasporto di gas naturale.

Rapporti finanziari

(milioni di Euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2008					
	Crediti	**Altre Attività(*)**	**Debiti**	**Altre Passività(*)**	**Oneri (**)**	**Proventi (***)**
Società controllante						
- Eni S.p.A.	35	7	8.374	44	366	31
Imprese controllate dall'Eni						
- Sofid S.p.A.	1	-	1	-	-	-
TOTALE	**36**	**7**	**8.375**	**44**	**366**	**31**

(*) Riguardano le attività e le passività derivanti dalla valutazione dei contratti derivati.

(**) Comprendono gli oneri finanziari destinati ad investimento.

(***) L'importo comprende Euro 2 milioni relativi a oneri su strumenti finanziari derivati.

(milioni di Euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2007					
	Crediti	**Altre Attività(*)**	**Debiti**	**Altre Passività(*)**	**Oneri (**)**	**Proventi (***)**
Società controllante						
- Eni S.p.A.	49	78	7.640	6	285	20
Imprese controllate dall'Eni						
- Sofid S.p.A.	2	-	2	-	1	-
- Altre	-	-	-	-	-	1
Controllate dallo Stato						
Gruppo Poste Italiane	1	-	-	-	-	-
TOTALE	**52**	**78**	**7.642**	**6**	**286**	**21**

(*) Riguardano le attività e le passività derivanti dalla valutazione dei contratti derivati.

(**) Comprendono gli oneri finanziari destinati ad investimento.

(***) L'importo comprende Euro 3 milioni relativi a oneri su strumenti finanziari derivati.

(milioni di Euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2006					
	Crediti	**Altre Attività(*)**	**Debiti**	**Altre Passività(*)**	**Oneri (**)**	**Proventi (***)**
Società controllante						
- Eni S.p.A.	-	-	1	-	1	-
Imprese controllate dall'Eni						
- Enifin S.p.A.	34	56	5.989	15	207	1
- Sofid S.p.A.	2	-	11	-	1	-
TOTALE	**36**	**56**	**6.001**	**15**	**209**	**1**

(*) Riguardano le attività e le passività derivanti dalla valutazione dei contratti derivati.

(**) Comprendono gli oneri finanziari destinati ad investimento.

Società controllante

I rapporti con la controllante Eni S.p.A., riguardano i rapporti per la copertura dei fabbisogni finanziari e all'impiego della liquidità, nonché alla copertura dei rischi di tasso d'interesse, tramite l'utilizzo di contratti derivati.

Imprese controllate dall'Eni

I rapporti verso le imprese controllate dall'Eni riguardano la Sofid S.p.A., per i servizi bancari legati agli incassi e pagamenti e per i servizi di *leasing* aventi per oggetto fabbricati adibiti a centri di manutenzione e autovetture.

Incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulla situazione patrimoniale

L'incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulle voci di stato patrimoniale è indicata nella seguente tabella riepilogativa:

	Esercizi chiusi al 31 dicembre								
		2008			2007			2006	
(milioni di Euro)	**Totale**	**Entità Correlate**	**Incidenza %**	**Totale**	**Entità Correlate**	**Incidenza %**	**Totale**	**Entità Correlate**	**Incidenza %**
Disponibilità liquide ed equivalenti	64	34	53%	128	49	38%	118	33	28%
Attività finanziarie disponibili per la vendita	2	2	100%	2	2	100%	4	2	50%
Crediti commerciali e altri crediti	1.276	584	46%	1.299	582	45%	1.288	570	44%
Altre attività correnti	54	6	11%	27	23	85%	69	12	17%
Altre attività finanziarie	1	-	0%	1	1	100%	1	1	100%
Altre attività non correnti	10	1	10%	70	55	79%	48	44	92%
Debiti commerciali e altri debiti	1.469	286	19%	1.378	321	23%	1.360	379	28%
Altre passività correnti	58	25	43%	27	-	0%	45	6	13%
Altre passività non correnti	257	19	7%	174	6	3%	146	9	6%
Passività finanziarie a breve termine	2.040	2.040	100%	2.207	2.206	100%	1.773	1.759	99%
Passività finanziarie a breve lungo	6.336	6.335	100%	5.437	5.436	100%	4.245	4.242	100%

L'incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulle voci di conto economico è indicata nella seguente tabella riepilogativa:

	Esercizi chiusi al 31 dicembre								
		2008			2007			2006	
(milioni di Euro)	**Totale**	**Entità Correlate**	**Incidenza %**	**Totale**	**Entità Correlate**	**Incidenza %**	**Totale**	**Entità Correlate**	**Incidenza %**
Ricavi della gestione caratteristica	2.965	2.230	75%	3.010	2.318	77%	3.058	2.293	75%
Altri ricavi e proventi	80	56	70%	123	29	23%	69	22	32%
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(579)	(317)	55%	(614)	(227)	37%	(751)	(441)	59%
Costo lavoro	(257)	4	(2%)	(264)	7	-3%	(298)	5	(2%)
Proventi finanziari	13	2	18%	23	4	17%	11	1	9%
Oneri finanziari	(354)	(341)	97%	(282)	(265)	94%	(188)	(175)	93%
Strumenti derivati	27	27	100%	14	14	100%	(19)	(19)	100%
Proventi da partecipazione	29	29	100%	74	74	100%	42	42	100%
Oneri da partecipazione	-	-	-	(8)	(8)	100%	-	-	-

Le operazioni con parti correlate sono avvenute in base a condizioni di mercato, cioè a condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti.

I principali flussi finanziari con parti correlate sono indicati nella tabella seguente:

	Esercizi chiusi al 31 dicembre								
		2008			2007			2006	
(milioni di Euro)	**Totale**	**Entità Correlate**	**Incidenza %**	**Totale**	**Entità Correlate**	**Incidenza %**	**Totale**	**Entità Correlate**	**Incidenza %**
Flusso di cassa da attività di esercizio	1.532	1.698	110,8%	1.386	1.965	141,8%	1.783	1.980	111,0%
Flusso di cassa da attività di investimento	(1.529)	(126)	8,2%	(941)	(114)	12,1%	(792)	(78)	9,8%
Flusso di cassa da attività di finanziamento	(67)	115	-171,6%	(435)	129	-29,7%	(967)	(301)	31,1%

(35) *Eventi ed operazioni significative non ricorrenti*

Si riportano di seguito, per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006, gli eventi e le operazioni significative non ricorrenti.

Anno 2008

Gli eventi e le operazioni significative non ricorrenti rilevate nel corso dell'esercizio 2008 hanno riguardato l'iscrizione di oneri per l'incentivazione all'esodo del personale dipendente per un ammontare di Euro 11 milioni.

Conseguentemente, gli effetti fiscali connessi con la precitata operazione non ricorrente ammontano a Euro 3 milioni.

Anno 2007

Gli eventi e le operazioni significative non ricorrenti rilevate nel corso dell'esercizio 2007 hanno riguardato:

- l'iscrizione di un provento, pari a Euro 81 milioni, comprensivo di interessi per Euro 10 milioni, connesso al rimborso da parte della regione Sicilia delle somme versate nel 2002 alla regione per il tributo regionale sulla proprietà dei gasdotti, poi dichiarato illegittimo;
- il rilascio del fondo spese e rischi futuri per Euro 68 milioni stanziato nel 2006 a seguito di presunte penalità di superamento della portata massima giornaliera relative all'anno termico 2005 – 2006, nell'ambito dell'attività di stoccaggio;
- l'iscrizione della plusvalenza di Euro 54 milioni relativa alla cessione della partecipazione totalitaria in Napoletanagas Clienti S.p.A. ad Eni;
- l'iscrizione di un provento pari a Euro 12 milioni relativo alla modifica dell'istituto del Trattamento di Fine Rapporto (TFR) a seguito dell'entrata in vigore delle disposizioni della Legge Finanziaria 2007;
- l'iscrizione di oneri per l'incentivazione all'esodo del personale dipendente per un ammontare di Euro 23 milioni.

Conseguentemente, gli effetti fiscali connessi con le precitate operazioni non ricorrenti ammontano ad Euro 53 milioni.

Anno 2006

Gli eventi e le operazioni significative non ricorrenti rilevate nel corso dell'esercizio 2006 hanno riguardato:

- l'iscrizione di un provento per Euro 19 milioni derivante dall'esito favorevole di un contenzioso verso terzi;
- l'iscrizione di oneri per l'incentivazione all'esodo del personale dipendente per un ammontare di Euro 25 milioni a seguito di un accordo sindacale sottoscritto nell'esercizio 2006;
- l'iscrizione di un provento per Euro 1 milione connesso alla cessione di immobili, impianti e macchinari.

Conseguentemente, gli effetti fiscali connessi con le precitate operazioni non ricorrenti ammontano ad Euro 1 milione.

(36) *Posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali*

Per gli esercizi chiusi la 31 dicembre 2008, 2007 e 2006 non si segnalano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

(37) *Altre informazioni*

A seguito della cessione da parte della società francese Suez S.A. (oggi GdF-Suez S.A. a seguito di fusione) della propria controllata belga Distrigaz, la controllante Eni, in base a intese preliminari con Italgas, ha concordato di cedere a Suez, unitamente ad altri *assets* nei settori gas ed elettrico, le attività di distribuzione di Italgas nell'area metropolitana di Roma. Il 29 maggio 2008 sono stati sottoscritti i relativi contratti preliminari, inclusi i termini di cessione delle attività di distribuzione gas di tale area metropolitana. Il contratto definitivo per la cessione dell'attività nell'area di Roma è stato stipulato fra Italgas e GdF-Suez il 30 ottobre 2008.

Oggetto della cessione è il ramo d'azienda relativo alla distribuzione gas nei comuni di Roma, Fiumicino, Ciampino, Marino, Grottaferrata, Rocca di Papa e Frascati, comprendente le reti di distribuzione (di lunghezza pari a circa 5.300 chilometri) ed i relativi impianti, circa 1,3 milioni di punti di riconsegna (pari a circa il 28% delle utenze servite), unitamente a circa 800 risorse umane a esso dedicate.

La cessione avverrà tramite il conferimento da parte di Italgas di tale ramo di azienda nella società Rete Gas Roma S.r.l. (appositamente costituita il 26 novembre 2008 con capitale sociale interamente detenuto da Italgas) ed il successivo trasferimento delle quote del capitale di tale società a GdF-Suez. Il prezzo stabilito, riferito al 31/12/2008, è pari a Euro 1.018 milioni.

Il trasferimento delle quote del capitale sociale di Rete Gas Roma S.r.l. a GdF-Suez è sospensivamente condizionato all'ottenimento del consenso al trasferimento della concessione di distribuzione, da parte del Comune di Roma, entro il termine massimo del 31 agosto 2009. Alla Data del Prospetto il conferimento da parte di Italgas di tale ramo di azienda nella società Rete Gas Roma S.r.l. non ha ancora avuto luogo poiché lo stesso avverrà solo nell'ipotesi in cui si verifichino tutte le condizioni previste nel contratto.

Il perfezionamento o il mancato perfezionamento dell'operazione non determinerà impatti sul corrispettivo pattuito per l'acquisto di Italgas da parte della Società.

Le attività e passività, nonché i costi e ricavi connessi al ramo di distribuzione di Italgas nell'area metropolitana di Roma, non sono stati esposti nei Bilanci Aggregati tra le "Attività non correnti destinate ad essere cedute" in considerazione delle condizioni sospensive alle quali la cessione è sottoposta e delle attività necessarie ancora da eseguire al fine di rendere le attività nette disponibili per la vendita.

(38) *Informativa sui corrispettivi di competenza della Società di revisione*

Le informazioni relative ai corrispettivi di competenza della Società di revisione per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008 e 2007, da quando tale informazione è divenuta obbligatoria, sono dettagliabili come segue:

(migliaia di Euro)	**Esercizio chiuso al 31 dicembre 2008**			
	Soggetto che ha erogato il servizio	**Compensi - Snam Rete Gas**	**Compensi - tutte le altre società**	**Totale**
Tipologia dei servizi				
Revisione contabile	PricewaterhouseCoopers S.p.A.	163	413	576
Servizi di attestazione ed altri servizi (*)	PricewaterhouseCoopers S.p.A.	374	428	802
Totale		**537**	**841**	**1.378**

(migliaia di Euro)	**Esercizio chiuso al 31 dicembre 2007**			
	Soggetto che ha erogato il servizio	**Compensi - Snam Rete Gas**	**Compensi - tutte le altre società**	**Totale**
Tipologia dei servizi				
Revisione contabile	PricewaterhouseCoopers S.p.A.	156	455	611
Servizi di attestazione ed altri servizi (*)	PricewaterhouseCoopers S.p.A.	348	280	628
Totale		**504**	**735**	**1.239**

(*) I servizi di attestazione ed altri servizi includono anche l'attestazione di conformità del bilancio di sostenibilità svolto da società appartenente al network PricewaterhouseCoopers.

I servizi di revisione contabile comprendono l'attività di revisione contabile annuale e semestrale, nonché le verifiche contabili svolte ai sensi dell'art. 155 comma 1 del D. Lgs. n. 58/1998.

I servizi di attestazione e gli altri servizi riguardano, prevalentemente, i servizi relativi all'attività di revisione del sistema di controllo interno ai fini degli adempimenti connessi al rispetto delle disposizioni del *Sarbanes Oxley Act* (in relazione agli adempimenti di Eni) ed i compensi relativi all'attività di attestazione e di revisione richiesta da specifiche delibere dell'AEEG. Rientrano in quest'ultima categoria, le verifiche dei rendiconti annuali di cui alla deliberazione n. 11/07 dell'AEEG, il parere ai sensi dell'art. 2433-*bis* del Codice Civile, l'attestazione dei ricavi ai sensi della deliberazione n. 166/05 e n. 178/05 dell'AEEG per Snam Rete Gas, e la revisione contabile dei conti annuali separati per attività e settori comuni ai sensi della Delibera dell'AEEG n. 11/07 per Stogit.

20.2 INFORMAZIONI *PRO-FORMA*

Premessa

Nel presente Capitolo è riportato il documento contenente lo stato patrimoniale consolidato *pro-forma* al 31 dicembre 2008 e il conto economico consolidato *pro-forma* per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008 del Gruppo Snam Rete Gas. Tale documento, approvato dal Consiglio di Amministrazione dell'Emittente in data 23 marzo 2009, è stato redatto ai fini di rappresentare gli effetti sulla situazione economica e patrimoniale relativi all'acquisizione da parte di Snam Rete Gas delle partecipazioni totalitarie in Stogit e in Italgas, i cui contratti di compravendita sono stati sottoscritti con Eni in data 12 febbraio 2009 (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 22, Paragrafi 22.2 e 22.3).

Tale documento è stato assoggettato a esame da parte della Società di Revisione, la quale ha emesso la propria relazione senza rilievi in data 23 marzo 2009, con riferimento alla ragionevolezza delle ipotesi adottate per la redazione dello stesso, alla correttezza della metodologia utilizzata, nonché alla correttezza dei criteri di valutazione e dei principi contabili utilizzati, di seguito riportata.

PRICEWATERHOUSECOOPERS

SNAM RETE GAS SPA

RELAZIONE SULL'ESAME DELLO STATO PATRIMONIALE CONSOLIDATO PRO-FORMA AL 31 DICEMBRE 2008 E SUL CONTO ECONOMICO CONSOLIDATO PRO-FORMA PER L'ESERCIZIO CHIUSO AL 31 DICEMBRE 2008 DEL GRUPPO SNAM RETE GAS

PRICEWATERHOUSECOOPERS

PricewaterhouseCoopers SpA

RELAZIONE SULL'ESAME DELLO STATO PATRIMONIALE CONSOLIDATO PRO-FORMA AL 31 DICEMBRE 2008 E SUL CONTO ECONOMICO CONSOLIDATO PRO-FORMA PER L'ESERCIZIO CHIUSO AL 31 DICEMBRE 2008 DEL GRUPPO SNAM RETE GAS

Al Consiglio di Amministrazione
Snam Rete Gas SpA

1. Abbiamo esaminato i prospetti relativi allo stato patrimoniale consolidato pro-forma al 31 dicembre 2008 e al conto economico consolidato pro-forma per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008 di Snam Rete Gas SpA e sua controllata (Gruppo Snam Rete Gas) corredati dalle relative note esplicative (di seguito congiuntamente i "Prospetti Consolidati Pro-forma").
   I Prospetti Consolidati Pro-forma derivano dai dati storici relativi:

   a) al bilancio consolidato del Gruppo Snam Rete Gas chiuso al 31 dicembre 2008 predisposto in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea ("IFRS"), approvato dal Consiglio di Amministrazione in data 11 marzo 2009;

   b) al bilancio consolidato contrattuale di Italgas SpA e sue controllate (Gruppo Italgas) chiuso al 31 dicembre 2008 predisposto in conformità agli IFRS, approvato dal Consiglio di Amministrazione di Italgas SpA in data 12 marzo 2009. Il bilancio consolidato contrattuale del Gruppo Italgas è stato redatto esclusivamente al fine di fornire le informazioni necessarie alla predisposizione dei documenti da includere nel prospetto informativo predisposto nell'ambito del progetto connesso all'offerta in opzione agli azionisti e ammissione a quotazione sul Mercato Telematico Azionario, gestito e organizzato da Borsa Italiana SpA, di azioni ordinarie di Snam Rete Gas SpA;

   c) al bilancio di esercizio di Stoccaggi Gas Italia SpA chiuso al 31 dicembre 2008, predisposto in conformità agli IFRS, approvato dal Consiglio di Amministrazione di Stoccaggi Gas Italia SpA in data 10 marzo 2009

   e dalle scritture di rettifica pro-forma applicate ai dati storici indicati ai precedenti punti a) ,b) e c) e da noi esaminate.

Sede legale e amministrativa: Milano 20149 Via Monte Rosa 91 Tel. 0277851 Fax 027785240 Cap. Soc. 3.754.400,00 Euro i.v., C.F. e P.IVA e Reg. Imp. Milano 12979880155 Iscritta al n. 43 dell'Albo Consob – Altri Uffici: **Bari** 70125 Viale della Repubblica 110 Tel. 0805429863 – **Bologna** 40122 Via delle Lame 111 Tel. 051526611 – **Brescia** 25123 Via Borgo Pietro Wuhrer 23 Tel. 0303697501 – **Firenze** 50129 Viale Milton 65 Tel. 055471747 – **Genova** 16121 Piazza Dante 7 Tel. 01029041 – **Napoli** 80121 Piazza dei Martiri 30 Tel. 08136181 – **Padova** 35138 Via Vicenza 4 Tel. 049873481 – **Palermo** 90141 Via Marchese Ugo 60 Tel. 091349737 – **Parma** 43100 Viale Tanara 20/A Tel. 0521242848 – **Roma** 00154 Largo Fochetti 29 Tel. 06570251 – **Torino** 10129 Corso Montevecchio 37 Tel. 011556771 – **Trento** 38100 Via Grazioli 73 Tel. 0461237004 - **Treviso** 31100 Viale Felissent 90 Tel. 0422696911 – **Trieste** 34125 Via Cesare Battisti 18 Tel. 0403480781 - **Udine** 33100 Via Poscolle 43 Tel. 043225789 – **Verona** 37122 Corso Porta Nuova 125 Tel.0458002561

PRICEWATERHOUSECOOPERS

Il bilancio consolidato del Gruppo Snam Rete Gas chiuso al 31 dicembre 2008 è stato da noi assoggettato a revisione contabile, a seguito della quale è stata emessa la relazione in data 23 marzo 2009.

Il bilancio consolidato contrattuale del gruppo Italgas chiuso al 31 dicembre 2008 è stato da noi assoggettato a revisione contabile, a seguito della quale è stata emessa la relazione in data 23 marzo 2009.

Il bilancio di esercizio di Stoccaggi Gas Italia SpA chiuso al 31 dicembre 2008 è stato da noi assoggettato a revisione contabile, a seguito della quale è stata emessa la relazione in data 20 marzo 2009.

I Prospetti Consolidati Pro-forma sono stati redatti sulla base delle ipotesi descritte nelle note esplicative, per riflettere retroattivamente gli effetti:

- della prospettata operazione di acquisizione da parte di Snam Rete Gas SpA delle partecipazioni totalitarie di Stoccaggi Gas Italia SpA e di Italgas SpA oggetto dell'accordo di compravendita datato 12 febbraio 2009 tra Snam Rete Gas SpA e ENI SpA (di seguito le "Acquisizioni");

- delle relative modalità di finanziamento tramite (i) i proventi netti rivenienti dall'aumento di capitale sociale di Snam Rete Gas SpA deliberato dall'Assemblea straordinaria del 17 marzo 2009 per un importo massimo di Euro 3.500 milioni e (ii) tramite il finanziamento che Eni SpA si è impegnata a erogare a Snam Rete Gas SpA sino ad un importo massimo di Euro 1.300 milioni.

2. I Prospetti Consolidati Pro-forma sono stati redatti ai fini dell'inclusione degli stessi nel prospetto informativo predisposto nell'ambito del progetto connesso all'offerta in opzione agli azionisti e ammissione a quotazione sul Mercato Telematico Azionario, gestito e organizzato da Borsa Italiana SpA, di azioni ordinarie di Snam Rete Gas SpA

L'obiettivo della redazione dei Prospetti Consolidati Pro-forma è quello di rappresentare, secondo criteri di valutazione coerenti con i dati storici e conformi alla normativa di riferimento, gli effetti sull'andamento economico e sulla situazione patrimoniale del Gruppo Snam Rete Gas delle Acquisizioni e delle modalità di finanziamento delle stesse, come se esse fossero virtualmente avvenute il 31 dicembre 2008 e, per quanto si riferisce ai soli effetti economici, il 1° gennaio 2008. Occorre tuttavia segnalare che qualora le Acquisizioni fossero realmente avvenute alla data ipotizzata, non necessariamente si sarebbero ottenuti gli stessi risultati qui rappresentati.

(2)

PRICEWATERHOUSECOOPERS

La responsabilità della redazione dei Prospetti Consolidati Pro-forma compete agli Amministratori di Snam Rete Gas SpA. E' nostra la responsabilità della formulazione di un giudizio professionale sulla ragionevolezza delle ipotesi adottate dagli Amministratori per la redazione dei Prospetti Consolidati Pro-forma e sulla correttezza della metodologia da essi utilizzata per l'elaborazione dei medesimi prospetti. Inoltre, è nostra la responsabilità della formulazione di un giudizio professionale sulla correttezza dei criteri di valutazione e dei principi contabili utilizzati.

3. Il nostro esame è stato svolto secondo i criteri raccomandati dalla CONSOB nella Raccomandazione n. DEM/1061609 del 9 agosto 2001 per la verifica dei dati pro-forma ed effettuando i controlli che abbiamo ritenuto necessari per le finalità dell'incarico conferitoci.

4. A nostro giudizio, le ipotesi di base adottate da Snam Rete Gas SpA per la redazione dei prospetti relativi allo stato patrimoniale consolidato pro-forma al 31 dicembre 2008 e al conto economico consolidato pro-forma per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008 del Gruppo Snam Rete Gas per le Acquisizioni sono ragionevoli e la metodologia utilizzata per l'elaborazione dei predetti prospetti è stata applicata correttamente per le finalità informative descritte in precedenza. Inoltre, riteniamo che i criteri di valutazione e i principi contabili utilizzati per la redazione dei medesimi prospetti siano corretti.

Milano, 23 marzo 2009

PricewaterhouseCoopers SpA

Marilena Cederna
(Revisore contabile)

(3)

STATO PATRIMONIALE CONSOLIDATO PRO-FROMA AL 31 DICEMBRE 2008 E CONTO ECONOMICO CONSOLIDATO *PRO-FORMA* PER L'ESERCIZIO CHIUSO AL 31 DICEMBRE 2008 DEL GRUPPO SNAM RETE GAS

1. Premessa

Questo documento presenta lo stato patrimoniale consolidato *pro-forma* al 31 dicembre 2008 e il conto economico consolidato *pro-forma* per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008 del Gruppo Snam Rete Gas, corredati dalle relative note esplicative (di seguito congiuntamente anche i "**Prospetti Consolidati *Pro-forma***"). I Prospetti Consolidati *Pro-forma* sono stati redatti ai fini dell'inclusione degli stessi nel prospetto informativo da redigersi nell'ambito dell'offerta in opzione agli azionisti e ammissione a quotazione sul Mercato Telematico Azionario, gestito e organizzato da Borsa Italiana S.p.A., di azioni ordinarie di Snam Rete Gas S.p.A. (di seguito anche "**Snam Rete Gas**" o la "**Società**").

I Prospetti Consolidati *Pro-forma* sono stati redatti in relazione alle operazioni di acquisizione (di seguito le "**Acquisizioni**") da parte di Snam Rete Gas delle partecipazioni totalitarie in Stoccaggi Gas Italia S.p.A. (di seguito "**Stogit**") e in Italgas S.p.A. (di seguito "**Italgas**"). I relativi contratti di acquisizione, sottoscritti con Eni S.p.A. in data 12 febbraio 2009 (di seguito anche i "**Contratti**"), prevedono che il perfezionamento delle compravendite avvenga entro e non oltre il 31 dicembre 2009. Come successivamente descritto in dettaglio, tali Acquisizioni verranno finanziate in parte mediante l'utilizzo dei proventi netti rivenienti dall'aumento di capitale sociale di Snam Rete Gas, e in parte mediante il finanziamento che Eni S.p.A. erogherà alla Società.

I Prospetti Consolidati *Pro-forma* sono stati predisposti al fine di simulare, secondo criteri di valutazione coerenti con quelli applicati dalla Società nella redazione del bilancio consolidato al 31 dicembre 2008 e conformi alla normativa di riferimento, gli effetti delle Acquisizioni (e delle operazioni previste per finanziare le stesse) sull'andamento economico e sulla situazione patrimoniale del Gruppo Snam Rete Gas, come se esse fossero virtualmente avvenute il 31 dicembre 2008 e, per quanto si riferisce ai soli effetti economici, il 1° gennaio 2008. Occorre tuttavia segnalare che qualora le Acquisizioni fossero realmente avvenute alla data ipotizzata, non necessariamente si sarebbero ottenuti gli stessi risultati qui rappresentati.

In ultimo, si segnala che i Prospetti Consolidati *Pro-forma*, di seguito riportati, non intendono in alcun modo rappresentare una previsione dei futuri risultati di Snam Rete Gas e non devono, pertanto, essere utilizzati in tal senso.

I Prospetti Consolidati *Pro-forma* devono essere letti congiuntamente al bilancio consolidato del Gruppo Snam Rete Gas per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008, approvato dal Consiglio di Amministrazione in data 11 marzo 2009, assoggettato a revisione contabile da parte di PricewaterhouseCoopers S.p.A., la quale ha emesso una relazione senza rilievi in data 23 marzo 2009.

Si segnala inoltre che sono disponibili al pubblico i seguenti documenti:

- bilancio consolidato contrattuale di Italgas, per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008, approvato dal Consiglio di Amministrazione in data 12 marzo 2009, assoggettato a revisione contabile da parte di PricewaterhouseCoopers S.p.A., la quale ha emesso una relazione senza rilievi in data 23 marzo 2009. Il bilancio consolidato contrattuale di Italgas al 31 dicembre 2008 è stato predisposto unicamente per adempiere ad obbligazioni contrattuali contenute negli accordi di compravendita datati 12 febbraio 2009, e per le finalità di redazione di tutti i documenti necessari alla predisposizione del prospetto informativo di Snam Rete Gas relativo all'aumento di capitale;

- progetto di bilancio di esercizio di Stogit, per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008, approvato dal Consiglio di Amministrazione in data 10 marzo 2009, assoggettato a revisione contabile da parte di PricewaterhouseCoopers S.p.A., la quale ha emesso una relazione senza rilievi in data 20 marzo 2009.

2. Ipotesi di base, principi contabili e assunzioni sottostanti la redazione dei Prospetti Consolidati *Pro-forma*

Conformemente alla metodologia di costruzione dei dati *pro-forma*, disciplinata dalla Comunicazione Consob n. DEM/1052803 del 5 luglio 2001, i Prospetti Consolidati *Pro-forma* sono stati redatti rettificando i dati storici al 31 dicembre 2008 del Gruppo Snam Rete Gas, desunti dal bilancio consolidato, predisposto in conformità agli *International Financial Reporting Standards* adottati dall'Unione Europea (di seguito gli "**IFRS**") alla medesima data, al fine di simulare i principali effetti patrimoniali, finanziari ed economici che potranno derivare dalle Acquisizioni.

Si segnala, tuttavia, che le informazioni contenute nei Prospetti Consolidati *Pro-forma* rappresentano, come precedentemente indicato, una simulazione dei possibili effetti che sarebbero potuti derivare dalle Acquisizioni, fornita a soli fini illustrativi. In particolare, poiché i dati *pro-forma* sono costruiti per riflettere retroattivamente gli effetti di operazioni successive, eseguite o proposte, nonostante il rispetto delle regole comunemente accettate e l'utilizzo di assunzioni ragionevoli, vi sono dei limiti connessi alla natura stessa dei dati *pro-forma*. Inoltre, in considerazione delle diverse finalità dei dati *pro-forma* rispetto a quelle dei bilanci storici e delle diverse modalità di calcolo degli effetti con riferimento alla situazione patrimoniale consolidata *pro-forma* e al conto economico consolidato *pro-forma*, questi ultimi due prospetti contabili vanno letti ed interpretati separatamente, senza ricercare collegamenti contabili tra gli stessi.

I principi contabili adottati per la predisposizione dei Prospetti Consolidati *Pro-forma*, laddove non specificatamente segnalato, sono gli stessi utilizzati per la redazione del bilancio consolidato relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008 del Gruppo Snam Rete Gas a cui si rimanda. Inoltre si è fatto riferimento ai principi contabili utilizzati per la predisposizione dei bilanci aggregati della Società, per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006, inclusivi dei dati consolidati di Italgas e di esercizio di Stogit alle medesime date. Tali bilanci aggregati sono stati redatti esclusivamente ai fini dell'inclusione degli stessi nel prospetto informativo predisposto ai fini dell'aumento di capitale e approvati dal Consiglio di Amministrazione della Società il 23 marzo 2009. A tal proposito, si veda quanto specificato nella successiva Nota F – Scritture derivanti dal consolidamento.

Si precisa che tutte le informazioni riportate nel presente documento sono espresse in milioni di Euro, salvo ove diversamente indicato.

3. Breve descrizione delle Acquisizioni e delle relative modalità di finanziamento

Descrizione

In data 12 febbraio 2009 Snam Rete Gas ha sottoscritto due contratti di compravendita con Eni, rispettivamente per l'acquisizione dell'intero capitale sociale di Italgas e Stogit, da perfezionarsi entro e non oltre il 31 dicembre 2009. La Società intende finanziarie tali Acquisizioni in parte mediante aumento di capitale riservato in opzione agli azionisti e per la restante parte mediante un finanziamento che verrà erogato da Eni S.p.A..

Contratti delle Acquisizioni

I prezzi delle Acquisizioni sono stati stabiliti in Euro 3.070 milioni con riferimento a Italgas ed Euro 1.650 milioni con riferimento a Stogit.

Tali prezzi saranno sottoposti a meccanismi di aggiustamento, comuni a entrambe le Acquisizioni, i principali dei quali sono di seguito riportati:

(i) incremento per interessi calcolati sui prezzi, pari ad un tasso annuo del 2,6% decorrenti dal 1 gennaio 2009 fino alla data di perfezionamento delle Acquisizioni;

(ii) diminuzione per i dividendi di competenza dell'esercizio 2008 che saranno distribuiti nel corso dei primi mesi dell'esercizio 2009 da Italgas e Stogit a Eni, in qualità di unico azionista, tenendo debitamente conto degli eventuali relativi oneri fiscali correlati alla distribuzione;

(iii) rettifica per la differenza tra il valore della posizione finanziaria netta definitiva al 31 dicembre 2008 di Italgas e Stogit e delle principali società in cui Italgas detiene partecipazioni rilevanti, tra cui le società collegate, valutate con il metodo del patrimonio netto, così come risultante dai bilanci approvati dai Consigli di Amministrazione, rispetto alla posizione finanziaria netta provvisoria, riferita alla medesima data, stimata in sede di sottoscrizione dei Contratti;

(iv) rettifica per la differenza fra il valore delle RAB provvisorie di Italgas, delle società del Gruppo Italgas, delle principali società in cui Italgas detiene partecipazioni rilevanti tra cui le società collegate, valutate con il metodo del patrimonio netto, e di Stogit stimate alla data di sottoscrizione dei Contratti e riferite, rispettivamente, al 31 dicembre 2007 ed al 31 dicembre 2008 e quello delle RAB definitive riferite alla medesima data, che saranno approvate dall'AEEG nel corso dell'esercizio 2009.

Per completezza di informativa, si evidenzia che i Contratti prevedono potenziali conguagli futuri per tener conto di eventuali plusvalori o minusvalori derivanti da talune attività di Stogit e Italgas. Tali potenziali conguagli non risultano determinare un impatto contabilmente rilevante per le finalità di predisposizione dei dati *pro-forma*.

Modalità di Finanziamento delle Acquisizioni

Si riporta di seguito una breve descrizione delle modalità attraverso le quali la Società intende finanziare le Acquisizioni:

(a) <u>Finanziamento Eni</u>

Eni ha garantito alla Società il proprio impegno irrevocabile a concedere alla stessa un finanziamento a medio-lungo termine entro la data del perfezionamento delle Acquisizioni per un importo massimo pari ad Euro 1.300 milioni, che la Società, sulla base delle informazioni ad oggi disponibili, intende utilizzare per la parte di prezzo delle Acquisizioni che non sarà finanziata dall'aumento di capitale previsto (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 22, Paragrafo 22.5).

Secondo quanto convenuto, tale finanziamento, il cui utilizzo è ad esclusiva facoltà di Snam Rete Gas, sarà suddiviso in due quote: (i) una quota a tasso fisso, e (ii) una quota a tasso variabile del costo annuo pari all'Euribor 3 mesi maggiorato di 260 basis points, ciascuna di un importo massimo di Euro 1.000 milioni, fatto salvo l'importo massimo complessivo di Euro 1.300 milioni.

Il finanziamento dovrà essere rimborsato il 28 gennaio 2016 in un'unica soluzione, fermo restando la facoltà di Snam Rete Gas di (i) estendere la durata di ulteriori 5 anni, sulla base delle condizioni di mercato prevalenti in quel momento, per un importo totale o parziale e (ii) di rimborsare anticipatamente il finanziamento in occasione di ogni pagamento di interessi, senza alcuna penale, ma con importi della tranche a tasso fisso valorizzati secondo il criterio del *mark-to-market*.

(b) Aumento di capitale

È previsto inoltre che le Acquisizioni siano finanziate attraverso un aumento di capitale della Società. L'assemblea straordinaria di Snam Rete Gas del 17 marzo 2009 ha attribuito al Consiglio di Amministrazione la facoltà di aumentare a pagamento, in una o più volte, in via scindibile, il capitale sociale entro e non oltre il 31 dicembre 2010, per un importo massimo di Euro 3,5 miliardi, mediante emissione di azioni ordinarie del valore nominale di Euro 1,00.

Eni S.p.A. si è impegnata irrevocabilmente a sottoscrivere per intero la quota di aumento di capitale di propria competenza.

4. Prospetti Consolidati *Pro-forma* e note di commento

Nei paragrafi seguenti sono riportati lo stato patrimoniale consolidati *pro-forma* al 31 dicembre 2008 e il conto economico consolidato *pro-forma* per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008. Le relative note di commento sono riportate nel paragrafo 4.3.

4.1 Stato patrimoniale consolidato *pro-forma* al 31 dicembre 2008

Nella seguente tabella sono rappresentate, per tipologia, le rettifiche *pro-forma* effettuate per rappresentare gli effetti significativi delle Acquisizioni sullo stato patrimoniale consolidato del Gruppo Snam Rete Gas al 31 dicembre 2008.

(milioni di Euro)	Stato patrimoniale consolidato del Gruppo Snam Rete Gas al 31 dicembre 2008	Stato patrimoniale consolidato del Gruppo Italgas al 31 dicembre 2008	Stato patrimoniale di Stogit al 31 dicembre 2008	Rettifiche *pro-forma* Acquisizioni	Aumento di Capitale	Scritture derivanti dal consolidamento	Stato patrimoniale consolidato *pro-forma* del Gruppo Snam rete Gas al 31 dicembre 2008
	(A)	(B)	(C)	(D)	(E)	(F)	
ATTIVITÀ							
Attività correnti							
Disponibilità liquide ed equivalenti	-	64	-	-	-	-	64
Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita	-	2	-	-	-	-	2
Crediti commerciali e altri crediti	452	786	40	-	-	(2)	1.276
Rimanenze	128	15	344	-	-	-	487
Attività per imposte sul reddito correnti	1	6	-	-	-	-	7
Attività per altre imposte correnti	2	12	-	-	-	-	14
Altre attività correnti	52	2	-	-	-	-	54
Totale attività correnti	**635**	**887**	**384**	**-**	**-**	**(2)**	**1.904**
Attività non correnti							
Immobili, impianti e macchinari	10.549	3.461	1.198	-	-	-	15.208
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	-	-	411	-	-	-	411
Attività immateriali	39	42	658	-	-	-	739
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	-	291	-	4.484	-	(4.484)	291
Altre partecipazioni	-	2	-	-	-	-	2
Altre attività finanziarie	1	-	-	-	-	-	1
Altre attività non correnti	3	7	-	-	-	-	10
Totale attività non correnti	**10.592**	**3.803**	**2.267**	**4.484**	**-**	**(4.484)**	**16.662**
Attività non correnti possedute per la vendita e gruppi di attività in dismissione posseduti per la vendita	-	3	-	-	-	-	3
TOTALE ATTIVITÀ	**11.227**	**4.693**	**2.651**	**4.484**	**-**	**(4.486)**	**18.569**
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO							
Passività correnti							
Passività finanziarie a breve termine	1.023	663	132	-	-	-	1.818
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	14	2	206	-	-	-	222
Debiti commerciali e altri debiti	536	723	212	-	-	(2)	1.469
Passività per imposte sul reddito correnti	1	4	6	-	-	-	11
Passività per altre imposte correnti	4	16	1	-	-	-	21
Altre passività correnti	52	2	4	-	-	-	58
Totale passività correnti	**1.630**	**1.410**	**561**	**-**	**-**	**(2)**	**3.599**
Passività non correnti							
Passività finanziarie a lungo termine	5.200	535	601	4.484	(3.469)	145	7.496
Fondi per rischi e oneri	51	112	486	-	-	-	649
Fondi per benefici ai dipendenti	29	74	4	-	-	-	107
Passività per imposte differite	487	459	63	-	(8)	-	1.001
Altre passività non correnti	257	-	-	-	-	-	257
Totale Passività non correnti	**6.024**	**1.180**	**1.154**	**4.484**	**(3.477)**	**145**	**9.510**
TOTALE PASSIVITÀ	**7.654**	**2.590**	**1.715**	**4.484**	**(3.477)**	**143**	**13.109**
Patrimonio netto							
Di competenza del gruppo	3.573	2.096	936	-	3.477	(4.629)	5.453
Di competenza di terzi azionisti	-	7	-	-	-	-	7
Totale patrimonio netto	**3.573**	**2.103**	**936**	**-**	**3.477**	**(4.629)**	**5.460**
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	**11.227**	**4.693**	**2.651**	**4.484**	**-**	**(4.486)**	**18.569**

4.2 Conto economico consolidato *pro-forma* per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008

Nella seguente tabella sono rappresentate, per tipologia, le rettifiche *pro-forma* effettuate per rappresentare gli effetti significativi delle Acquisizioni sul conto economico consolidato del Gruppo Snam Rete Gas per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008.

(milioni di Euro)	**Conto economico consolidato del Gruppo Snam Rete Gas per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008 (G)**	**Conto economico consolidato del Gruppo Italgas per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008 (H)**	**Conto economico di Stogit per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008 (I)**	**Rettifiche *pro-forma* Acquisizioni (L)**	**Scritture derivanti dal consolidamento (M)**	**Conto economico consolidato *pro-forma* del Gruppo Snam rete Gas**
RICAVI						
Ricavi della gestione caratteristica	1.902	781	304		(22)	2.965
Altri ricavi e proventi	8	71	1			80
Totale Ricavi	**1.910**	**852**	**305**	**0**	**(22)**	**3.045**
COSTI OPERATIVI						
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(294)	(254)	(53)		22	(579)
Costo lavoro	(105)	(137)	(15)			(257)
Ammortamenti e svalutazioni	(489)	(138)	(64)			(691)
Utile Operativo	**1.022**	**323**	**173**	**0**	**0**	**1.518**
(ONERI) PROVENTI FINANZIARI						
Proventi finanziari	2	10	1			13
Oneri finanziari	(255)	(50)	(49)	(54)		(408)
Strumenti derivati	27	0	0			27
Totale (oneri) e proventi finanziari	**(226)**	**(40)**	**(48)**	**(54)**	**0**	**(368)**
(ONERI) PROVENTI SU PARTECIPAZIONI						
Proventi su partecipazioni	0	29	-			29
Oneri su partecipazioni	0	0	-			0
Totale (oneri) e proventi su partecipazioni	**0**	**29**	**0**	**0**	**0**	**29**
UTILE PRIMA DELLE IMPOSTE	**796**	**312**	**125**	**(54)**	**0**	**1.179**
Imposte sul reddito	(266)	(81)	(42)	15		(374)
UTILE NETTO	**530**	**231**	**83**	**(39)**	**0**	**805**
- di competenza del Gruppo	530	228	83	(39)	0	802
- di competenza di terzi azionisti	-	3	-	-	-	3

4.3 Note di commento

Di seguito sono riportati i commenti relativi alle modalità di predisposizione dei Prospetti Consolidati *Pro-forma* e alle rettifiche *pro-forma*.

(A) *Stato patrimoniale consolidato del Gruppo Snam Rete Gas al 31 dicembre 2008*

La colonna in oggetto include lo stato patrimoniale consolidato al 31 dicembre 2008 del Gruppo Snam Rete Gas, così come estratto dal bilancio consolidato per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008, approvato dal Consiglio di Amministrazione della Società in data 11 marzo 2009, assoggettato a revisione contabile da parte di PricewaterhouseCoopers S.p.A., la quale ha emesso la propria relazione senza rilievi in data 23 marzo 2009.

(B) *Stato patrimoniale consolidato del Gruppo Italgas al 31 dicembre 2008*

La colonna in oggetto include lo stato patrimoniale consolidato al 31 dicembre 2008 del Gruppo Italgas, così come estratto dal bilancio consolidato contrattuale per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008, approvato dal

Consiglio di Amministrazione di Italgas in data 12 marzo 2009. Il bilancio consolidato di Italgas al 31 dicembre 2008 è stato predisposto unicamente per adempiere ad obbligazioni contrattuali contenute negli accordi di compravendita datati 12 febbraio 2009, e per le finalità di redazione di tutti documenti necessari alla predisposizione del prospetto informativo di Snam Rete Gas relativo all'aumento di capitale. Tale bilancio è stato assoggettato a revisione contabile da PricewaterhouseCoopers S.p.A., la quale ha emesso la propria relazione senza rilievi in data 23 marzo 2009.

(C) *Stato patrimoniale di Stogit al 31 dicembre 2008*

La colonna in oggetto include lo stato patrimoniale al 31 dicembre 2008 di Stogit, così come estratto dal progetto di bilancio di esercizio per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008, approvato dal Consiglio di Amministrazione di Stogit in data 10 marzo 2009. Tale bilancio è stato assoggettato a revisione contabile da parte di PricewaterhouseCoopers S.p.A., la quale ha emesso la propria relazione senza rilievi in data 20 marzo 2009.

(D) *Acquisizioni*

Nella colonna in oggetto sono evidenziati gli effetti contabili *pro-forma* connessi alla rilevazione del costo di acquisto complessivo sostenuto per le Acquisizioni. Di seguito si riporta la modalità di calcolo del costo delle Acquisizioni, pari a Euro 2.893 milioni con riferimento a Italgas ed Euro 1.591 milioni con riferimento a Stogit, secondo quanto descritto nel precedente paragrafo 3, "Breve descrizione delle Acquisizioni e delle relative modalità di finanziamento".

In particolare, come descritto al punto (i) del precedente paragrafo 3, al prezzo base previsto dai Contratti, pari a Euro 3.070 milioni per Italgas ed Euro 1.650 milioni per Stogit, sono stati aggiunti gli interessi calcolati fino alla data stimata di perfezionamento delle Acquisizioni, ipotizzata ai fini del presente esercizio al 30 giugno 2009 (rispettivamente Euro 40 milioni ed Euro 21 milioni). Tale data è stata ipotizzata dagli amministratori tenendo conto delle informazioni disponibili alla data di approvazione del presente documento, nonché della tempistica necessaria per il perfezionamento delle Acquisizioni e dell'Aumento di Capitale.

Inoltre, come descritto al punto (ii) del precedente paragrafo 3, i prezzi delle Acquisizioni sono stati diminuiti per i dividendi la cui distribuzione è stata proposta dai rispettivi consigli di amministrazione di Italgas e Stogit che hanno approvato il progetto di bilancio 2008 (Euro 219 milioni per Italgas ed Euro 82 milioni per Stogit), ancorché non ancora deliberata dalle rispettive assemblee degli azionisti.

Con riferimento alla variazione dei valori della posizione finanziaria netta, come descritto al punto (iii), del precedente paragrafo 3, si segnala che attualmente non si ha evidenza di informazioni né sono emerse differenze significative tra i valori provvisori e i valori definitivi disponibili della stessa. Si precisa, tuttavia, che alla data di approvazione del presente documento i consigli di amministrazione delle società AES Torino S.p.A. e Toscana Energia S.p.A., società collegate di Italgas, non hanno ancora approvato i rispettivi bilanci di esercizio. Ai fini del presente esercizio di pro formazione, per le precitate società, è stata pertanto assunta la posizione finanziaria netta provvisoria, ritenendo non significativo l'eventuale scostamento con la posizione finanziaria netta definitiva che risulterà dai progetti di bilancio di tali società.

Per quanto riguarda la differenza dei valori della RAB, come descritto al punto (iv), del precedente paragrafo 3, alla data di approvazione del presente documento l'AEEG non ha ancora approvato i valori definitivi della RAB al 31 dicembre 2007 per Italgas e le società del Gruppo Italgas e della RAB al 31 dicembre 2008 per

Stogit. Pertanto, con riferimento a tale aspetto, ai fini del presente esercizio contabile non si è proceduto ad alcuna variazione del prezzo delle Acquisizioni.

Ai fini dell'esercizio contabile di pro formazione, non si è tenuto conto dei meccanismi connessi ai futuri eventuali conguagli previsti dai Contratti relativamente agli eventuali plusvalori che in futuro potrebbero emergere su alcune attività di Italgas e Stogit, in considerazione dell'oggettiva difficoltà previsionale alla luce delle informazioni ad oggi disponibili, della scarsa significatività circa il valore di alcuni di tali conguagli e della neutralità di alcuni di essi sui dati patrimoniali ed economici della Società.

Infine il costo delle Acquisizioni è stato determinato tenendo anche conto degli oneri accessori strettamente correlati alle stesse, che sono stati stimati in un importo complessivo di Euro 4 milioni. Al fine del presente esercizio contabile tali oneri sono stati suddivisi in egual misura tra le due Acquisizioni.

Nella seguente tabella è riportato il riepilogo della modalità di calcolo dei costi delle Acquisizioni.

(milioni di Euro)	**Italgas**	**Stogit**	**Totale**
Prezzo base	3.070	1.650	4.720
Interessi pari al 2,6% annuo calcolati dal 1 gennaio 2009 al 30 giugno 2009	40	21	61
Dividendi relativi all'esercizio 2008	(219)	(82)	(301)
Oneri accessori all'acquisto delle partecipazioni	2	2	4
Totale costo di acquisizione	**2.893**	**1.591**	**4.484**

Il costo complessivo delle Acquisizioni risulta pertanto determinato in Euro 4.484 milioni.

Come precedentemente descritto, le Acquisizioni saranno finanziate per la maggior parte attraverso un aumento di capitale, si rimanda in tal senso alla successiva nota (E) Aumento di Capitale, e in parte ricorrendo al finanziamento che sarà messo a disposizione della Società da Eni.

Si è pertanto proceduto a iscrivere tra i debiti a lungo termine nei confronti di Eni l'importo del precitato finanziamento che, come specificato al precedente paragrafo 3, la Società, sulla base delle informazioni ad oggi disponibili, prevede di utilizzare per la parte di costo delle Acquisizioni non finanziata dall'aumento di capitale sociale, che ammonta pertanto a Euro 1.015 milioni.

Esclusivamente per le finalità del presente esercizio contabile, per meglio rappresentare l'operazione di aumento di capitale singolarmente, la differenza tra il costo delle Acquisizioni, Euro 4.484 milioni, e l'importo del finanziamento utilizzato è stata provvisoriamente iscritta nella voce "Passività finanziarie a lungo termine" e successivamente rettificato dell'ammontare che si è ipotizzato di incassare a seguito della citata operazione di aumento di capitale, come descritto nella successiva nota.

(E) *Aumento di capitale*

Nella colonna in oggetto sono evidenziati gli effetti originati dall'aumento di capitale di Snam Rete Gas, che è stato ipotizzato, sulla base delle informazioni ad oggi disponibili, per massimi Euro 3,5 miliardi. Ai fini dei Prospetti Consolidati *Pro-forma* è stato ipotizzato che le risorse finanziarie nette derivanti da detto aumento ammontino a massimi Euro 3.469 milioni, al netto di spese accessorie stimate in Euro 31 milioni, con i seguenti effetti patrimoniali:

(milioni di Euro)	**Importo**
Aumento di capitale	3.500
Spese accessorie all'aumento di capitale	(31)
Effetto fiscale	8
Totale rettifica patrimonio netto - Aumento di capitale	**3.477**
Rettifica debiti finanziari	**3.469**

L'effetto fiscale è rappresentato dalle imposte differite attive calcolate utilizzando l'aliquota fiscale applicabile alla Società nell'esercizio 2008, pari al 27,5%, che si originano per effetto del trattamento contabile delle spese accessorie all'aumento di capitale che in accordo con i principi contabili di riferimento sono state portate a diretta riduzione del patrimonio netto.

(F) *Scritture derivanti dal consolidamento*

La colonna in oggetto raggruppa gli effetti patrimoniali derivanti dal consolidamento di Italgas e Stogit in Snam Rete Gas, riferibili alle elisioni delle partecipazioni e alle elisioni dei debiti e crediti infragruppo.

Con riferimento alle elisioni delle partecipazioni, le scritture hanno determinato lo storno del costo di acquisto delle partecipazioni, rispettivamente pari a Euro 2.893 milioni per Italgas ed Euro 1.591 milioni per Stogit, calcolati con le modalità descritte nella precedente nota (D), e dei relativi patrimoni netti contabili stimati alla data di perfezionamento delle Acquisizioni.

Nello specifico, come descritto al precedente paragrafo 4.3, nota (D), la data di perfezionamento delle Acquisizioni, sulla base delle informazioni attualmente disponibili, è stata ipotizzata, ai soli fini del presente esercizio contabile, al 30 giugno 2009. Con riferimento a ciò sono stati stimati i patrimoni netti contabili di Italgas e Stogit a tale data, rispettivamente pari a Euro 1.991 milioni ed Euro 896 milioni. La stima dei patrimoni netti al 30 giugno 2009 è stata calcolata: i) considerando i patrimoni netti al 31 dicembre 2008 come risultanti dai bilancio consolidato e dal progetto di bilancio approvati dai consigli di amministrazione delle rispettive società, ii) tenendo conto del risultato che Italgas e Stogit potrebbero conseguire nel periodo 1 gennaio 2009 – 30 giugno 2009, che, in assenza di informazioni disponibili, è stato determinato pro quota con riferimento al risultato netto dalle stesse conseguito nell'esercizio 2008, neutralizzando l'effetto di eventuali poste economiche non ricorrenti, iii) considerando i dividendi di competenza dell'esercizio 2008 la cui distribuzione è stata deliberata nei rispettivi consigli di amministrazione in sede di approvazione dei progetti di bilanci di esercizio 2008 di Italgas e Stogit, ancorché non ancora approvata dalle relative assemblee degli azionisti.

Nella seguente tabella sono riportati gli effetti di quanto esposto in precedenza sul patrimonio netto stimato di Italgas e Stogit al 30 giugno 2009:

(milioni di Euro)	**Italgas**	**Stogit**
Patrimonio netto al 31 dicembre 2008	2.096	936
Rettifica per risultato primo semestre 2009	114	42
Dividendi relativi all'esercizio 2008	(219)	(82)
Patrimonio netto stimato al 30 giugno 2009	**1.991**	**896**

Le differenze tra i patrimoni netti delle società oggetto delle Acquisizioni come sopra determinati e i relativi costi di acquisto, come indicati nella precedente nota (D), risultano pertanto determinate come segue:

(milioni di Euro)	**Italgas**	**Stogit**
Patrimonio netto stimato al 30 giugno 2009	1.991	896
Costo di acquisto	(2.893)	(1.591)
Differenze tra i patrimoni netti e i costi di acquisto	**(902)**	**(695)**

In conformità a quanto previsto dai principi contabili di riferimento adottati dalla Società in sede di predisposizione dei bilanci aggregati di Snam Rete Gas al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006, inclusivi dei dati consolidati di Italgas e di esercizio di Stogit alle medesime date, redatti esclusivamente ai fini dell'inclusione degli stessi nel prospetto informativo predisposto ai fini dell'aumento di capitale e approvati dal Consiglio di Amministrazione della Società il 23 marzo 2009, le operazioni di acquisizione effettuate tra parti soggette a comune controllo, non disciplinate pertanto dall'IFRS 3, sono contabilizzate, tenendo conto di quanto previsto dallo IAS 8, ovvero del concetto di rappresentazione attendibile e fedele dell'operazione, e da quanto previsto dall'OPI 1 (orientamenti preliminari Assirevi in tema IFRS), relativo al "trattamento contabile delle business combination of entities under common control nel bilancio separato e nel bilancio consolidato".

Come più dettagliatamente specificato nei precitati principi contabili, la selezione del principio contabile per le operazioni in esame deve essere guidata dagli elementi sopra descritti, che portano ad applicare il criterio della continuità di valori delle attività nette trasferite. Il principio della continuità dei valori dà luogo alla rilevazione nel bilancio dell'acquirente di valori uguali a quelli che risulterebbero se le attività nette oggetto di aggregazione fossero state unite da sempre. Le attività nette devono essere pertanto rilevate ai valori di libro che risultavano dalla contabilità delle società oggetto di acquisizione prima dell'operazione o, se disponibili, ai valori risultanti dal bilancio consolidato della controllante comune. Nello specifico la Società ha optato per utilizzare i medesimi valori risultanti dai bilanci delle singole società acquisite. Ove i valori di trasferimento risultino superiori a quelli storici, l'eccedenza deve essere eliminata rettificando in diminuzione il patrimonio netto dell'acquirente.

Tutto ciò premesso, le attività nette acquisite sono state rilevate nel bilancio consolidato di Snam Rete Gas, in base al principio della continuità dei valori, al valore al quale risultavano iscritte nei rispettivi bilanci delle società oggetto delle Acquisizioni.

Conseguentemente, le differenze tra i patrimoni netti delle società oggetto delle Acquisizioni e i relativi costi di acquisto, riportate nella precedente tabella, pari a Euro 902 milioni per Italgas e Euro 695 milioni per Stogit, sono state portate a riduzione del patrimonio netto del Gruppo Snam Rete Gas.

Come previsto dalla Comunicazione CONSOB n. DEM/1052803 del 5 luglio 2001, la differenza tra i valori del patrimonio netto di Italgas e Stogit al 31 dicembre 2008 e i valori di patrimonio netto stimati al 30 giugno 2009, pari complessivamente a Euro 145 milioni, ai soli fini del presente esercizio contabile, è stata iscritta tra le passività finanziarie a lungo termine.

Con riferimento alle elisione dei debiti e crediti infragruppo, la scrittura ha comportato una riduzione dei saldi dei debiti e crediti commerciali per Euro 2 milioni.

(G) *Conto economico consolidato del Gruppo Snam Rete Gas per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008*

La colonna in oggetto include il conto economico consolidato per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008 del Gruppo Snam Rete Gas, così come estratto dal bilancio consolidato per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008.

(H) *Conto economico consolidato del Gruppo Italgas per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008*

La colonna in oggetto include il conto economico consolidato per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008 del Gruppo Italgas, così come estratto dal bilancio consolidato per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008.

(I) *Conto economico di Stogit per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008*

La colonna in oggetto include il conto economico per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008 di Stogit, così come estratto dal progetto di bilancio di esercizio per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008.

(J) *Acquisizioni*

La colonna in oggetto descrive l'effetto prodotto dalle Acquisizioni sulla voce di conto economico consolidato "Oneri finanziari". L'effetto deriva dall'iscrizione degli interessi passivi che si sarebbero manifestati sul conto economico consolidato relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008 del Gruppo Snam Rete Gas, qualora l'Acquisizione fosse avvenuta il 1° gennaio 2008, e conseguentemente fosse stato ottenuto da Eni il finanziamento relativo in tale data. Tale assunzione ha determinato maggiori oneri finanziari per Euro 54 milioni, calcolati sull'importo del finanziamento, che per le finalità del presente documento è ipotizzato assumendo l'utilizzo della quota a tasso fisso, al costo annuo del 6%, per il 60% e l'utilizzo della quota a tasso variabile per il 40% del totale.

Al solo fine della predisposizione dei Prospetti Consolidati *Pro-Forma*, è stata utilizzata tale suddivisione in coerenza delle comunicazioni finanziarie che Snam Rete Gas ha reso al mercato circa la struttura del proprio indebitamento che, nel medio periodo, potrebbe ragionevolmente basarsi al 60% su tassi fissi e al 40% su tassi variabili, percentuali ritenute dagli amministratori coerenti con le strategie finanziarie perseguite dalla Società.

Di seguito è riportato il riepilogo di calcolo degli oneri finanziari relativamente all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008:

	Importo del Finanziamento (in milioni di Euro)	**Tasso**	**Valore del tasso**	**Interessi (in milioni di Euro)**
%di ripartizione del finanziamento				
Quota a tasso fisso 60%	609	Fisso	6%	36
Quota a tasso variabile 40%	406	Euribor 3 mesi + di 2,6%(*)	4,33%	18
Totale	**1.015**			**54**

(*) è stato utilizzato il valore dell'Euribor 3 mesi del 6 marzo 2009, valore ultimo disponibile alla data di predisposizione del presente documento (pari a 1,73%).

A fronte della rettifica di imputazione degli interessi passivi, è stato calcolato il relativo effetto fiscale teorico, utilizzando l'aliquota del 27,5%, pari a Euro 15 milioni.

(K) *Scritture derivanti dal consolidamento*

La colonna in oggetto raggruppa gli effetti economici derivanti dal consolidamento di Italgas e Stogit in Snam Rete Gas, riferibili alle elisioni di costi e ricavi infragruppo.

La scrittura ha comportato una riduzione dei costi e ricavi per Euro 22 milioni.

5. Riconciliazione del Patrimonio Netto e del Risultato Netto tra i dati del bilancio consolidato di Snam Rete Gas chiuso al 31 dicembre 2008 e i corrispondenti dati dei Prospetti Consolidati *Pro-forma*

Nella seguente tabella è riportata la riconciliazione del Patrimonio Netto e del Risultato Netto tra i dati del bilancio consolidato di Snam Rete Gas chiuso al 31 dicembre 2008 e i corrispondenti dati dei Prospetti Consolidati *Pro-forma*:

(milioni di Euro)	**Patrimonio Netto**	**Risultato Netto**
Dati di Snam Rete Gas al 31 dicembre 2008	3.573	530
Dati di Italgas e Stogit al 30 giugno 2009	2.894	314
Valore delle partecipazioni acquisite	(4.484)	
Aumento di capitale sociale	3.477	
Oneri finanziari sul finanziamento		(39)
Patrimonio netto al 31 dicembre 2008	**5.460**	**805**
di cui competenza di terzi	**7**	**3**

20.3 Politica dei dividendi

Ai sensi dell'articolo 24 dello Statuto dell'Emittente, l'utile netto risultante da bilancio deve essere attribuito:

- fino al 5% a riserva legale, finché la stessa raggiunga il limite previsto dalla legge; e
- la quota rimanente agli azionisti, salvo diversa deliberazione dell'Assemblea.

Il Consiglio di Amministrazione può, durante il corso dell'esercizio e nei limiti di legge, distribuire agli azionisti acconti sul dividendo.

Tutti i dividendi non riscossi entro il quinquennio dal giorno in cui sono divenuti esigibili sono prescritti a favore della Società, con diretta loro appostazione a riserva.

L'Emittente ha adottato una politica dei dividendi basata sul dividendo per azione. In particolare, si segnala che, a partire dall'esercizio 2007, la politica dei dividendi dell'Emittente ha previsto la distribuzione di un acconto sul dividendo definito anche sulla base dei risultati semestrali di ciascun esercizio.

Per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2006 e 2007, l'Emittente ha distribuito un dividendo per azione pari ad: (i) Euro 0,19 per l'esercizio 2006; e (ii) Euro 0,21 (di cui Euro 0,08 a titolo di acconto) per l'esercizio 2007. Per l'esercizio 2008, l'Emittente ha deliberato di distribuire un dividendo per azione pari ad Euro 0,23 (di cui Euro 0,09 già pagati a titolo di acconto).

20.4 Procedimenti giudiziari e arbitrali

Esistono procedimenti giudiziari pendenti nei confronti di Snam Rete Gas e di altre società rientranti nel perimetro di consolidamento.

Snam Rete Gas e GNL Italia sono parti in procedimenti giudiziari, penali, civili, amministrativi e tributari collegati al normale svolgimento delle loro attività, per alcuni dei quali l'Emittente ha costituito nel proprio bilancio consolidato un apposito fondo rischi e oneri destinato a coprire le potenziali passività che ne potrebbero derivare.

Al 31 dicembre 2008, il fondo per rischi ed oneri era pari complessivamente a Euro 52 milioni. Nella costituzione del fondo, l'Emittente ha tenuto in considerazione (i) i potenziali rischi connessi alla singola controversia e (ii) i princípi contabili di riferimento, che prescrivono l'accantonamento di passività per rischi probabili e quantificabili. Alcuni dei procedimenti in cui il Gruppo Snam Rete Gas è coinvolto e per i quali è previsto un esito negativo improbabile o non quantificabile, non sono compresi nel fondo.

Si riporta di seguito una descrizione sintetica dei principali procedimenti in corso, con indicazione dell'ammontare delle richieste di controparte, ove determinato.

20.4.1 Procedimento penale

Indagini della Magistratura sulla misura del gas

In data 10 novembre 2006, la Procura della Repubblica presso il Tribunale di Milano ha aperto un procedimento penale in relazione alla questione della misura del gas ed alla legittimità ed affidabilità dei misuratori c.d. "venturimetrici" (con diaframma a parete sottile) che vede coinvolte varie società della filiera del gas.

Il procedimento ha interessato anche Snam Rete Gas, l'Amministratore Delegato ed un dirigente della Società e, in data 10 novembre 2006, il solo impianto di misura di Mazara del Vallo che è stato posto sotto sequestro cautelare, sequestro che è stato confermato con successivi decreti in data 24 novembre 2006 e 28 maggio 2007. In particolare, ai sensi di quanto contenuto nelle relative informazioni di garanzia, l'Amministratore Delegato ed un dirigente della Società sono indagati per i reati previsti ai sensi degli articoli 472, 640 (primo e secondo comma) del Codice Penale, dell'articolo 2638 del Codice Civile e dell'articolo 40 del D. Lgs. 504/95 e la Società è indagata ai sensi degli artt. 24 e 25 *ter* del D. Lgs. 231/2001.

Il giudice delle indagini preliminari competente ha disposto la proroga delle indagini preliminari per ulteriori sei mesi.

La fattispecie delittuosa oggetto di tale procedimento penale è riconducibile alle norme di cui agli (i) art. 472 Codice Penale (uso o detenzione di misure o pesi con falsa impronta), (ii) art. 640, comma 1 e comma 2, Codice Penale (truffa in danno dello Stato), (iii) art. 2638 Codice Civile (ostacolo all'esercizio delle funzioni delle autorità pubbliche di vigilanza), e (iv) art. 40 D.Lgs 504/95 (sottrazione all'accertamento o al pagamento dell'accisa sugli oli minerali).

Al riguardo la Società precisa che:

(a) l'affidabilità del sistema di misura c.d. "venturimetrica", in particolare dell'impianto di Mazara del Vallo, punto di ingresso in Italia del metanodotto di importazione del gas algerino, progettato e realizzato con misuratori di tipo venturimetrico agli inizi degli anni Ottanta e successivamente ampliato nel 1994, è stata confermata da alcuni dei più autorevoli Istituti Metrologici Nazionali ed Internazionali;

(b) l'impianto di misura c.d. "venturimetrica" di Mazara del Vallo è stato autorizzato dal Ministero delle Finanze sia in fase di avvio dell'importazione che nella successiva fase di potenziamento;

(c) gli impianti di misura venturimetrica sono ad oggi utilizzati in tutto il mondo; in Europa sono installati in Gran Bretagna, Germania, Francia, Austria e Norvegia;

(d) in Italia il processo di omologa di questa tipologia di strumenti di misura è in corso da più di un decennio con conclusione favorevole dell'*iter* tecnico sin dal dicembre del 1999.

L'urgenza di giungere alla conclusione di tale processo di omologa è stata ripetutamente segnalata da parte di Snam Rete Gas al Ministero dell'Industria, oggi Ministero dello Sviluppo Economico.

Snam Rete Gas, sulla base dell'attuale stato del procedimento, sentito anche il parere dell'esperto legale incaricato, non ritiene possibile prevedere né se il procedimento avrà un impatto economico sulla Società, né l'entità di quest'ultimo.

20.4.2 Contenzioso civile e amministrativo

Recupero di somme a fronte di indebiti prelievi di gas

Eni ha coinvolto Snam Rete Gas in giudizi civili instaurati nei confronti di clienti finali per il recupero di somme a fronte di indebiti prelievi di gas, da parte degli stessi clienti finali, contestandole comportamenti non conformi con il ruolo attribuitole dal Codice di Rete. Snam Rete Gas ritiene di aver sempre tenuto una condotta del tutto corretta e pienamente conforme alle disposizioni del contratto di trasporto, del Codice di Rete, delle relative procedure applicative e in generale delle regole legali e tecniche di comportamento e, sentito anche il parere dell'esperto legale incaricato che conferma la non probabilità dell'accoglimento della domanda risarcitoria proposta, si dichiara convinta dell'infondatezza di qualsiasi censura mossa al suo comportamento.

20.4.3 Contenzioso fiscale

GNL Italia - Imposta Comunale sugli Immobili (ICI)

Il Comune di Porto Venere, a seguito del classamento effettuato dall'Agenzia del Territorio di La Spezia, ha notificato a GNL Italia in relazione all'impianto di Panigaglia e ad alcuni immobili di proprietà della stessa GNL Italia: (i) in data 31 luglio 2007 gli avvisi di accertamento ICI relativi agli anni dal 2001 al 2006, per un importo complessivo pari a circa Euro 3,2 milioni, comprensivo di sanzioni e di interessi; (ii) in data 6 ottobre 2008, l'avviso di accertamento ICI relativo all'anno 2007, per un importo complessivo pari a circa Euro 800 mila, comprensivo di sanzioni e di interessi.

Al riguardo, la Società ritiene che sia il classamento effettuato dall'Agenzia del Territorio di La Spezia che la pretesa impositiva del Comune di Porto Venere non siano giustificati in quanto, data la natura giuridica dell'attività svolta, non risulta integrato il presupposto soggettivo di applicazione del tributo. Inoltre, in via residuale, la Società ritiene che per l'anno 2001 sia già intervenuta la prescrizione del tributo e che, in ogni caso, la rivalutazione catastale effettuata dall'Agenzia del Territorio di La Spezia in conseguenza del classamento sia erronea. Conseguentemente, ha ritenuto di presentare ricorso sia contro il classamento dell'Agenzia del Territorio che contro i sopra citati avvisi di accertamento.

In data 18 dicembre 2008, con la sentenza n. 136/7/08 la Commissione Tributaria di La Spezia ha riconosciuto le tesi sostenute dall'Agenzia del Territorio in base alle quali risulterebbe integrato il presupposto soggettivo dell'ICI anche per GNL Italia, rinviando la discussione dei ricorsi contro il Comune di Porto Venere in materia di ICI al 9 marzo 2009. Alla Data del Prospetto Informativo non è stato ancora emesso alcun provvedimento.

La Società, anche sulla base del parere di un consulente esterno, ha effettuato accantonamenti al fondo rischi - al 31 dicembre 2008 - per un importo pari a circa Euro 2,4 milioni.

20.5 Cambiamenti significativi nella situazione finanziaria o commerciale dell'Emittente

Salvo quanto descritto in relazione alle Acquisizioni (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 22, Paragrafi 22.2 e 22.3), alla Data del Prospetto Informativo non si segnalano cambiamenti significativi nella situazione finanziaria o commerciale dell'Emittente.

21. INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI

21.1 Capitale azionario

21.1.1 Capitale azionario emesso

Alla Data del Prospetto Informativo il capitale sociale di Snam Rete Gas è pari ad Euro 1.956.476.100,00 interamente sottoscritto e versato, suddiviso in n. 1.956.476.100 azioni ordinarie del valore nominale di Euro 1,00 cadauna.

21.1.2 Azioni non rappresentative del capitale

Alla Data del Prospetto Informativo, Snam Rete Gas non ha emesso azioni non rappresentative del capitale sociale.

21.1.3 Azioni proprie

Alla Data del Prospetto Informativo l'Emittente possiede n. 195.429.850 azioni proprie pari al 9,99% del capitale sociale.

21.1.4 Importo delle obbligazioni convertibili, scambiabili o con warrant

Alla Data del Prospetto Informativo, Snam Rete Gas non ha emesso obbligazioni convertibili, scambiabili o con warrant.

21.1.5 Indicazione di eventuali diritti e/o obblighi di acquisto sul capitale della Società autorizzato ma non emesso o di impegno all'aumento di capitale

Salvo quanto di seguito specificato, alla Data del Prospetto Informativo, non si segnalano diritti e/o obblighi di acquisto sul capitale della Società autorizzato ma non emesso o di impegno all'aumento di capitale.

Il Consiglio di Amministrazione dell'Emittente, in data 23 marzo 2009 - in esecuzione della suddetta delega - ha deliberato di aumentare a pagamento il capitale sociale di Snam Rete Gas, in via scindibile, per massimi Euro 3,5 miliardi, compreso il sovrapprezzo, mediante emissione di azioni del valore nominale di Euro 1,00 ciascuna, aventi godimento regolare, e aventi le medesime caratteristiche di quelle in circolazione alla data dell'emissione, da offrire in opzione a coloro che risulteranno essere azionisti dell'Emittente alla data di inizio dell'Offerta in Opzione, in proporzione al numero di azioni possedute.

Nella medesima deliberazione del Consiglio di Amministrazione del 23 marzo 2009, si è altresì rinviato a successiva deliberazione dello stesso Consiglio di Amministrazione, da tenersi nel rispetto della procedura ex art. 2443 Codice Civile in prossimità dell'inizio dell'Offerta in Opzione, la determinazione dell'esatto ammontare dell'Aumento di Capitale, del prezzo di emissione delle azioni e, più precisamente, del sovrapprezzo, e così la determinazione del numero delle azioni da emettersi e il conseguente rapporto di opzione.

In data 23 aprile 2009, il Consiglio di Amministrazione ha quindi determinato di emettere n. 1.614.292.394 azioni ordinarie di nuova emissione, tutte del valore nominale di Euro 1,00 cadauna, aventi le stesse caratteristiche di quelle in circolazione, da offrire in opzione agli

azionisti della Società, al prezzo di Euro 2,15 per azione, di cui Euro 1,15 a titolo di sovrapprezzo, nel rapporto di n. 11 azioni di nuova emissione per ogni 12 azioni possedute.

L'Aumento di Capitale rientra nell'ambito della complessiva operazione di finanziamento collegata all'acquisto da parte di Snam Rete Gas del 100% di Stogit e di Italgas da Eni (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 22, Paragrafi 22.2, 22.3 e 22.5).

21.1.6 Esistenza di offerte in opzione aventi ad oggetto il capitale di eventuali membri del gruppo Snam Rete Gas

Alla Data del Prospetto Informativo non esistono quote di capitale di società del Gruppo Snam Rete Gas offerte in opzione o che è stato deciso di offrire condizionatamente o incondizionatamente in opzione.

21.1.7 Descrizione dell'evoluzione del capitale azionario

Negli ultimi tre esercizi, il capitale sociale dell'Emittente ha subito variazioni esclusivamente a seguito degli esercizi dei diritti di sottoscrizione derivanti dai piani di incentivazione azionaria, *stock option* e *stock grant*, dei dirigenti di Snam Rete Gas (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 17, Paragrafi 17.2).

Si riporta, pertanto, di seguito l'evoluzione del capitale sociale conseguente all'esercizio dei diritti di sottoscrizione.

Evoluzione capitale sociale Snam Rete Gas - 1 gennaio 2006 - 31 dicembre 2008 -

Data	Capitale sociale	Totale azioni	Note	Numero Azioni emesse
01 gennaio 2006	1.955.766.700			
28 giugno 2006	1.955.799.200	1.955.799.200	Esercizio diritti di sottoscrizione derivanti dai piani di *Stock Option*	32.500
27 settembre 2006	1.955.824.200	1.955.824.200	Esercizio diritti di sottoscrizione derivanti dai piani di *Stock Option*	25.000
27 settembre 2006	1.955.850.200	1.955.850.200	Esercizio diritti di sottoscrizione derivanti dai piani di *Stock Option*	26.000
28 settembre 2006	1.955.879.700	1.955.879.700	Esercizio diritti di sottoscrizione derivanti dai piani di *Stock Option*	29.500
02 ottobre 2006	1.955.931.100	1.955.931.100	Esercizio diritti di sottoscrizione derivanti dai piani di *Stock Grant*	51.400
27 ottobre 2006	1.955.957.600	1.955.957.600	Esercizio diritti di sottoscrizione derivanti dai piani di *Stock Option*	26.500
03 gennaio 2007	1.955.986.600	1.955.986.600	Esercizio diritti di sottoscrizione derivanti dai piani di *Stock Option*	29.000
10 gennaio 2007	1.956.024.600	1.956.024.600	Esercizio diritti di sottoscrizione derivanti dai piani di *Stock Option*	38.000
29 marzo 2007	1.956.096.600	1.956.096.600	Esercizio diritti di sottoscrizione derivanti dai piani di *Stock Option*	72.000
02 aprile 2007	1.956.162.600	1.956.162.600	Esercizio diritti di sottoscrizione derivanti dai piani di *Stock Grant*	66.000
07 maggio 2007	1.956.231.600	1.956.231.600	Esercizio diritti di sottoscrizione derivanti dai piani di *Stock Option*	69.000
11 maggio 2007	1.956.257.600	1.956.257.600	Esercizio diritti di sottoscrizione derivanti dai piani di *Stock Option*	26.000
16 maggio 2007	1.956.287.600	1.956.287.600	Esercizio diritti di sottoscrizione derivanti dai piani di *Stock Option*	30.000
18 ottobre 2007	1.956.318.100	1.956.318.100	Esercizio diritti di sottoscrizione derivanti dai piani di *Stock Option*	30.500
22 aprile 2008	1.956.445.600	1.956.445.600	Esercizio diritti di sottoscrizione derivanti dai piani di *Stock Option*	127.500
31 dicembre 2008	1.956.445.600			

21.2 Atto costitutivo e Statuto

21.2.1 Descrizione dell'oggetto sociale e degli scopi della Società

L'oggetto sociale dell'Emittente è definito nell'art. 2 dello Statuto, che dispone come segue:

"*La Società ha per oggetto la costruzione e l'esercizio di qualsiasi mezzo di compressione, di trasporto, di dispacciamento e di rigassificazione di idrocarburi, di gas industriali e di altri prodotti gassosi, liquidi e solidi; l'espletamento di ricerche e di esperienze scientifico-tecniche di laboratorio nel campo della fisica e della chimica con particolare riguardo al settore degli idrocarburi e delle fonti di energia; l'acquisizione di brevetti inerenti alle fonti di energia e al loro trasporto; lo studio, la progettazione, la costruzione, l'acquisizione, la gestione e l'esercizio di sistemi complessi di trasporto, di infrastrutture di viabilità, di informatica e di telecomunicazione; la fabbricazione, l'acquisto e la vendita di macchine, apparecchi, materiali e prodotti connessi e accessori agli scopi sociali; la costruzione, la compravendita, la permuta, la valorizzazione, l'esercizio e la locazione di beni immobili, ritenuti necessari o utili per il conseguimento dell'oggetto sociale; lo svolgimento di attività connesse con la difesa ed il recupero dell'ambiente e la salvaguardia del territorio.*

Al fine di perseguire l'oggetto sociale la Società può assumere, direttamente o indirettamente, partecipazioni in altre società o imprese aventi scopi analoghi, complementari, affini o connessi al proprio e può compiere qualsiasi operazione industriale, commerciale, mobiliare, immobiliare e finanziaria compreso il rilascio di fidejussioni e garanzie, comunque connessa, strumentale o complementare al raggiungimento, anche indiretto, degli scopi sociali, fatta eccezione della raccolta del pubblico risparmio e dell'esercizio delle attività disciplinate dalla normativa in materia di intermediazione finanziaria.

È esclusa l'attività riservata dalla legge a specifiche categorie professionali.

La Società può esercitare la sua attività sia in Italia sia all'estero.

La Società nell'esercizio della propria attività osserva criteri di parità di trattamento degli Utenti, trasparenza, imparzialità e neutralità del trasporto e del dispacciamento adeguandosi comunque al riguardo alle disposizioni di legge, regolamentari della Autorità per l'energia elettrica e il gas.

In particolare la Società, nel rispetto dei principi di economicità, redditività e massimizzazione dell'investimento dei soci, e ferme le esigenze di riservatezza dei dati aziendali, svolge il proprio oggetto sociale con l'intento di promuovere la concorrenza, l'efficienza ed adeguati livelli di qualità nell'erogazione dei servizi. Essa, a tal fine: garantisce la neutralità della gestione delle infrastrutture essenziali per lo sviluppo di un libero mercato energetico; impedisce discriminazioni nell'accesso ad informazioni commercialmente sensibili; impedisce i trasferimenti incrociati di risorse tra i segmenti delle filiere.".

21.2.2 Sintesi delle disposizioni dello Statuto della società riguardanti i membri degli organi di amministrazione, di direzione e di vigilanza

Consiglio di Amministrazione

Il Consiglio di Amministrazione è l'organo centrale nel sistema di *corporate governance* di Snam Rete Gas e, a tale scopo, si è riservato le seguenti attribuzioni, oltre a quelle non delegabili per legge:

(i) definisce, su proposta dell'Amministratore Delegato, le linee strategiche e gli obiettivi della Società incluse le politiche di sostenibilità. Esamina e approva i piani strategici, industriali e finanziari della Società, nonché gli accordi di carattere strategico della Società;

(ii) esamina e approva il *budget* della Società e quello consolidato;

(iii) esamina i bilanci annuali delle società controllate;

(iv) esamina e approva le relazioni trimestrali e semestrali della Società e quelle consolidate previste dalla normativa vigente. Esamina e approva il bilancio di sostenibilità;

(v) definisce il sistema e le regole di governo societario della Società. In particolare, sentito il Comitato per il Controllo Interno, adotta regole che assicurano la trasparenza e la correttezza sostanziale e procedurale delle operazioni con parti correlate e delle operazioni nelle quali un amministratore sia portatore di un interesse, per conto proprio o di terzi; adotta, inoltre una procedura per la gestione e la comunicazione delle informazioni societarie, con particolare riferimento alle informazioni privilegiate;

(vi) istituisce i Comitati Interni del Consiglio, con funzioni propositive e consultive, nominandone i membri, stabilendone i compiti e approvandone i regolamenti;

(vii) riceve dai Comitati Interni del Consiglio un'informativa periodica semestrale;

(viii) valuta il generale andamento della gestione, tenendo in considerazione, in particolare, le informazioni ricevute dal Presidente, dall'Amministratore Delegato e dal Comitato per il Controllo Interno, prestando particolare attenzione alle situazioni di conflitto di interesse e confrontando periodicamente i risultati conseguiti, risultanti dal bilancio e dalle situazioni contabili periodiche, con quelli di *budget*;

(ix) attribuisce e revoca deleghe al Presidente e all'Amministratore Delegato, definendone i limiti e le modalità di esercizio e determinando, esaminate le proposte dell'apposito Comitato e sentito il Collegio Sindacale, la retribuzione connessa alle deleghe. Può impartire direttive agli organi delegati e avocare operazioni rientranti nelle deleghe. Il Presidente e l'Amministratore Delegato riferiscono almeno trimestralmente al Consiglio stesso e al Collegio Sindacale sull'esercizio delle deleghe conferite e sulle operazioni di maggior rilievo

economico finanziario e patrimoniale effettuate dalla Società e dalle controllate nonché sulle operazioni atipiche e/o inusuali e con parti correlate. L'informativa dovrà essere tempestiva qualora si tratti di operazioni in cui gli amministratori abbiano un interesse proprio o di terzi o che siano influenzate dall'eventuale soggetto che eserciti attività di direzione e coordinamento;

(x) delibera, su proposta dell'Amministratore Delegato:

- le acquisizioni, alienazioni, dismissioni, conferimenti di aziende o rami d'azienda (incluso affitto e usufrutto), immobili di valore superiore ad Euro 2,5 milioni e partecipazioni;

- sui contratti di vendita di beni e/o servizi oggetto dell'attività commerciale della Società e di somministrazione, di importo superiore a 1 miliardo di Euro e/o di durata superiore a 15 anni;

- sui contratti di compravendita e permuta di beni mobili anche iscritti a pubblici registri, di acquisto di spazi e tempi per l'effettuazione di pubblicità; di contratti di affitto e di locazione, di prestazione d'opera intellettuale; di prestazione di servizi; di noleggio; di trasporto e spedizione; di appalto; di assicurazione in qualità di assicurato; di mediazione e procacciamento di affari; di mandato; di commissione; di agenzia; di concessione di vendita; di deposito; di lavorazione per conto terzi; di comodato; di edizione e stampa; di usufrutto, d'uso e abitazione; di compravendita, locazione, *leasing* e noleggio di *hardware* e *software*, nonché di sistemi computerizzati di importo superiore ad Euro 50 milioni e/o di durata superiore a 15 anni;

- in qualità di locatario sui contratti di *leasing* finanziario di beni immobili per un valore superiore ad Euro 2,5 milioni e/o di durata superiore a 15 anni e di beni mobili anche iscritti in pubblici registri in Italia e all'estero, per un valore superiore ad Euro 50 milioni e/o di durata superiore a 15 anni;

- sull'erogazione da parte della Società di finanziamenti a terzi estranei all'Eni;

- in merito a fideiussioni e altre forme di garanzia personale, nonché lettere di patronage, con riguardo a obbligazioni assunte o da assumere da imprese nelle quali la Società è titolare, direttamente o indirettamente di una partecipazione al capitale sociale, di ammontare superiore a 30 milioni di Euro e, in ogni caso, se l'ammontare non è proporzionale alla quota di partecipazione posseduta; e

- in merito a fideiussioni a garanzia di obbligazioni assunte o da assumere da parte della Società verso terzi di ammontare superiore ad Euro 30 milioni;

(xi) nomina e revoca, su proposta dell'Amministratore Delegato e d'intesa con il Presidente, i Direttori Generali, conferendo loro i relativi poteri;

(xii) nomina e revoca, su proposta dell'Amministratore Delegato e d'intesa con il Presidente, previo parere favorevole del Collegio Sindacale, il Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari, conferendogli adeguati poteri e mezzi;

(xiii) nomina e revoca, su proposta dell'Amministratore Delegato, d'intesa con il Presidente e sentito il Comitato per il Controllo Interno, un preposto al controllo interno, definendone la remunerazione coerentemente con le politiche retributive della Società;

(xiv) assicura che sia identificato il soggetto incaricato della struttura responsabile della gestione dei rapporti con gli azionisti;

(xv) definisce, esaminate le proposte dell'apposito Comitato, i criteri per la remunerazione dell'alta dirigenza della Società e dà attuazione ai piani di compenso basati su azioni o strumenti finanziari deliberati dall'Assemblea;

(xvi) definisce le linee fondamentali dell'assetto organizzativo, amministrativo e contabile della Società e delle controllate. Valuta l'adeguatezza dell'assetto organizzativo, amministrativo e contabile predisposto dall'Amministratore Delegato, con particolare riferimento alle modalità di gestione dei conflitti di interesse;

(xvii) definisce, in particolare, esaminate le proposte del Comitato per il Controllo Interno, le linee di indirizzo del sistema di controllo interno, in modo da assicurare l'identificazione, la misurazione, la gestione e il monitoraggio dei principali rischi della Società e delle sue controllate. Valuta, con cadenza annuale, l'adeguatezza, l'efficacia e l'effettivo funzionamento del sistema di controllo interno, cui sovrintende l'Amministratore Delegato;

(xviii) delibera, su proposta dell'Amministratore Delegato, sull'esercizio del diritto di voto nelle assemblee delle società controllate e sulle designazioni dei componenti degli organi delle società controllate;

(xix) formula le proposte di deliberazione da sottoporre all'Assemblea dei soci;

(xx) esamina e delibera sulle altre questioni che gli amministratori con deleghe ritengano opportuno sottoporre all'attenzione del Consiglio, per la particolare rilevanza e delicatezza.

Lo Statuto ha inoltre attribuito al Consiglio di Amministrazione la competenza a deliberare sulle proposte aventi a oggetto:

- la fusione nei casi di cui agli artt. 2505 e 2505-*bis* del Codice Civile, anche quali richiamati per la scissione, nei casi richiamati da tali norme;
- l'istituzione, la modifica e la soppressione di sedi secondarie;
- la riduzione del capitale sociale in caso di recesso di soci;

- l'adeguamento dello statuto a disposizioni normative; e
- il trasferimento della sede sociale nel territorio nazionale.

Nomina, composizione e durata in carica

Il Consiglio di Amministrazione è composto da un numero di amministratori variabile da un minimo di 5 a un massimo di 9 membri; il loro numero è definito dall'Assemblea che procede alla loro nomina.

I componenti del Consiglio di Amministrazione ricoprono la carica per un massimo di 3 esercizi e sono rieleggibili. L'articolo 16 dello Statuto prevede il meccanismo del voto di lista per la nomina dei Consiglieri, al fine di garantire la presenza nel Consiglio di rappresentanti delle minoranze azionarie.

Hanno diritto a presentare le liste per la nomina del Consiglio di Amministrazione soltanto gli azionisti che da soli o insieme ad altri rappresentino almeno il 2%, o la diversa percentuale fissata o richiamata da disposizioni di legge o regolamentari, delle azioni aventi diritto di voto nell'Assemblea ordinaria. A tal proposito la Consob, in data 27 gennaio 2009 con la Delibera n. 16779 ha determinato la suddetta percentuale in misura pari all'1%. Ogni azionista potrà presentare o concorrere alla presentazione di una sola lista e votare una sola lista, secondo le modalità prescritte dalle disposizioni di legge e regolamentari emanate dalla Consob e ogni candidato può presentarsi in una sola lista a pena di ineleggibilità. Le liste sono presentate dagli azionisti, depositate presso la sede sociale almeno quindici giorni prima della data dell'Assemblea in prima convocazione e pubblicate secondo le modalità prescritte dalle disposizioni di legge e regolamentari emanate dalla Consob, relative all'elezione dei componenti degli organi di amministrazione e controllo. Nelle liste sono espressamente individuati i candidati in possesso dei requisiti di indipendenza stabiliti per i sindaci di società quotate. Le liste per la nomina degli amministratori, corredate dalle informazioni sulle caratteristiche dei candidati, dall'indicazione di coloro che posseggono i requisiti di indipendenza statutariamente previsti, nonché l'indicazione dell'identità dei soci che hanno presentato le stesse liste e la percentuale di partecipazione posseduta, sono tempestivamente, e comunque entro i termini previsti dalle norme vigenti, messe a disposizione del pubblico presso la sede della società, la Borsa Italiana e pubblicate sul sito internet di Snam Rete Gas (www.snamretegas.it). La procedura del voto di lista si applica solo in caso di rinnovo dell'intero Consiglio di Amministrazione. Lo Statuto prevede che se viene meno la maggioranza degli amministratori, si intenderà dimissionario l'intero Consiglio e l'Assemblea dovrà essere convocata senza indugio dal Consiglio di Amministrazione per la ricostituzione dello stesso.

Almeno un amministratore, se il Consiglio è composto da un numero di membri non superiore a sette, ovvero almeno tre amministratori, se il Consiglio è composto da un numero di membri superiore a sette, devono possedere i requisiti di indipendenza stabiliti per i sindaci di società quotate. Il meccanismo del voto di lista è strutturato in modo che venga nominato il numero di amministratori indipendenti statutariamente prescritto.

Alla elezione degli amministratori si procede come segue:

(i) dalla lista che avrà ottenuto la maggioranza dei voti espressi dagli azionisti saranno tratti nell'ordine progressivo con il quale sono elencati nella lista stessa i sette decimi degli amministratori da eleggere con arrotondamento, in caso di numero frazionario inferiore all'unità, all'unità inferiore;

(ii) i restanti amministratori saranno tratti dalle altre liste che non siano collegate in alcun modo, neppure indirettamente, con i soci che hanno presentato o votato la lista risultata prima per numero di voti; a tal fine, i voti ottenuti dalle liste stesse saranno divisi successivamente per uno o due o tre secondo il numero progressivo degli amministratori da eleggere. I quozienti così ottenuti saranno assegnati progressivamente ai candidati di ciascuna di tali liste, secondo l'ordine dalle stesse rispettivamente previsto. I quozienti così attribuiti ai candidati delle varie liste verranno disposti in unica graduatoria decrescente.

Risulteranno eletti coloro che avranno ottenuto i quozienti più elevati. Nel caso in cui più candidati abbiano ottenuto lo stesso quoziente, risulterà eletto il candidato della lista che non abbia ancora eletto alcun amministratore o che abbia eletto il minor numero di amministratori.

Nel caso in cui nessuna di tali liste abbia ancora eletto un amministratore ovvero tutte abbiano eletto lo stesso numero di amministratori, nell'ambito di tali liste risulterà eletto il candidato di quella che abbia ottenuto il maggior numero di voti. In caso di parità di voti di lista e sempre a parità di quoziente, si procederà a nuova votazione da parte dell'intera Assemblea risultando eletto il candidato che ottenga la maggioranza semplice dei voti;

(iii) qualora, a seguito dell'applicazione della procedura sopra descritta, non risultasse nominato il numero minimo di amministratori indipendenti statutariamente prescritto, viene calcolato il quoziente di voti da attribuire a ciascun candidato nelle varie liste, secondo il sistema indicato nella lettera b); risulteranno eletti i candidati, non ancora tratti dalle liste ai sensi delle lettere a) e b), in possesso dei requisiti di indipendenza che abbiano ottenuto i quozienti più elevati, nel numero necessario ad assicurare l'osservanza della disposizione statutaria. Essi subentrano agli amministratori non indipendenti cui sono stati assegnati i quozienti più bassi. In assenza di un numero di candidati tali da consentire il rispetto del numero minimo di amministratori indipendenti, l'Assemblea delibera, con le maggioranze di legge, la sostituzione dei candidati privi dei requisiti di indipendenza che hanno ottenuto il quoziente più basso;

(iv) per la nomina di amministratori, per qualsiasi ragione non nominati ai sensi del procedimento sopra previsto, l'Assemblea delibera con le maggioranze di legge, in modo tale da assicurare comunque che la composizione del Consiglio di amministrazione sia conforme alla legge e allo statuto.Tutti i candidati debbono possedere altresì i requisiti di onorabilità prescritti dalla normativa vigente.

Il Consiglio valuta periodicamente l'indipendenza e l'onorabilità degli amministratori nonché l'inesistenza di cause di ineleggibilità e incompatibilità. Nel caso in cui in capo ad un amministratore non sussistano o vengano meno i requisiti di indipendenza o di onorabilità dichiarati e normativamente prescritti ovvero sussistano cause di ineleggibilità o incompatibilità, il Consiglio dichiara la decadenza dell'amministratore e provvede per la sua sostituzione, ovvero lo invita a far cessare la causa di incompatibilità entro un termine prestabilito, pena la decadenza dalla carica.

Collegio Sindacale

Il Collegio Sindacale ai sensi dell'art. 149 del TUF, vigila sull'osservanza della legge e dell'atto costitutivo, sul rispetto dei principi di corretta amministrazione, sull'adeguatezza della struttura organizzativa della società per gli aspetti di competenza, del sistema di controllo interno e del sistema amministrativo-contabile, sulle modalità di concreta attuazione delle regole di governo societario previste da codici di comportamento redatti da società di gestione di mercati o da associazioni di categoria, cui la società, mediante informativa al pubblico, dichiara di attenersi, sull'affidabilità di quest'ultimo nel rappresentare correttamente i fatti di gestione nonché sull'adeguatezza delle disposizioni impartite dalla società alle società controllate ai sensi dell'articolo 114, comma 2 del citato decreto. Al fine di armonizzare le proprie competenze con quelle del Comitato per il Controllo Interno, nel corso del 2005, sono state trasferite al Collegio Sindacale le attribuzioni riguardanti:

(i) l'esame, su segnalazione del Presidente o del Direttore Amministrazione, Finanza e Controllo, delle frodi di qualunque ammontare che hanno coinvolto il *management* o dipendenti con ruoli rilevanti nel sistema di controllo interno;

(ii) l'esame delle segnalazioni, anche anonime, relativamente a problematiche contabili, di sistema di controllo interno e di revisione contabile.

Ciascun membro del Collegio può convocare il Consiglio di Amministrazione, mentre l'Assemblea può essere convocata da due membri del Collegio stesso. Il Collegio Sindacale è costituito da tre sindaci effettivi e da due sindaci supplenti. L'art. 22 dello Statuto della Società prevede che la nomina da parte dell'Assemblea dei componenti il Collegio Sindacale avvenga mediante voto di lista, al fine di assicurare alla minoranza la nomina del Presidente del Collegio Sindacale e di un sindaco supplente. Ai sensi dell'art. 22 dello Statuto, per il deposito, la presentazione e la pubblicazione delle liste si applicano le disposizioni di legge e quelle emanate dalla Consob con proprio regolamento in materia di elezione dei componenti degli organi di amministrazione e controllo.

Ogni azionista potrà presentare o concorrere alla presentazione di una sola lista e votare una sola lista, secondo le modalità prescritte dalle citate disposizioni di legge e regolamentari. Hanno diritto di presentare le liste gli azionisti, titolari di diritto di voto al momento della presentazione delle liste stesse, che da soli o insieme ad altri azionisti detengano, al momento della loro presentazione, almeno il 2% o la diversa percentuale fissata o richiamata da disposizioni di legge o regolamentari, delle azioni aventi diritto di voto nell'Assemblea ordinaria. A tal proposito la Consob, in data 27 gennaio 2009 con la Delibera n. 16779 ha

determinato la suddetta percentuale in misura pari all'1%. Ogni candidato potrà presentarsi in una sola lista a pena di ineleggibilità. Le liste si articolano in due sezioni: la prima riguarda candidati alla carica di sindaco effettivo, la seconda riguarda i candidati alla carica di sindaco supplente. Almeno il primo dei candidati di ciascuna sezione deve essere iscritto nel registro dei revisori contabili e avere esercitato l'attività di controllo legale dei conti per un periodo non inferiore a tre anni. I sindaci sono rieleggibili. Le liste per la nomina dei sindaci, corredate dalle informazioni sulle caratteristiche dei candidati, nonché l'indicazione dell'identità dei soci che hanno presentato le liste stesse e della percentuale di partecipazione posseduta sono tempestivamente, e comunque entro i termini previsti dalle norme vigenti, messe a disposizione del pubblico presso la sede della Società, la Borsa Italiana e pubblicate sul sito internet di Snam Rete Gas (www.snamretegas.it). La procedura del voto di lista si applica solo in caso di rinnovo dell'intero Collegio Sindacale.

21.2.3 Descrizione dei diritti, dei privilegi e delle restrizioni connessi a ciascuna classe di azioni esistenti

Le azioni sono nominative e indivisibili; ogni azione dà diritto a un voto. In caso di comproprietà di azioni, i diritti dei titolari sono esercitati dal rappresentante comune. Sono comunque salve le disposizioni in materia di rappresentazione, legittimazione, circolazione della partecipazione sociale previste per i titoli negoziati nei mercati regolamentati.

L'utile netto risultante dal bilancio regolarmente approvato sarà attribuito:

(i) fino al 5% alla riserva legale, finché la stessa raggiunga il limite previsto dalla legge; e

(ii) la quota rimanente alle azioni, salvo diversa deliberazione dell'Assemblea.

I dividendi non riscossi entro il quinquennio dal giorno in cui sono diventati esigibili si prescrivono a favore della Società.

Il Consiglio di Amministrazione può deliberare il pagamento nel corso dell'esercizio di acconti sul dividendo.

Relativamente alle "Restrizioni al trasferimento di titoli e al diritto di voto" l'articolo 7 dello Statuto di Snam Rete Gas dispone: "*Fino alla scadenza del periodo di regolazione delle tariffe di trasporto e di dispacciamento di gas naturale, immediatamente successivo a quello che termina il 30 settembre 2005, che verrà determinato con Delibera dell'Autorità competente, l'esercizio del diritto di voto e comunque di quelli aventi contenuto diverso da quello patrimoniale connessi alle azioni che rappresentino più del 15% del capitale sociale costituito da azioni con diritto di voto nell'Assemblea ordinaria acquisite successivamente alla ammissione della Società alla quotazione ufficiale di Borsa da uno Stato o da amministrazioni pubbliche o da soggetti da questi direttamente o indirettamente controllati, nonché da soggetti che svolgano diretta mente o indirettamente tramite società controllate o collegate attività di importazione e/o di esportazione in Italia di gas naturale e dai soggetti controllanti gli stessi, è assoggettato al gradimento risultante da atto scritto del Consiglio di Amministrazione della Società.*

Il controllo del Consiglio di Amministrazione ricorre, anche con riferimento a soggetti diversi dalla Società, nei casi previsti dall'art. 2359, comma 1 e 2 del Codice Civile.

Ai fini del computo della suindicata percentuale si tiene conto anche dei diritti connessi alle azioni complessivamente facenti capo al singolo soggetto e al relativo gruppo di appartenenza, per tale intendendosi il soggetto, costituito anche non in forma societaria, che esercita il controllo, le società controllate e quelle sottoposte a comune controllo, nonché le società collegate e le relative società controllate. Ai fini del computo si tiene altresì conto dei diritti connessi ad azioni detenute tramite fiduciarie e/o interposta persona e in genere tramite soggetti interposti, nonché ad azioni detenute da soggetti diversi da quelli sopra indicati che aderiscono ad accordi con i soggetti sopra indicati, comunque relativi all'esercizio del diritto di voto concernente la Società.

L'acquisizione di azioni nella quantità che determina il superamento del suindicato limite del 15% deve essere comunicata per iscritto alla Società al fine della espressione del gradimento da parte del Consiglio di Amministrazione.

Il gradimento è espresso nel termine di sessanta giorni dalla avvenuta ricezione da parte della Società della comunicazione di cui sopra, è comunicato per iscritto all'azionista ed è irrevocabile.

Il gradimento può essere negato solo se l'interesse sociale lo esige.

In mancanza del gradimento o prima del decorso del suindicato termine di sessanta giorni o in mancanza della comunicazione da parte dell'azionista, di cui al comma 4 di questo articolo, il diritto di voto e comunque quelli aventi contenuto diverso da quello patrimoniale connessi alle azioni eccedenti il 15% del capitale sociale non possono essere esercitati. Le disposizioni contenute nel presente articolo cesseranno di avere efficacia quando fossero emanati relativamente alla Società i decreti sui poteri speciali previsti dall'art. 2, commi 1 e 1-bis, della legge n. 474 del 30 luglio 1994.".

21.2.4 Descrizione delle modalità di modifica dei diritti dei possessori delle azioni, con indicazione dei casi in cui le condizioni sono più significative delle condizioni previste per legge

Ai sensi dell'art. 2437 del Codice Civile hanno diritto di recedere, per tutte o parte delle loro azioni, i soci che non hanno concorso alle deliberazioni riguardanti:

- la modifica della clausola dell'oggetto sociale, quando consente un cambiamento significativo dell'attività della società;
- la trasformazione della società;
- il trasferimento della sede sociale all'estero;
- la revoca dello stato di liquidazione;
- l'eliminazione di una o più cause di recesso previste dall'art. 2437, comma secondo, Codice Civile, ovvero dallo Statuto;

- la modifica dei criteri di determinazione del valore dell'azione in caso di recesso; e
- le modificazioni dello statuto concernenti i diritti di voto o di partecipazione.

È nullo ogni patto volto ad escludere o rendere più gravoso l'esercizio del diritto di recesso nelle ipotesi che precedono.

Di contro, è data facoltà alle società di decidere se escludere, mediante apposita previsione statutaria in tal senso, il diritto di recesso per i soci che non abbiano concorso all'approvazione delle deliberazioni riguardanti:

- la proroga del termine; e
- l'introduzione o la rimozione di vincoli alla circolazione dei titoli azionari.

L'art. 6 dello Statuto prevede l'esclusione del diritto di recesso per i soci che non abbiano concorso all'approvazione delle delibere che: (i) proroghino il termine di durata della Società, fissato al 31 dicembre 2100; (ii) introducano, modifichino o rimuovano vincoli alla circolazione delle azioni.

21.2.5 Descrizione delle condizioni che disciplinano le modalità di convocazione delle assemblee annuali e delle assemblee straordinarie degli azionisti, ivi comprese le condizioni di ammissione

Si riportano di seguito le principali disposizioni dello Statuto contenenti la disciplina delle assemblee ordinarie e straordinarie dell'Emittente. Per ulteriori informazioni si rinvia allo statuto dell'Emittente.

Convocazione

Ai sensi dell'art. 11 dello Statuto, l'Assemblea è convocata mediante avviso contenente l'indicazione del giorno, dell'ora, del luogo dell'adunanza e delle materie da trattare, da pubblicarsi nei termini di legge sulla Gazzetta Ufficiale oppure su almeno uno dei seguenti quotidiani: "Il Sole 24 Ore", "Corriere della Sera", "La Repubblica". I soci che, anche congiuntamente, rappresentino almeno un quarantesimo del capitale sociale, possono chiedere, entro cinque giorni dalla pubblicazione dell'avviso di convocazione dell'Assemblea, l'integrazione dell'elenco delle materie da trattare, indicando nella domanda gli argomenti proposti. L'integrazione non è ammessa per gli argomenti sui quali l'assemblea delibera, a norma di legge, su proposta degli amministratori o sulla base di un progetto o di una relazione da essi predisposta. Delle integrazioni ammesse dal Consiglio di Amministrazione è data notizia almeno dieci giorni prima della data fissata per l'Assemblea, mediante avviso da pubblicare come sopra indicato. L'avviso può contenere anche l'indicazione del giorno, dell'ora e del luogo della seconda e della terza convocazione qualora la prima e la seconda vadano deserte.

L'Assemblea ordinaria è convocata almeno una volta l'anno per l'approvazione del bilancio che deve avvenire entro 120 giorni dalla chiusura dell'esercizio sociale.

Diritto di intervento e di rappresentanza

Ai sensi dell'art. 12 dello Statuto, sono legittimati ad intervenire in Assemblea i soggetti per i quali sia stata rilasciata da un intermediario finanziario autorizzato, almeno due giorni non festivi prima della data fissata per la prima convocazione, la comunicazione di cui all'art. 2370, comma secondo, Codice Civile.

Gli aventi diritto possono farsi rappresentare mediante delega scritta nei limiti di legge. La Società mette a disposizione delle associazioni di azionisti le quali abbiano i requisiti previsti dalla normativa in materia, secondo i termini e le modalità di volta in volta concordati con i loro legali rappresentanti, spazi necessari alla comunicazione e allo svolgimento dell'attività di raccolta di deleghe di azionisti dipendenti della Società e delle sue controllate. Spetta al Presidente dell'Assemblea constatare la regolarità delle deleghe e il diritto di intervento all'Assemblea.

Le assemblee si tengono in Italia.

Assemblea Ordinaria

L'Assemblea ordinaria autorizza le deliberazioni aventi a oggetto la cessione, il conferimento, l'affitto, l'usufrutto e ogni altro atto di disposizione, anche nell'ambito di *joint venture*, ovvero di assoggettamento a vincoli dell'azienda ovvero di rami di azienda di rilevanza strategica che ineriscano ad attività relative al trasporto e al dispacciamento del gas, fermo restando, ai sensi dell'art. 2364, comma 1 n. 5), del Codice Civile, la responsabilità degli amministratori per gli atti compiuti. Le deliberazioni aventi a oggetto tali materie sono adottate, anche in seconda convocazione, con il voto favorevole di tanti soci che rappresentino almeno i tre quarti del capitale presente in Assemblea. Sulle altre materie di sua competenza, l'Assemblea ordinaria delibera con le maggioranze stabilite ai sensi di legge.

Assemblea Straordinaria

L'Assemblea straordinaria delibera, in prima, seconda e terza convocazione, con il voto favorevole di almeno i tre quarti del capitale presente in Assemblea.

21.2.6 Descrizione delle disposizioni dello Statuto che potrebbero avere l'effetto di ritardare, rinviare o impedire una modifica dell'assetto di controllo della Società

Salvo quanto previsto dall'articolo 7 dello Statuto dell'Emittente, non si segnalano disposizioni statutarie che potrebbero avere l'effetto di ritardare, rinviare o impedire una modifica dell'assetto di controllo della Società.

21.2.7 Indicazione di eventuali disposizioni dello Statuto della Società che disciplinano la soglia di possesso al di sopra della quale vige l'obbligo di comunicazione al pubblico della quota di azioni posseduta

Alla Data del Prospetto Informativo, lo Statuto non contiene disposizioni relative alla variazione dell'assetto di controllo ovvero che impongano l'effettuazione di una

comunicazione al pubblico in caso di variazione di determinate soglie di possesso, diverse da quelle previste dalle disposizioni legislative e regolamentari.

21.2.8 Descrizione delle condizioni previste dall'Atto costitutivo e dallo Statuto per la modifica del capitale sociale

Alla Data del Prospetto Informativo, lo Statuto non contiene alcuna speciale disposizione relativa alla modifica del capitale sociale.

22. CONTRATTI IMPORTANTI

Si riportano di seguito i termini e condizioni dei principali contratti stipulati dall'Emittente o da società del Gruppo Snam Rete Gas nei due anni precedenti la Data del Prospetto Informativo, che non rientrano nel normale svolgimento dell'attività e/o che comportano obblighi e/o diritti rilevanti per la Società e per il Gruppo Snam Rete Gas.

22.1 Progetto Galsi

In data 30 settembre 2008, Galsi e Snam Rete Gas hanno sottoscritto un accordo di intesa per la realizzazione della sezione italiana del nuovo gasdotto di importazione dall'Algeria all'Italia, via Sardegna.

Il progetto complessivo prevede una sezione internazionale via mare, dalla costa algerina fino al sud della Sardegna, nei pressi di Cagliari, per proseguire con la sezione italiana che comporta un tratto a terra di attraversamento della Sardegna fino alla zona di Olbia ed un nuovo tratto a mare che raggiungerà la Toscana nei pressi di Piombino, area in cui il nuovo progetto verrà interconnesso con la Rete Nazionale.

Il gasdotto si svilupperà quindi per circa 900 chilometri, di cui circa 600 *offshore*, raggiungendo profondità massime di circa 2.800 metri fra Algeria e Sardegna. La capacità di trasporto iniziale sarà pari a 8 miliardi di metri cubi all'anno.

L'accordo firmato il 30 settembre 2008 riguarda la sezione italiana del progetto e prevede una prima fase nella quale Galsi è responsabile dell'attività di progettazione, dell'ottenimento dei permessi e delle autorizzazioni necessarie per la realizzazione dell'intero progetto.

È prevista una seconda fase in cui Snam Rete Gas presenterà un'offerta a Galsi subordinatamente al verificarsi delle seguenti condizioni sospensive: (i) il completamento della progettazione da parte di Galsi, (ii) l'approvazione della medesima progettazione da parte di Snam Rete Gas, (iii) l'ottenimento dei permessi e delle autorizzazioni principali da parte di Galsi, (iv) l'introduzione nel quadro normativo e regolatorio di previsioni che consentano la stipula di contratti di trasporto di lungo termine, e (v) la conferma nel quadro regolatorio di previsioni sul riconoscimento di un premio per nuovi investimenti funzionali alla realizzazione di nuova capacità di trasporto analogo a quello riconosciuto dal quadro regolatorio in essere alla data dell'accordo.

L'offerta di Snam Rete Gas dovrà contenere: (i) la capacità di trasporto resa disponibile all'ingresso della Rete di Trasporto di Snam Rete Gas, e (ii) la data di messa a disposizione di tale capacità di trasporto che dovrà essere in funzione dei tempi di realizzazione della tratta italiana del gasdotto.

Successivamente a tale offerta di Snam Rete Gas, Galsi sarà chiamata ad assumere la decisione finale sull'investimento. Qualora la decisione finale sull'investimento sia positiva, verranno trasferiti da Galsi a Snam Rete Gas la progettazione, i permessi e le autorizzazioni relativi alla sezione italiana del progetto, mentre Snam Rete Gas procederà alle relative attività di realizzazione del progetto.

Le dimensioni economiche del progetto potranno essere definite una volta terminata la progettazione e l'acquisizione dei permessi. In ogni caso l'impegno vincolante per Snam Rete Gas sorgerà, in solo caso di esito positivo della decisione finale da parte di Galsi.

Tenuto conto che alla Data del Prospetto Informativo Snam Rete Gas non ha visibilità circa la realizzazione del progetto, la stessa non ha gli elementi per prevedere l'impegno economico relativo agli investimenti previsti nè le fonti di finanziamento relative a tali investimenti e non ha assunto alcuna deliberazione in merito all'ammontare di tale possibile impegno economico.

22.2 L'acquisizione di Italgas

Le informazioni contenute di seguito sono fornite anche ai sensi degli artt. 71 e 71-bis e dell'Allegato 3B, schema n. 3 e n. 4 del Regolamento Emittenti.

L'Aumento di Capitale offerto in opzione agli azionisti di cui al presente Prospetto Informativo è volto a reperire le risorse finanziarie necessarie per finanziare in parte le Acquisizioni.

In data 12 febbraio 2009, Snam Rete Gas, quale acquirente, ed Eni, quale venditore, hanno sottoscritto un contratto di compravendita avente ad oggetto l'acquisizione dell'intero capitale sociale di Italgas da parte dell'Emittente (il "**Contratto Italgas**"). Il Contratto Italgas prevede che l'esecuzione della compravendita avvenga in una data che sarà stabilita di comune accordo fra le parti e comunque entro il 31 dicembre 2009.

È intenzione dell'Emittente che l'acquisizione di Italgas venga perfezionata in tempi brevi dopo la conclusione dell'Offerta. Pertanto, alla Data del Prospetto Informativo, l'Emittente prevede che l'esecuzione del Contratto Italgas avvenga approssimativamente nel mese di luglio 2009.

Alla data di esecuzione, Snam Rete Gas corrisponderà per cassa a Eni un corrispettivo pari a Euro 3.070 milioni oltre agli interessi su tale somma pari ad un tasso di interesse annuo del 2,6% decorrenti dal 1 gennaio 2009 e fino alla data di esecuzione. Il corrispettivo pattuito tra le parti dovrà essere: (i) diminuito per un ammontare equivalente agli eventuali dividendi di competenze 2008 distribuiti da Italgas a Eni, in qualità di suo unico azionista (ii) rettificato per un ammontare pari alla differenza tra il valore della posizione finanziaria netta al 31 dicembre 2008 di Italgas e delle principali società in cui Italgas detiene partecipazioni rilevanti ("**Società del Gruppo**") rispetto all'equivalente posizione finanziaria netta, stimata alla medesima data (il "**Prezzo Italgas**"). Snam Rete Gas ha proceduto alla definizione del Prezzo Italgas sulla base di una valutazione effettuata utilizzando le metodologie comunemente utilizzate nella prassi di mercato, anche a livello internazionale, per operazioni di tale natura e per imprese attive nel settore in questione. In particolare, sono state utilizzate la metodologia Discounted Cash Flow ("**DCF**") basata sull'attualizzazione dei flussi di cassa e la metodologia Sum of the Parts ("**SOTP**") ovvero metodo della RAB, basato sul valore del Capitale Investito Netto definito dall'AEEG a fini tariffari, aumentato o diminuito di poste rettificative, tra le quali quelle rappresentative di eventuali efficienze o inefficienze operative e finanziarie.

Il Prezzo Italgas è soggetto ad ulteriori meccanismi di aggiustamento destinati ad operare anche successivamente alla data di esecuzione.

In *primis*, il Prezzo Italgas sarà rettificato per un ammontare pari alla differenza fra il valore provvisorio aggregato stimato della RAB al 31 dicembre 2007, di Italgas e di alcune società partecipate da Italgas determinato in complessivi circa Euro 4.560 milioni così come rappresentato da Eni nel Contratto Italgas e il valore della RAB di Italgas e delle stesse società partecipate da Italgas alla medesima data come approvato dall'AEEG.

Il valore provvisorio aggregato stimato della RAB rappresentato da Eni nel Contratto Italgas si riferisce a tutte le Concessioni di cui sono titolari Italgas e le società Napoletanagas, AES, Toscana Energia, Umbria Distribuzione Gas, Metano Arcore, Metano Borgomanero, Metano Casalpusterlengo, Metano Sant'Angelo Lodigiano, con la precisazione che, laddove applicabile, tale valore è calcolato in proporzione alla quota di capitale sociale detenuta da Italgas nella società concessionaria. In particolare, con riferimento a Italgas, il valore provvisorio stimato della RAB al 31 dicembre 2007 è pari a circa Euro 3.842 milioni e con riferimento a Napoletanagas è pari a circa Euro 379 milioni.

Il Prezzo Italgas sarà altresì adeguato al fine di lasciare in capo a Eni una parte dei benefici derivanti dalla eventuale vendita di taluni immobili di proprietà di Italgas o della sua controllata Napoletanagas, ma non funzionali alle attività delle stesse, che alla data di sottoscrizione del Contratto Italgas erano già in via di dismissione: in tal senso è stato convenuto che Snam Rete Gas debba fare quanto ragionevolmente possibile ed in suo potere e nei limiti della normativa sull'*unbundling* per fare in modo che Italgas proceda alla vendita di tali immobili entro 4 anni dalla data di esecuzione senza alcun obbligo di miglioria degli immobili stessi; nel caso di cessione in tale lasso di tempo, il 98% della plusvalenza fra prezzo di realizzo e valore di carico di ciascun immobile, al netto di ogni tassa, costo e onere sostenuto da Italgas e al lordo di eventuali proventi derivanti da canoni di locazione o dall'utilizzo degli stessi da parte di terzi fino alla data di cessione, verrà retrocessa a Eni. Al termine dei 4 anni, Eni potrà esercitare un'opzione di acquisto (c.d "opzione *call*") per 90 giorni al fine di riacquistare detti immobili al prezzo pari al valore contabile al 31 dicembre 2008 sommando gli eventuali costi sostenuti da Italgas in tale periodo. Eni comunque terrà indenne e manlevata Snam Rete Gas per ogni ragione di danno eventualmente sopportata da Italgas o Napoletanagas per la violazione delle dichiarazioni e garanzie che verranno usualmente rese in favore dei terzi acquirenti dei suddetti immobili.

Mediobanca, in qualità di *advisor* finanziario, ha rilasciato in favore del Consiglio di Amministrazione di Snam Rete Gas una *fairness opinion* in merito alla congruità dal punto di vista finanziario del corrispettivo dell'acquisizione di Italgas.

Eni ha rilasciato in favore di Snam Rete Gas un articolato e dettagliato *set* di dichiarazioni e garanzie contrattuali (a titolo esemplificativo, in relazione alla struttura societaria delle società facenti parte del perimetro della compravendita, alla mancanza di effetti negativi della compravendita sull'assetto di Italgas e delle società del Gruppo Italgas, alle situazioni bilancistiche di Italgas e delle società del Gruppo Italgas, al rispetto di leggi e regolamenti, ivi compreso il settore ambientale, all'ottemperanza degli obblighi di natura fiscale, al contenzioso e alla situazione dei dipendenti, degli immobili e delle concessioni in essere), oltre alle ordinarie dichiarazioni in relazione alla titolarità delle azioni di Italgas compravendute e all'assenza di pegni e vincoli sulle stesse.

Le parti hanno riconosciuto che in data 30 ottobre 2008 Italgas e GDF-Suez S.A. (di seguito, "**Suez**") hanno stipulato un contratto di compravendita (di seguito, il "**Contratto Suez**") ai sensi del quale, *inter alia*, la prima si è impegnata a cedere alla seconda l'intero capitale sociale di una società a responsabilità limitata in cui Italgas avrà conferito il ramo d'azienda c.d. "**Romana Gas**" relativo alla distribuzione di gas nel Comune di Roma (il "**Ramo d'Azienda Romana Gas**"). Il prezzo concordato per la vendita è pari a circa Euro 1 miliardo, è il risultato della negoziazione tra due soggetti terzi, ed è in linea con la stima della RAB del Ramo d'Azienda Romana Gas formulata sulla base dei valori di bilancio 2008 e comunicata da Eni all'Emittente in occasione del Contratto Italgas.

Il Contratto Suez è sottoposto a determinate condizioni tra cui, in particolare, l'autorizzazione del Comune di Roma al trasferimento della concessione di distribuzione, da avverarsi al massimo entro il 31 agosto 2009.

Nell'ambito del Contratto Italgas, Eni ha rilasciato in favore di Snam Rete Gas delle dichiarazioni e garanzie contrattuali in relazione al Contratto Suez e alla composizione del Ramo d'Azienda Romana Gas. Il Contratto Italgas prevede, inoltre, una clausola di tutela in relazione alle eventuali violazioni delle dichiarazioni e garanzie rese da Italgas nei confonti di Suez quale acquirente del Ramo d'Azienda Romana Gas.

Il Contratto Italgas prevede che Snam Rete Gas possa recedere dal contratto, nel periodo intercorrente fra la sottoscrizione dello stesso e la data di esecuzione, al verificarsi di una violazione delle dichiarazioni e garanzie rilasciate da Eni che provochi un effetto negativo significativo per Italgas e/o le società del Gruppo Italgas con soglie di materialità concordate tra le parti.

La procedura di indennizzo per le perdite conseguenti alla violazione di dichiarazioni e garanzie prevede le usuali e *standard* limitazioni a favore del venditore in termini di limite massimo di responsabilità, soglia minima per la risarcibilità del danno, franchigie ed effetti di reflusso fiscale e/o assicurativo. È stato previsto che la durata delle dichiarazioni e garanzie ordinarie sia di 2 anni dalla data di esecuzione mentre le dichiarazioni e garanzie relative al titolo delle azioni acquistate ed alle responsabilità tributarie, previdenziali, giuslavoristiche o penali hanno come limite temporale gli applicabili termini di prescrizione e ad esse non si applica alcun tetto di indennizzo.

È stato inoltre previsto un indennizzo, Euro per Euro, in materia ambientale di durata triennale con un tetto specifico massimo concordato, che si aggiunge a quanto già allocato a fondo rischi.

Nei limiti della disciplina sull'*unbundling* (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 6, Paragrafo 6.6.6), durante il periodo fra la sottoscrizione del Contratto Italgas e la data di esecuzione, Eni si è impegnata a far sì che Italgas e le società del Gruppo Italgas non compiano atti eccedenti i limiti dell'ordinaria amministrazione, salvo il consenso di Snam Rete Gas, che non potrà essere irragionevolmente negato.

Eni si è impegnata a non porre in essere in Italia attività in concorrenza con l'attività di distribuzione del gas, per un periodo di 2 anni decorrenti dalla data di esecuzione, salvo che con il consenso di Snam Rete Gas, il quale non verrà irragionevolmente rifiutato; è comunque consentito ad Eni di continuare a svolgere quanto già svolto alla data di sottoscrizione del Contratto Italgas mediante società controllate e di acquisire società svolgenti, in maniera non principale o sostanziale, attività di distribuzione di gas.

Alla Data del Prospetto Informativo, Eni e Snam Rete Gas ritengono che l'acquisizione di Italgas non sia soggetta alla preventiva autorizzazione da parte delle autorità antitrust, assumendo che detta acquisizione non rappresenti un'ipotesi di modifica del controllo di Italgas tale da configurare un'operazione di concentrazione e dunque un obbligo di comunicazione preventiva all'autorità. Tuttavia Eni e Snam Rete Gas hanno concordato che, qualora un'autorità antitrust dovesse ritenere che l'acquisizione di Italgas dovesse essere soggetta ad un qualsiasi tipo di autorizzazione, l'esecuzione del Contratto Italgas si intenderà, a sua volta, soggetto alla condizione sospensiva del preventivo rilascio di tale autorizzazione. In tal caso Eni e Snam Rete Gas negozieranno in buona fede un'apposita clausola contrattuale che regoli i rispettivi obblighi a carico delle parti modificando

coerentemente, per quanto necessario le altre previsioni contrattuali senza peraltro alterare sostanzialmente il contenuto del Contratto Italgas.

L'esecuzione del Contratto Italgas avverrà contestualmente all'esecuzione del Contratto Stogit, essendo le due compravendite collegate. Pertanto, nel caso in cui sia stato esercitato da Snam Rete Gas il diritto di recesso relativo al Contratto Stogit (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 22, Paragrafo 22.3), il Contratto Italgas non troverà esecuzione.

L'acquisizione di Italgas presenta i rischi tipici insiti nelle operazioni con parti correlate, in quanto l'Emittente è soggetto all'attività di direzione e coordinamento da parte di Eni (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 7, Paragrafo 7.1). Le potenziali criticità connesse all'acquisizione di Italgas risiedono principalmente nella determinazione del prezzo pattuito. A tal proposito, come ricordato, Mediobanca, per Snam Rete Gas, e Banca IMI e Rothschild, per Eni, hanno attestato la congruità del corrispettivo pattuito per l'acquisto di Italgas.

Si precisa che a seguito del perfezionamento dell'acquisizione di Italgas ed in conseguenza della stessa non vi sarà alcuna variazione dei compensi dei componenti dei consigli di amministrazione di Snam Rete Gas e di Eni.

22.3 L'acquisizione di Stogit

Le informazioni contenute di seguito sono fornite anche ai sensi degli artt. 71 e 71-bis e dell'Allegato 3B, schema n. 3 e n. 4 del Regolamento Emittenti.

L'Aumento di Capitale offerto in opzione agli azionisti di cui al presente Prospetto Informativo è volto a reperire le risorse finanziarie necessarie per finanziare in parte le Acquisizioni.

In data 12 febbraio 2009, Snam Rete Gas, quale acquirente, ed Eni, quale venditore, hanno sottoscritto un contratto avente ad oggetto l'acquisizione dell'intero capitale sociale di Stogit da parte dell'Emittente (il "**Contratto Stogit**"). Il Contratto Stogit prevede che l'esecuzione della compravendita avvenga in una data che sarà stabilita di comune accordo fra le parti e comunque entro il 31 dicembre 2009.

È intenzione dell'Emittente che l'acquisizione di Stogit venga perfezionata in tempi brevi dopo la conclusione dell'Offerta. Pertanto, alla Data del Prospetto Informativo, l'Emittente prevede che l'esecuzione del Contratto Stogit avvenga approssimativamente nel mese di luglio 2009.

Alla data di esecuzione, Snam Rete Gas corrisponderà per cassa a Eni un corrispettivo pari a Euro 1.650 milioni oltre agli interessi su tale somma pari ad un tasso di interesse annuo del 2,6% decorrenti dal 1 gennaio 2009 e fino alla data di esecuzione. Il corrispettivo pattuito tra le parti dovrà essere: (i) diminuito per un ammontare equivalente agli eventuali dividendi di competenza 2008 distribuiti da Stogit a Eni, in qualità di suo unico azionista; (ii) rettificato per un ammontare pari alla differenza tra il valore della posizione finanziaria netta al 31 dicembre 2008 di Stogit rispetto all'equivalente posizione finanziaria netta, stimata alla medesima data (il "**Prezzo Stogit**"). Snam Rete Gas ha proceduto alla definizione del Prezzo Stogit sulla base di una valutazione effettuata utilizzando le metodologie comunemente utilizzate nella prassi di mercato, anche a livello internazionale, per operazioni di tale natura e per imprese attive nel settore in questione. In particolare, sono state utilizzate la metodologia Discounted Cash Flow ("**DCF**"), basata sull'attualizzazione dei flussi di

cassa e la metodologia Sum of the Parts ("**SOTP**"), ovvero metodo della RAB, basato sul valore del Capitale Investito Netto definito dall'AEEG a fini tariffari, aumentato o diminuito di poste rettificative, tra le quali quelle rappresentative di eventuali efficienze o inefficienze operative e finanziarie.

Il Prezzo Stogit è soggetto ad ulteriori meccanismi di aggiustamento destinati ad operare anche successivamente alla data di esecuzione. *In primis*, il Prezzo Stogit sarà rettificato per un ammontare pari alla differenza fra il valore del RAB di Stogit stimato al 31 dicembre 2008 in complessivi Euro 2.779.205.463,78 indicato da Stogit nella proposta tariffaria già presentata all'AEEG per l'Anno Termico 1 aprile 2009 - 31 marzo 2010 e quello del RAB di Stogit alla medesima data come approvato dall'AEEG.

Inoltre il Prezzo Stogit potrà essere adeguato, al fine di tener conto del differente valore rispetto a quello attuale che potrebbe essere riconosciuto dall'AEEG per il periodo tariffario 1 aprile 2014 - 31 marzo 2018, ai quantitativi di gas naturale di proprietà di Stogit alla data del trasferimento delle azioni e ricompresi tra le attività che compongono la RAB.

Il contratto prevede inoltre meccanismi di *hedging* predisposti al fine di mantenere in capo a Eni i rischi e/o benefici che possano derivare:

(a) dalla eventuale valorizzazione del gas di proprietà di Stogit al momento del trasferimento delle azioni diversa da quella attualmente riconosciuta dall'AEEG in caso di cessione anche parziale dello stesso, allorquando determinati quantitativi dovessero diventare non più strumentali alle concessioni regolate e quindi disponibili per la cessione;

(b) dalla eventuale cessione di capacità di stoccaggio che dovesse eventualmente rendersi liberamente disponibile su base negoziale e non più regolata, ovvero dalla cessione di concessioni tra quelle in capo a Stogit al momento del trasferimento delle azioni che dovessero eventualmente essere dedicate prevalentemente ad attività di stoccaggio non più soggetta a regolazione.

Mediobanca, in qualità di *advisor* finanziario, ha rilasciato in favore del Consiglio di Amministrazione di Snam Rete Gas una *fairness opinion* in merito alla congruità dal punto di vista finanziario del corrispettivo dell'acquisizione di Stogit.

Eni ha rilasciato in favore di Snam Rete Gas un articolato e dettagliato *set* di dichiarazioni e garanzie contrattuali (a titolo esemplificativo, in relazione alla struttura societaria di Stogit, alla mancanza di effetti negativi della compravendita sull'assetto di Stogit, alle caratteristiche del Gas Rilevante detenuto da Stogit, ai contratti di prestazione di servizi di stoccaggio di cui è parte Stogit, ai progetti di sviluppo e di potenziamento delle capacità di stoccaggio, alle situazioni bilancistiche di Stogit, al rispetto di leggi e regolamenti, ivi compreso il settore ambientale, all'ottemperanza degli obblighi di natura fiscale, al contenzioso e alla situazione dei dipendenti, degli immobili e delle concessioni in essere), oltre alle ordinarie dichiarazioni in relazione alla titolarità delle azioni di Stogit compravendute e all'assenza di pegni e vincoli sulle stesse.

Il Contratto Stogit prevede che Snam Rete Gas possa recedere dal contratto, nel periodo intercorrente fra la sottoscrizione dello stesso e la data di esecuzione, al verificarsi di una violazione delle

dichiarazioni e garanzie rilasciate da Eni che provochi un effetto negativo significativo per Stogit con soglie di materialità concordate tra le parti.

La procedura di indennizzo per le perdite conseguenti alla violazione di dichiarazioni e garanzie prevede le usuali e *standard* limitazioni a favore del venditore in termini di limite massimo di responsabilità, soglia minima per la risarcibilità del danno, franchigie ed effetti di reflusso fiscale e/o assicurativo.

È stato previsto che la durata delle dichiarazioni e garanzie ordinarie sia di 2 anni dalla data di esecuzione mentre le dichiarazioni e garanzie relative al titolo delle azioni acquistate ed alle responsabilità tributarie, previdenziali, giuslavoristiche o penali hanno come limite temporale gli applicabili termini di prescrizione e ad esse non si applica alcun tetto di indennizzo.

È stato invece previsto un indennizzo Euro per Euro, in materia ambientale di durata triennale con un tetto massimo specifico concordato.

Nei limiti della disciplina sull'*unbundling*, durante il periodo fra la sottoscrizione del Contratto Stogit e la data di esecuzione, Eni si è impegnata a far sì che Stogit non compia atti eccedenti i limiti dell'ordinaria amministrazione, salvo il consenso di Snam Rete Gas, che non potrà essere irragionevolmente negato.

Eni si è impegnata a non porre in essere in Italia attività in concorrenza con l'attività di prestazione a terzi di servizi di stoccaggio del gas, per un periodo di 2 anni decorrenti dalla data di esecuzione; è comunque consentito ad Eni di acquisire società svolgenti, in maniera non principale o sostanziale, attività di stoccaggio del gas.

Alla Data del Prospetto Informativo, Snam Rete Gas ed Eni ritengono che l'acquisizione di Stogit non sia soggetta alla preventiva autorizzazione da parte delle autorità antitrust assumendo che detta acquisizione non rappresenti un'ipotesi di modifica del controllo di Stogit tale da configurare un'operazione di concentrazione e dunque un obbligo di comunicazione preventiva all'autorità. Tuttavia Eni e Snam Rete Gas hanno concordato che, qualora un'autorità antitrust dovesse ritenere che l'acquisizione di Stogit dovesse essere soggetta ad un qualsiasi tipo di autorizzazione, l'esecuzione del Contratto Stogit si intenderà, a sua volta, soggetto alla condizione sospensiva del preventivo rilascio di tale autorizzazione. In tal caso Eni e Snam Rete Gas negozieranno in buona fede un'apposita clausola contrattuale che regoli i rispettivi obblighi a carico delle parti modificando coerentemente, per quanto necessario le altre previsioni contrattuali senza peraltro alterare sostanzialmente il contenuto del Contratto Stogit.

L'esecuzione del Contratto Stogit avverrà contestualmente all'esecuzione del Contratto Italgas, essendo le due compravendite collegate. Pertanto, nel caso in cui sia stato esercitato da Snam Rete Gas il diritto di recesso relativo al Contratto Italgas (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 22, Paragrafo 22.2), il Contratto Stogit non troverà esecuzione.

L'acquisizione di Stogit presenta i rischi tipici insiti nelle operazioni con parti correlate effettuate in quanto l'Emittente è soggetto all'attività di direzione e coordinamento da parte di Eni (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 7, Paragrafo 7.1). Le potenziali criticità connesse all'acquisizione di Stogit risiedono principalmente nella determinazione del prezzo pattuito. A tal proposito, come ricordato, Mediobanca,

per Snam Rete Gas, e Banca IMI e Rothschild, per Eni, hanno attestato la congruità del corrispettivo pattuito per l'acquisto di Stogit.

Si precisa che a seguito del perfezionamento dell'acquisizione di Stogit ed in conseguenza della stessa non vi sarà alcuna variazione dei compensi dei componenti dei consigli di amministrazione di Snam Rete Gas e di Eni.

22.4 Motivazioni e finalità delle Acquisizioni

Le informazioni contenute di seguito sono fornite anche ai sensi degli artt. 71 e 71-bis e dell'Allegato 3B, schema n. 3 e n. 4 del Regolamento Emittenti.

L'Aumento di Capitale offerto in opzione agli azionisti di cui al presente Prospetto Informativo è volto a reperire le risorse finanziarie necessarie per finanziare in parte le Acquisizioni.

Il perfezionamento delle Acquisizioni consentirà la creazione di un unico operatore integrato nelle attività regolate del settore del gas in Italia e operatore di assoluta rilevanza in Europa. Le Acquisizioni posizionano Snam Rete Gas, come unico interlocutore, al centro del sistema integrato del gas in Italia, con benefici per tutti gli *stakeholders* coinvolti, inclusi clienti finali e *Shippers*, fornitori, autorità e istituzioni, organizzazioni e associazioni, le comunità e il territorio nonché gli azionisti e gli investitori.

L'Emittente ritiene che l'acquisto dell'intero capitale sociale di Italgas e Stogit e la conseguente integrazione delle attività di trasporto, distribuzione e stoccaggio del gas naturale consentirà di perseguire l'obiettivo di creazione di valore per gli azionisti anche grazie alla generazione di un significativo livello di sinergie.

Il perfezionamento delle Acquisizioni permetterà, infatti, lo sviluppo di sinergie di tipo: (i) operativo, grazie alla possibilità di ottimizzare la gestione dei flussi fisici di gas ed all'implementazione degli *standard* organizzativi e tecnologici di Snam Rete Gas nella gestione e manutenzione degli impianti (Centrali di Compressione), della rete e dei misuratori; (ii) regolatorio, grazie alla possibilità di uniformità nei rapporti con l'AEEG; e (iii) di costo e di investimento. Complessivamente l'Emittente stima che le sinergie possano essere quantificabili, a regime nel 2012, in una misura pari a circa il 2% del margine operativo lordo del Nuovo Gruppo Snam Rete Gas calcolato con riferimento ai dati aggregati dell'esercizio 2008, grazie alla razionalizzazione delle aree di sovrapposizione esistenti tra le diverse società in termini di attività operative svolte, di distribuzione territoriale, di tipologie di materiali e appalti da approvvigionare.

Snam Rete Gas ritiene, inoltre, che le Acquisizioni siano in coerenza con la strategia annunciata dalla Società, focalizzata, tra l'altro, sul mantenimento dell'attuale profilo di rischio di *business* in considerazione delle caratteristiche del quadro regolatorio delle attività di distribuzione e di stoccaggio, che presentano analogie con quelle dell'attività di trasporto.

In quest'ottica, secondo l'Emittente, l'espansione della presenza di Snam Rete Gas nei *business* regolati anche alle attività di stoccaggio e di distribuzione di gas permetterà una mitigazione e diversificazione del rischio regolatorio percepito dal mercato, legato alla periodica revisione del quadro di regolazione da parte dell'AEEG, anche grazie alla differente durata dei periodi regolatori.

L'Emittente ritiene, infine, che il perfezionamento delle Acquisizioni accrescerà le potenzialità di miglioramento del profilo di crescita delle attività regolate e conseguentemente permetterà una massimizzazione del valore per gli azionisti, per mezzo di: (i) un tasso di crescita atteso, nel medio periodo, della RAB di Stogit superiore a quello stimato per la RAB di Snam Rete Gas; (ii) un livello di remunerazione base della RAB consolidata post Acquisizioni positivamente influenzato dai tassi di rendimento base della RAB delle attività di distribuzione e di stoccaggio, attualmente superiori a quello base dell'attività di trasporto; (iii) la possibilità, a regime, di contenimento del rischio di reinvestimento tipico delle società che operano in *business* regolati e che vedono la possibilità di mantenere e incrementare i propri margini legata alla capacità di realizzare investimenti.

22.5 Fonti di finanziamento individuate a copertura del prezzo delle Acquisizioni

Le informazioni contenute di seguito sono fornite anche ai sensi degli artt. 71 e 71-bis e dell'Allegato 3B, schema n. 3 e n. 4 del Regolamento Emittenti.

Le Acquisizioni saranno finanziate per un importo pari a Euro 3.440 milioni mediante l'utilizzo degli ammontari netti rivenienti dall'Aumento di Capitale (Cfr. Sezione Seconda, Capitolo 3, Paragrafo 3.4). Inoltre, Snam Rete Gas, al fine di disporre delle ulteriori risorse finanziarie necessarie per le Acquisizioni, in concomitanza con la firma dei contratti relativi alle Acquisizioni, ha ricevuto da parte di Eni un impegno irrevocabile ("***Commitment Letter***") a sottoscrivere un contratto, entro la data di perfezionamento delle Acquisizioni, per l'erogazione di un finanziamento a medio-lungo termine in favore di Snam Rete Gas di importo massimo pari ad Euro 1.300 milioni da utilizzare al fine del pagamento di parte del prezzo delle Acquisizioni (il "**Finanziamento Eni**").

Secondo quanto convenuto nella *Commitment Letter*, il Finanziamento Eni, il cui utilizzo è ad esclusiva facoltà di Snam Rete Gas, sarà suddiviso in due quote: (i) una quota a tasso fisso, e (ii) una quota a tasso variabile del costo annuo pari all'Euribor 3 mesi maggiorato di 260 *basis points*, ciascuna di un importo massimo di Euro 1.000 milioni, fatto salvo l'importo massimo complessivo di Euro 1.300 milioni.

Il Finanziamento Eni dovrà essere rimborsato nell'anno 2016 in un'unica soluzione, fermo restando la facoltà di Snam Rete Gas di (i) estendere la durata del Finanziamento Eni di ulteriori 5 anni, sulla base delle condizioni di mercato prevalenti in quel momento, per un importo totale o parziale e (ii) di rimborsare anticipatamente il Finanziamento Eni in occasione di ogni pagamento di interessi, senza alcuna penale, ma con importi della *tranche* a tasso fisso valorizzati secondo il tasso di mercato corrente alla data del rimborso.

Eni avrà la facoltà di richiedere il rimborso anticipato del Finanziamento Eni in caso di perdita di controllo di Snam Rete Gas da parte di Eni o per modifiche legislative sopraggiunte che compromettano la possibilità per Snam Rete Gas di adempiere agli obblighi assunti nel contratto di finanziamento; tale rimborso non comporterà alcuna penale, ma gli importi della *tranche* a tasso fisso saranno valorizzati secondo il tasso di mercato corrente alla data del rimborso e il relativo beneficio sarà riconosciuto a, o la relativa perdita sarà sostenuta da, Snam Rete Gas.

Gli impegni assunti da Eni con la *Commitment Letter* verranno automaticamente meno qualora si verifichi, prima della sottoscrizione del contratto che disciplinerà il Finanziamento Eni, uno dei seguenti casi: (i) il verificarsi di un evento, comprese le modifiche del quadro normativo vigente, tali da compromettere in maniera significativa, a ragionevole giudizio di Eni e Snam Rete Gas, la corretta

esecuzione degli impegni assunti da essi ai sensi della *Commitment Letter*; o (ii) la sospensione dei pagamenti, lo stato di insolvenza, la messa in amministrazione straordinaria, la cessione dei beni ai creditori, lo scioglimento, la liquidazione di Snam Rete Gas.

Qualora successivamente alla sottoscrizione del contratto che disciplinerà il Finanziamento Eni, si verifichi uno dei casi sopra descritti, Eni avrà la facoltà di risolvere tale contratto e di chiedere il rimborso anticipato del Finanziamento Eni.

23. INFORMAZIONI PROVENIENTI DA TERZI, PARERI DI ESPERTI E DICHIARAZIONI DI INTERESSI

23.1 Relazioni e pareri di esperti

Si segnala che Mediobanca, in qualità di *advisor* finanziario, ha rilasciato in favore del Consiglio di Amministrazione di Snam Rete Gas una *fairness opinion* in merito alla congruità dal punto di vista finanziario del corrispettivo delle Acquisizioni che si allega al presente Prospetto Informativo *sub* Allegato 3.

Fatto salvo quanto sopra specificato e ad esclusione delle fonti di mercato indicate nel Capitolo 6 della presente Sezione Prima, nel Prospetto Informativo non vi sono altri pareri o relazioni attribuite ad esperti.

23.2 Informazioni provenienti da terzi

Le informazioni provenienti da fonti terze sono state riprodotte fedelmente dall'Emittente e, per quanto a conoscenza di Snam Rete Gas, anche sulla base di informazioni pubblicate dai terzi in questione, non sono stati omessi fatti che potrebbero rendere tali informazioni inesatte o ingannevoli.

Con riferimento ai bilanci di Italgas, delle società del Gruppo Italgas e di Stogit la responsabilità compete ai rispettivi organi amministrativi.

L'Emittente non assume alcuna responsabilità in relazione alla veridicità, esaustività o completezza di ogni e qualsiasi informazione tratta dai documenti pubblici, bilanci e/o dati contabili di Stogit, Italgas e del Gruppo Italgas contenute nel presente Prospetto Informativo.

24. DOCUMENTI ACCESSIBILI AL PUBBLICO

Per la durata di validità del Prospetto Informativo, sono a disposizione del pubblico presso la sede sociale di Snam Rete Gas in Piazza Santa Barbara, 7, San Donato Milanese - Milano, nonchè presso la sede di Borsa Italiana in Piazza degli Affari, 6, Milano, in orari d'ufficio e durante i giorni lavorativi, nonché sul sito *internet* di Snam Rete Gas (www.snamretegas.it), i seguenti documenti:

- atto costitutivo e statuto dell'Emittente;
- Prospetto Informativo;
- progetto di bilancio di esercizio dell'Emittente per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008, predisposto in conformità agli IFRS adottati dall'Unione Europea e corredato dalla relazione della Società di Revisione;
- bilanci di esercizio dell'Emittente per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2007 e 2006, predisposti in conformità agli IFRS adottati dall'Unione Europea e corredati dalle relazioni della Società di Revisione;
- bilanci consolidati dell'Emittente per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006, predisposti in conformità agli IFRS adottati dall'Unione Europea e corredati dalle relazioni della Società di Revisione;
- presentazione *Results and Strategy*, "*Creating a Leader in the regulated gas business*", del 13 febbraio 2009.

Sarà altresì disponibile sul sito *internet* di Snam Rete Gas (www.snamretegas.it) il resoconto intermedio consolidato di Snam Rete Gas al 31 marzo 2009 che verrà approvato entro il 23 aprile 2009 e che sarà, non appena possibile, reso pubblico su tale sito.

Sono inoltre disponibili sul sito *internet* di Italgas (www.italgas.it) i seguenti documenti:

- progetto di bilancio di esercizio di Italgas per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008, predisposto in conformità agli IFRS adottati dall'Unione Europea e corredato dalla relazione della Società di Revisione;
- bilanci di esercizio di Italgas per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2007 e 2006, predisposti in conformità agli IFRS adottati dall'Unione Europea e corredati dalle relazioni della Società di Revisione; e
- bilanci consolidati contrattuali di Italgas per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006, predisposti in conformità agli IFRS adottati dall'Unione Europea e corredati dalla relazione della Società di Revisione; tali bilanci sono stati redatti esclusivamente per adempiere alle obbligazioni contrattuali previste dall'accordo di compravendita del 12 febbraio 2009 sottoscritto tra l'Emittente e Eni e relativo alle informazioni necessarie alla predisposizione del Prospetto Informativo relativo all'Aumento di Capitale; e

Sarà altresì disponibile sul sito *internet* di Italgas (www.italgas.it) il resoconto intermedio consolidato di Italgas al 31 marzo 2009 che verrà approvato entro il 23 aprile 2009 e che sarà, non appena possibile, reso pubblico su tale sito.

Sono inoltre disponibili sul sito *internet* di Stogit (www.stogit.it) i seguenti documenti:

- progetto di bilancio di esercizio di Stogit per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008, predisposto in conformità agli IFRS adottati dall'Unione Europea e corredato dalla relazione della Società di Revisione;

- bilanci di esercizio di Stogit per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2007 e 2006, predisposti in conformità agli IFRS adottati dall'Unione Europea e corredati dalle relazioni della Società di Revisione.

Sarà altresì disponibile sul sito *internet* di Stogit (www.stogit.it) il resoconto intermedio di Stogit al 31 marzo 2009 che verrà approvato entro il 23 aprile 2009 e che sarà, non appena possibile, reso pubblico su tale sito.

25. INFORMAZIONI SULLE PARTECIPAZIONI

La Società è la capogruppo del Gruppo Snam Rete Gas. Per una descrizione delle società in cui l'Emittente detiene una quota del capitale tale da avere un'incidenza rilevante sulla valutazione delle attività e passività, della situazione finanziaria o dei profitti e delle perdite, si rinvia alla Sezione Prima, Capitolo 7, Paragrafo 7.2.

SEZIONE SECONDA

[QUESTA PAGINA È STATA LASCIATA VOLUTAMETE BIANCA]

1. PERSONE RESPONSABILI

1.1 Persone responsabili delle informazioni

La responsabilità del Prospetto Informativo è assunta dalle persone indicate alla Sezione Prima, Capitolo 1, Paragrafo 1.1.

1.2 Dichiarazione di responsabilità

La dichiarazione di responsabilità è riportata alla Sezione Prima, Capitolo 2, Paragrafo 2.1.

2. FATTORI DI RISCHIO

Per una descrizione dei fattori di rischio relativi agli strumenti finanziari, si rinvia alla Sezione Prima, Capitolo 4 del Prospetto Informativo.

3. INFORMAZIONI FONDAMENTALI

3.1 Dichiarazione relativa al capitale circolante

A giudizio dell'Emittente il capitale circolante, inteso quale cassa e altre risorse liquide disponibili necessarie per far fronte ai pagamenti quando dovuti, è sufficiente per il soddisfacimento delle sue esigenze attuali, e dunque per un periodo di almeno 12 mesi dalla Data del Prospetto Informativo.

3.2 Fondi propri e indebitamento

La seguente tabella riporta la composizione dei fondi propri e dell'indebitamento finanziario consolidato dell'Emittente, al 31 marzo 2009:

(*milioni di Euro*)		**Al 31 marzo 2009**
A.	Disponibilità liquide[34]	-
B	Altre disponibilità liquide	-
C.	Titoli detenuti per la negoziazione	-
D.	Liquidità (A)+(B)+(C)[35]	-
E.	Crediti finanziari	(1)
F.	Debiti bancari correnti	-
G.	Parte corrente dei finanziamenti a medio-lungo termine	15
H.	Altri debiti finanziari correnti	983
I.	Debiti e altre passività finanziarie correnti (F)+(G)+(H)	998
J.	Indebitamento finanziario corrente netto (D)+(E)+(I)	997
K.	Parte non corrente dei finanziamenti a medio-lungo termine	5.200
L.	Obbligazioni emesse	-
M.	Altri debiti non correnti	-
N.	Debiti ed altre passività finanziarie non correnti (K)+(L)+(M)	5.200
O.	Indebitamento finanziario netto (J)+(N)	6.197
P.	Capitale sociale	1.956
Q.	Riserva legale	391
R.	Altre riserve, incluso l'utile dell'esercizio	1.310
S.	Patrimonio Netto (P)+(Q)+(R)	3.657
T.	**Fondi Propri e Indebitamento (I)+(N)+(S)**	**9.855**

3.3 Interessi di persone fisiche e giuridiche partecipanti all'Offerta

Non risultano interessi di persone fisiche o giuridiche significativi per l'Offerta.

3.4 Ragioni dell'Offerta e impiego dei proventi

Il 12 febbraio 2009 Snam Rete Gas ha sottoscritto i contratti di acquisto da Eni dell'intero capitale sociale di Stogit, maggiore operatore italiano nel settore dello stoccaggio del gas naturale, e di Italgas,

[34] Si segnala che alla Data del 31 marzo 2009 le disponibilità liquide del Gruppo Snam Rete Gas ammontano a circa Euro 462.000,00.

[35] Si segnala che alla Data del 31 marzo 2009, per effetto di quanto indicato alla nota (34) che precede, il Totale delle Liquidità ammonta a circa Euro 462.000,00.

principale operatore nell'attività di distribuzione di gas in Italia. Il prezzo è stato determinato in 1.650 milioni di Euro per Stogit ed in 3.070 milioni di Euro per Italgas (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 22, Paragrafi 22.2 e 22.3).

I proventi netti rivenienti dall'Aumento di Capitale saranno utilizzati dall'Emittente per finanziare in parte le Acquisizioni. Inoltre, Snam Rete Gas, al fine di disporre delle ulteriori risorse finanziarie necessarie per le Acquisizioni, in concomitanza con la firma dei contratti relativi alle Acquisizioni, ha ricevuto da parte di Eni un impegno irrevocabile (c.d. *commitment letter*) a sottoscrivere un contratto, entro la data di perfezionamento delle Acquisizioni, per l'erogazione di un finanziamento a medio-lungo termine in favore di Snam Rete Gas di importo massimo pari ad Euro 1.300 milioni da utilizzare al fine del pagamento di parte del prezzo delle Acquisizioni (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 22, Paragrafo 22.5).

Qualora le Acquisizioni fossero abbandonate o divenissero impossibili o ragionevolmente non attuabili successivamente all'esecuzione dell'Offerta in Opzione, Snam Rete Gas valuterà, entro un termine ragionevole, come utilizzare gli ammontari, al netto delle spese, rivenienti dall'Aumento di Capitale prendendo in considerazione eventuali acquisizioni o nuovi investimenti strategici alternativi, ovvero distribuendo agli azionisti dividendi straordinari.

In attesa di prendere una decisione in relazione alle eventualità sopra descritti, la Società potrebbe decidere di utilizzare tali somme per ridurre, in via temporanea, l'utilizzo delle linee di credito a disposizione.

4. INFORMAZIONI RIGUARDANTI GLI STRUMENTI FINANZIARI DA OFFRIRE E DA AMMETTERE ALLA NEGOZIAZIONE

4.1 Tipo e classe degli strumenti finanziari offerti al pubblico e ammessi alla negoziazione

Oggetto dell'Offerta in Opzione sono massime n. 1.614.292.394 Azioni ordinarie di Snam Rete Gas aventi le stesse caratteristiche delle azioni ordinarie in circolazione alla data della loro emissione.

Le azioni oggetto dell'Offerta rappresentano una percentuale del 45,2% circa del Capitale Sociale di Snam Rete Gas *Post* Offerta.

Ai Diritti di Opzione per la sottoscrizione delle Azioni, è stato attribuito il codice IT0004487440.

Le Azioni avranno godimento 1 gennaio 2009.

Le Azioni non parteciperanno quindi alla distribuzione del dividendo relativo all'esercizio 2008; viceversa le azioni ordinarie già quotate alla Data del Prospetto Informativo parteciperanno alla distribuzione del saldo del dividendo relativo all'esercizio 2008 in relazione al quale è prevista come data di stacco cedola il 18 maggio 2009 con pagamento il 21 maggio 2009.

Le Azioni saranno fungibili con quelle attualmente negoziate in Borsa solo a partire dal 18 maggio 2009 per liquidazione dal 21 maggio 2009 e successivi. Le Azioni avranno codice ISIN IT0004487457 sino al 20 maggio 2009.

Dal 21 maggio 2009, alle Azioni sarà automaticamente attribuito lo stesso codice ISIN delle azioni ordinarie Snam Rete Gas quotate alla Data del Prospetto Informativo (ISIN IT0003153415) e le Azioni saranno pienamente fungibili con tali azioni.

Le Azioni saranno emesse munite della cedola n. 12 e seguenti.

4.2 Legislazione in base alla quale le Azioni saranno emesse

Le Azioni sono emesse in base alla normativa italiana e saranno soggette alla medesima normativa.

4.3 Caratteristiche delle Azioni

Le Azioni saranno nominative, indivisibili ed in forma dematerializzata, immesse nel sistema di gestione accentrata gestito da Monte Titoli.

4.4 Valuta di emissione degli strumenti finanziari

Le Azioni saranno emesse in Euro.

4.5 Descrizione dei diritti connessi alle Azioni

Le Azioni emittende presenteranno le stesse caratteristiche ed attribuiranno i medesimi diritti delle azioni ordinarie di Snam Rete Gas in circolazione alla data della loro emissione.

Ogni azione attribuisce il diritto di voto nelle assemblee ordinarie e straordinarie dell'Emittente, nonché gli altri diritti amministrativi e patrimoniali, secondo le norme di legge e di Statuto applicabili.

Ai sensi dell'art. 24 dello Statuto, l'utile netto risultante dal bilancio, prededotto il 5 per cento da accantonare a riserva legale (finché questa abbia raggiunto l'ammontare pari al quinto del capitale sociale), viene utilizzato per l'assegnazione del dividendo deliberato dall'Assemblea Ordinaria e/o per quegli altri scopi che l'Assemblea Ordinaria stessa ritiene più opportuni o necessari.

Le Azioni avranno godimento dal 1 gennaio 2009 e pertanto non parteciperanno alla distribuzione del saldo del dividendo relativo all'esercizio 2008.

Per maggiori informazioni si rimanda alla Sezione Seconda, Capitolo 4, Paragrafo 4.1.

4.6 Indicazione della Delibera in virtù della quale le Azioni saranno emesse

Il Consiglio di Amministrazione dell'Emittente, in data 23 marzo 2009 - in esecuzione della delega ricevuta dall'Assemblea Straordinaria del 17 marzo 2009 - ha deliberato di aumentare a pagamento il capitale sociale di Snam Rete Gas, in via scindibile, per massimi Euro 3,5 miliardi, compreso il sovrapprezzo, mediante emissione di azioni del valore nominale di Euro 1,00 ciascuna, aventi godimento regolare, e aventi le medesime caratteristiche di quelle in circolazione alla data dell'emissione, da offrire in opzione a coloro che risulteranno essere azionisti dell'Emittente alla data di inizio dell'Offerta in Opzione, in proporzione al numero di azioni possedute.

Nella medesima deliberazione del Consiglio di Amministrazione del 23 marzo 2009, si è altresì rinviato a successiva deliberazione dello stesso Consiglio di Amministrazione, da tenersi nel rispetto della procedura ex art. 2443 Codice Civile in prossimità dell'inizio dell'Offerta in Opzione, la determinazione dell'esatto ammontare dell'Aumento di Capitale, del prezzo di emissione delle azioni e, più precisamente, del sovrapprezzo, e così la determinazione del numero delle azioni da emettersi e il conseguente rapporto di opzione.

L'Aumento di Capitale rientra nell'ambito della complessiva operazione di finanziamento collegata all'acquisto da parte di Snam Rete Gas del 100% di Stogit e di Italgas da Eni (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 22, Paragrafi 22.2, 22.3 e 22.5).

4.7 Data prevista per l'emissione delle Azioni

Le Azioni saranno messe a disposizione sui conti degli Intermediari Autorizzati, aderenti al sistema di gestione accentrata di Monte Titoli S.p.A. nello stesso giorno a partire dal 18 maggio, in cui gli importi pagati per l'esercizio delle stesse saranno disponibili sul conto della Società, fatti salvi eventuali ritardi per eventi non dipendenti dalla volontà della Società. E comunque, agli aventi diritto, entro il decimo giorno di borsa aperta successivo al termine del Periodo di Opzione.

4.8 Descrizione di eventuali restrizioni alla libera trasferibilità degli strumenti finanziari

Salvo quanto previsto alla Sezione Prima, Capitolo 21, Paragrafo 21.3, non esistono limitazioni alla libera trasferibilità delle Azioni imposte da clausole statutarie ovvero dalle condizioni di emissione.

4.9 Indicazione dell'esistenza di eventuali norme in materia di obbligo di offerta al pubblico di acquisto e/o di offerta di acquisto e di vendita residuali in relazione alle Azioni

Le Azioni saranno assoggettate alle norme previste dal TUF e dai relativi regolamenti di attuazione, tra cui, in particolare, il Regolamento Emittenti con particolare riferimento alle norme dettate in materia di offerte pubbliche di acquisto e offerte pubbliche di vendita.

4.10 Indicazione delle offerte pubbliche di acquisto effettuate da terzi sulle azioni della Società nel corso dell'ultimo esercizio e dell'esercizio in corso

Le azioni di Snam Rete Gas non sono state oggetto di offerte pubbliche di acquisto di terzi nel corso dell'ultimo esercizio e dell'esercizio in corso.

4.11 Regime fiscale

Le informazioni riportate in seguito forniscono indicazioni di carattere generale in merito al regime fiscale dell'acquisto, della detenzione e della cessione delle Azioni per determinate categorie di investitori ai sensi della vigente legislazione tributaria italiana.

Quanto segue non è, e non intende essere, una analisi esaustiva di tutte le conseguenze tributarie dell'acquisto, della detenzione e della cessione delle Azioni.

Il regime fiscale di seguito illustrato è basato sulla legislazione tributaria italiana vigente alla Data del Prospetto Informativo, fermo restando che la stessa potrebbe essere soggetta a modifiche, anche con effetto retroattivo.

Gli investitori sono tenuti a consultare i propri consulenti in merito al regime fiscale dell'acquisto, della detenzione e della cessione delle Azioni.

(a) Definizioni

Ai fini del presente Paragrafo 4.11 del Prospetto Informativo, i termini definiti hanno il significato di seguito riportato:

- "**Azioni**": le azioni della società oggetto dell'Offerta;
- "**Cessione di Partecipazioni Qualificate**": cessione a titolo oneroso di azioni, diverse dalle azioni di risparmio, diritti o titoli attraverso cui possono essere acquisite partecipazioni, che eccedano, nell'arco di un periodo di dodici mesi, i limiti rilevanti ai fini della nozione di Partecipazione Qualificata, come di seguito definita. Il termine di dodici mesi decorre dal momento in cui i titoli ed i diritti posseduti rappresentano una percentuale di diritti di voto o di partecipazione superiore ai limiti predetti. Per i diritti o titoli attraverso cui possono essere acquisite partecipazioni si tiene conto delle percentuali di diritti di voto o di partecipazione al capitale potenzialmente ricollegabili alle partecipazioni;
- "**Cessione di Partecipazioni Non Qualificate**": cessione a titolo oneroso di azioni, diverse dalle azioni di risparmio, diritti o titoli attraverso cui possono essere acquisite azioni, diverse dalle Cessioni di Partecipazione Qualificate;
- "**Partecipazioni Qualificate**": le partecipazioni sociali in società quotate sui mercati regolamentati costituite dal possesso di partecipazioni (diverse dalle azioni di risparmio), diritti o titoli, attraverso cui possono essere acquisite le predette partecipazioni, che rappresentino complessivamente una percentuale di diritti di voto esercitabili nell'assemblea ordinaria superiore al 2% ovvero una partecipazione al capitale o al patrimonio superiore al 5%;

- "**Partecipazioni Non Qualificate**": le partecipazioni sociali in società quotate sui mercati regolamentati diverse dalle Partecipazioni Qualificate.

(b) **Regime dei dividendi**

I dividendi corrisposti a fronte delle Azioni saranno soggetti al regime ordinariamente applicabile ai dividendi corrisposti da società residenti in Italia ai fini fiscali. Indipendentemente dalla delibera assembleare, si presumono prioritariamente distribuiti l'utile dell'esercizio e le riserve costituite con utili per la quota di esse non accantonata in sospensione d'imposta. I regimi applicabili ai dividendi in funzione della natura del percettore sono i seguenti:

Persone fisiche residenti in Italia ai fini fiscali

I dividendi corrisposti a persone fisiche residenti in Italia ai fini fiscali e relativi ad azioni detenute al di fuori dell'esercizio d'impresa e costituenti Partecipazioni Non Qualificate sono soggetti ad una ritenuta del 12,5% a titolo di imposta operata dall'Emittente, con obbligo di rivalsa. L'applicazione della ritenuta alla fonte comporta il venir meno dell'obbligo di indicazione dei predetti dividendi nella dichiarazione dei redditi.

Tuttavia, sui dividendi corrisposti a fronte di partecipazioni relative ad azioni immesse nel sistema di deposito accentrato gestito dalla Monte Titoli, quali le Azioni, in luogo della suddetta ritenuta, trova applicazione un'imposta sostitutiva delle imposte sui redditi, prelevata con la medesima aliquota del 12,5% dagli intermediari residenti o non residenti presso i quali i titoli sono depositati, aderenti al sistema di deposito accentrato gestito dalla Monte Titoli direttamente o per il tramite di sistemi esteri di deposito accentrato aderenti al sistema Monte Titoli. Ai fini dell'applicazione dell'imposta sostitutiva, gli intermediari non residenti nominano un rappresentante fiscale in Italia, quale una banca o una società di intermediazione mobiliare residente, una stabile organizzazione in Italia di banche o di imprese di investimento non residenti, ovvero una società di gestione accentrata di strumenti finanziari autorizzata ai sensi dell'articolo 80 del D. Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58.

I dividendi corrisposti a persone fisiche residenti in Italia ai fini fiscali (i) in relazione a partecipazioni relative all'impresa, ovvero (ii) a Partecipazioni Qualificate, non sono soggetti ad alcuna ritenuta alla fonte o imposta sostitutiva a condizione che, all'atto della riscossione, i percipienti dichiarino che dette condizioni oggettive siano soddisfatte. Tali dividendi concorrono parzialmente alla formazione del reddito imponibile complessivo del percipiente, assoggettato ad imposizione progressiva dell'imposta sul reddito delle persone fisiche ("**IRPEF**"), prelevata con aliquota compresa tra il 23% e il 43%, maggiorata delle addizionali regionale e comunale, prelevate con aliquota non eccedente complessivamente il 2,2%. La percentuale di imponibilità è del (i) 49,72% per i dividendi rivenienti da utili prodotti a partire dall'esercizio successivo a quello in corso al 31 dicembre 2007, e del (ii) 40% per i dividendi rinvenienti da utili generati fino all'esercizio in corso al 31 dicembre 2007. A tal fine, a partire dalle delibere di distribuzione successive a quella avente ad oggetto l'utile dell'esercizio in corso al 31 dicembre 2007, si considerano distribuiti prioritariamente gli utili prodotti dalla società fino a tale data.

Società di persone, società di capitali ed enti commerciali residenti in Italia

I dividendi percepiti da società in nome collettivo, in accomandita semplice ed equiparate (escluse le società semplici) di cui all'articolo 5, D.P.R. n. 917/1986 ("**TUIR**"), e dai soggetti passivi dell'imposta sulle società ("**IRES**") di cui all'articolo 73, primo comma, lettere a) e b), TUIR, vale a dire società per azioni e in accomandita per azioni, società a responsabilità limitata, enti pubblici e privati che hanno per oggetto esclusivo o principale l'esercizio di attività commerciali, residenti in Italia ai fini fiscali non sono soggetti ad alcuna ritenuta alla fonte o imposta sostitutiva e concorrono alla formazione del reddito imponibile complessivo del percipiente con le seguenti modalità:

- i dividendi percepiti da società di persone (ad esempio, le società in nome collettivo e le società in accomandita semplice), concorrono parzialmente alla formazione del reddito imponibile complessivo del socio percipiente nella misura del (i) 49,72% del relativo ammontare, con riferimento ai dividendi rivenienti da utili prodotti a partire dall'esercizio successivo a quello in corso al 31 dicembre 2007, del (ii) 40% del relativo ammontare, nel caso di dividendi rinvenienti da utili prodotti negli esercizi precedenti; e

- i dividendi percepiti da soggetti passivi IRES (ad esempio, le società per azioni e le società in accomandita per azioni), concorrono a formare il reddito imponibile complessivo del percipiente limitatamente al 5% del loro ammontare. I dividendi percepiti da società che redigono il bilancio secondo i Principi Contabili Internazionali, in relazione a partecipazioni detenute per la negoziazione, concorrono alla formazione del reddito imponibile per il loro intero ammontare.

Enti non commerciali residenti in Italia ai fini fiscali

I dividendi percepiti dai soggetti di cui all'articolo 73, primo comma, lettera c), TUIR, vale a dire dagli enti pubblici e privati, diversi dalle società, non aventi ad oggetto esclusivo o principale l'esercizio di attività commerciali, non sono assoggettati ad alcuna ritenuta alla fonte o imposta sostitutiva e concorrono alla formazione del reddito imponibile IRES di tali enti nella misura del 5% del loro ammontare.

Soggetti esenti

I dividendi percepiti da soggetti esenti dall'imposta sul reddito delle società (IRES) sono soggetti ad una ritenuta alla fonte a titolo di imposta nella misura del 27%. Tuttavia, sui dividendi distribuiti su utili derivanti da azioni immesse nel sistema di deposito accentrato gestito dalla Monte Titoli, quali le Azioni, in luogo della suddetta ritenuta viene applicata un'imposta sostitutiva delle imposte sui redditi, prelevata con la medesima aliquota del 27%.

Fondi pensione ed OICVM

I dividendi percepiti dai fondi pensione di cui al D. Lgs. 5 dicembre 2005, n. 252, ed i dividendi percepiti dagli organismi di investimento collettivo in valori mobiliari italiani ("**OICVM**"), soggetti alla disciplina di cui all'articolo 8, commi da 1 a 4, D. Lgs. 21 novembre 1997, n. 461, non sono soggetti ad alcuna ritenuta alla fonte o imposta sostituiva e concorrono alla formazione del relativo risultato annuo di gestione maturato dagli stessi,

soggetto ad imposta sostitutiva prelevata con aliquota dell'11% per i fondi pensione e del 12,5% per gli OICVM.

Fondi comuni di investimento immobiliare

I dividendi percepiti dai fondi comuni di investimento immobiliare istituiti ai sensi dell'articolo 37 del D. Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58, ovvero dell'articolo 14-*bis* della L. 25 gennaio 1994, n. 86, nonché dai fondi di investimento immobiliare istituiti anteriormente al 26 settembre 2001, non sono soggetti a ritenuta d'imposta né ad imposta sostitutiva. Tali fondi, oltre a non essere soggetti alle imposte sui redditi e all'imposta regionale sulle attività produttive, non sono soggetti ad alcuna imposta sostitutiva sul valore netto contabile del fondo. I proventi derivanti dalla partecipazione a tali fondi sono generalmente assoggettati in capo ai percipienti ad una ritenuta del 12,5%, applicata a titolo di acconto o di imposta (a seconda della natura giuridica del percipiente), con esclusione dei proventi percepiti dai soggetti, beneficiari effettivi di tali proventi, fiscalmente residenti in Stati esteri che garantiscono un adeguato scambio di informazioni con l'amministrazione finanziaria italiana.

I dividendi percepiti da fondi comuni di investimento immobiliare "familiari" e a "ristretta base partecipativa" di cui all'articolo 32, commi da 17 a 22, del D. L. 25 giugno 2008, n. 112, convertito, con modificazioni, dalla L. 6 agosto 2008, n. 133, concorrono alla formazione della base imponibile soggetta ad un'imposta patrimoniale dell'1%.

Soggetti non residenti in Italia ai fini fiscali

I dividendi percepiti da soggetti non residenti in Italia ai fini fiscali e privi di stabile organizzazione nel territorio dello Stato cui le partecipazioni siano riferibili sono soggetti ad una ritenuta alla fonte del 27% a titolo di imposta. Con riguardo alle azioni accentrate presso il sistema Monte Titoli, quali le Azioni, invece della suddetta ritenuta, trova applicazione un'imposta sostitutiva prelevata con la medesima aliquota del 27%. Nel caso in cui, invece, il soggetto non residente abbia una stabile organizzazione in Italia e la partecipazione con riferimento alla quale sono corrisposti i dividendi sia ad essa effettivamente connessa, il soggetto erogante non deve applicare alcuna ritenuta alla fonte ed i dividendi concorrono alla determinazione del reddito d'impresa della stabile organizzazione soggetto a tassazione in Italia nella misura del 5% del loro ammontare, ovvero per l'intero ammontare se relative a titoli detenuti per la negoziazione da parte di soggetti che applicano i Principi Contabili Internazionali.

La ritenuta alla fonte è ridotta all'1,375% sui dividendi rinvenienti da utili prodotti a partire dall'esercizio successivo a quello in corso al 31 dicembre 2007 a società ed enti (i) residenti fiscalmente in uno Stato membro dell'Unione Europea, ovvero in uno Stato aderente all'accordo sullo Spazio Economico Europeo incluso nella lista da predisporre con apposito decreto del Ministero dell'Economia e delle Finanze ai sensi dell'art. 168-*bis*, TUIR, ed (ii) ivi soggetti ad un'imposta sul reddito.

Gli azionisti non residenti in Italia ai fini fiscali, diversi dagli azionisti di risparmio, nonché dalle società ed enti indicati nel precedente paragrafo, possono chiedere il rimborso, fino a concorrenza dei 4/9 della ritenuta subita in Italia, dell'imposta che dimostrino di aver pagato

all'estero in via definitiva sugli stessi utili, previa esibizione alle competenti autorità fiscali italiane della relativa certificazione dell'ufficio fiscale dello Stato estero.

In alternativa al suddetto rimborso, potrebbe trovare applicazione una riduzione dell'aliquota in virtù delle convenzioni internazionali contro le doppie imposizioni eventualmente applicabili. Tali convenzioni internazionali riconoscono generalmente il diritto del socio non residente di chiedere il rimborso dell'eccedenza della ritenuta applicata alla fonte in forza della normativa italiana interna rispetto a quella applicabile in base alla convenzione. Tuttavia, con riferimento alle azioni accentrate presso il sistema Monte Titoli, quali le Azioni, gli intermediari presso i quali sono depositati i titoli ovvero il loro rappresentante fiscale, nel caso di intermediari non residenti, applicano direttamente l'aliquota convenzionale qualora acquisiscano in data anteriore al pagamento del dividendo e secondo le modalità da loro indicate agli azionisti:

- una dichiarazione del soggetto non residente effettivo beneficiario degli utili, dalla quale risultino i dati identificativi del soggetto medesimo, la sussistenza di tutte le condizioni alle quali è subordinata l'applicazione del regime convenzionale e gli eventuali elementi necessari a determinare la misura dell'aliquota applicabile ai sensi della convenzione; e

- un'attestazione dell'autorità fiscale competente dello Stato ove l'effettivo beneficiario degli utili ha la residenza, dalla quale risulti la residenza nello Stato medesimo ai sensi della convenzione; tale certificato è efficace fino al 31 marzo dell'anno successivo a quello di presentazione.

(c) **Distribuzione di riserve di cui all'art. 47, comma quinto, TUIR**

Le informazioni fornite in questo paragrafo sintetizzano il regime fiscale applicabile alla distribuzione da parte della Società – in occasione diversa dal caso di riduzione del capitale esuberante, di recesso, di esclusione, di riscatto o di liquidazione – delle riserve di cui all'art. 47, comma quinto, TUIR, vale a dire, tra l'altro, delle riserve od altri fondi costituiti con sovrapprezzi di emissione, con interessi di conguaglio versati dai sottoscrittori, con versamenti fatti dai soci a fondo perduto o in conto capitale e con saldi di rivalutazione monetaria esenti da imposta (di seguito anche "**Riserve di Capitale**").

Indipendentemente dalla delibera assembleare, si presumono comunque prioritariamente distribuiti l'utile d'esercizio e le riserve diverse dalle Riserve di Capitale, per la parte di esse non accantonata in sospensione d'imposta.

Persone fisiche fiscalmente residenti in Italia

Le somme percepite a titolo di distribuzione delle Riserve di Capitale, riducono di pari ammontare il costo fiscalmente riconosciuto della partecipazione. Le somme percepite a titolo di distribuzione delle Riserve di Capitale, per la parte eccedente il costo fiscale della partecipazione costituiscono utili.

Società di persone, società di capitali ed enti commerciali residenti in Italia

In capo alle società in nome collettivo, in accomandita semplice ed equiparate (escluse le società semplici) di cui all'articolo 5, TUIR, alle società ed enti di cui all'art. 73, comma

primo, lett. a) e b), TUIR, residenti in Italia ai fini fiscali, le somme percepite a titolo di distribuzione delle Riserve di Capitale costituiscono utili nei limiti e nella misura in cui sussistano utili di esercizio e riserve di utili (fatte salve le quote di essi accantonate in sospensione di imposta). Le somme qualificate come utili dovrebbero essere soggette al medesimo regime sopra riportato. Le somme percepite a titolo di distribuzione delle Riserve di Capitale, al netto dell'importo eventualmente qualificabile come utile, riducono il costo fiscalmente riconosciuto della partecipazione di un pari ammontare. Le somme percepite a titolo di distribuzione delle Riserve di Capitale, per la parte eccedente il costo fiscale della partecipazione, costituiscono plusvalenze e, come tali, assoggettate al regime evidenziato al paragrafo che segue.

Fondi pensione italiani e O.I.C.V.M.

Le somme percepite da O.I.C.V.M. e fondi pensione italiani a titolo di distribuzione delle Riserve di Capitale concorrono a formare il risultato netto di gestione maturato relativo al periodo d'imposta in cui è avvenuta la distribuzione, soggetto ad un'imposta sostitutiva del 12,5% (11% nel caso di fondi pensione).

Soggetti non residenti in Italia ai fini fiscali e privi di stabile organizzazione nel territorio dello Stato

In capo ai soggetti (persone fisiche, società di capitali o enti diversi) non residenti in Italia ai fini fiscali, privi di una stabile organizzazione in Italia a cui la partecipazione sia effettivamente ricollegata, la qualificazione ai fini fiscali delle somme percepite a titolo di distribuzione delle Riserve di Capitale è la medesima di quella descritta in relazione alla persone fisiche residenti in Italia ai fini fiscali. Al pari di quanto evidenziato per le persone fisiche e per le società di capitali residenti in Italia, le somme percepite a titolo di distribuzione delle Riserve di Capitale, al netto dell'importo eventualmente qualificabile come utile, riducono il costo fiscalmente riconosciuto della partecipazione di un pari ammontare.

Soggetti non residenti in Italia ai fini fiscali e dotati di stabile organizzazione nel territorio dello Stato

In capo ai soggetti non residenti aventi una stabile organizzazione in Italia a cui la partecipazione sia effettivamente ricollegabile, il regime delle distribuzioni delle Riserve di Capitale è analogo a quello previsto per le società ed enti di cui all'art. 73, comma primo, lett. a) e b), TUIR, fiscalmente residenti in Italia.

(d) **Plusvalenze derivanti dalla cessione di azioni**

Soggetti residenti

Persone fisiche residenti in Italia ai fini fiscali

Le plusvalenze, diverse da quelle conseguite nell'esercizio di imprese commerciali, realizzate da persone fisiche residenti in Italia ai fini fiscali mediante cessione a titolo oneroso delle Azioni, nonché di titoli o diritti attraverso cui possono essere acquisite le

Azioni, sono soggette ad un diverso regime fiscale a seconda che si tratti di una Cessione di Partecipazioni Qualificate ovvero di una Cessione di Partecipazioni Non Qualificate.

Cessione di Partecipazioni Non Qualificate

Le plusvalenze, al netto delle relative minusvalenze, derivanti da Cessioni di Partecipazioni Non Qualificate sono assoggettate all'imposta sostitutiva sulle plusvalenze, prelevata con l'aliquota del 12,5%, in applicazione di uno dei seguenti regimi:

Regime della dichiarazione. Costituisce il regime ordinariamente applicabile a meno che il contribuente opti per uno degli altri due in seguito descritti; il contribuente deve indicare nella dichiarazione dei redditi le plusvalenze realizzate nel corso del periodo d'imposta e versare l'imposta sostitutiva nei termini e nei modi previsti per il versamento delle imposte sui redditi dovute in relazione al medesimo periodo. Se l'ammontare complessivo delle minusvalenze è superiore a quello delle plusvalenze, l'eccedenza può essere portata in deduzione, fino a concorrenza, dalle plusvalenze realizzate in periodi di imposta successivi, ma non oltre il quarto.

Regime del risparmio amministrato (opzionale). Può trovare applicazione a condizione che le Azioni siano affidate in custodia o in amministrazione ad un intermediario autorizzato e il contribuente comunichi per iscritto di voler optare per tale regime; l'imposta sostitutiva è assolta dall'intermediario autorizzato sulle plusvalenze realizzate in seguito a ciascuna cessione delle Azioni mediante una ritenuta prelevata sugli importi da corrispondersi all'azionista. L'eventuale minusvalenza derivante dalla cessione delle Azioni potrà essere compensata con eventuali plusvalenze realizzate successivamente, all'interno del medesimo rapporto, nel medesimo periodo d'imposta o nei quattro successivi.

Regime del risparmio gestito (opzionale). Presupposto per la scelta di tale regime è il conferimento di un incarico di gestione patrimoniale ad un intermediario autorizzato. In applicazione di tale regime, al termine di ciascun periodo d'imposta l'intermediario applica un'imposta sostitutiva del 12,5% sull'incremento del patrimonio gestito maturato nel periodo d'imposta, anche se non percepito, al netto dei redditi assoggettati a ritenuta, dei redditi esenti o comunque non soggetti ad imposte, dei redditi che concorrono a formare il reddito complessivo del contribuente, dei proventi derivanti da quote di organismi di investimento collettivi mobiliari soggetti ad imposta sostitutiva di cui all'articolo 8, D. Lgs. n. 461/1997 e da fondi comuni di investimento immobiliare di cui alla L. n. 86/1994. Nel regime del risparmio gestito, le plusvalenze realizzate mediante Cessione di Partecipazioni Non Qualificate concorrono a formare l'incremento del patrimonio gestito maturato nel relativo periodo di imposta, soggetto ad imposta sostitutiva del 12,5%. Il risultato negativo della gestione conseguito in un periodo d'imposta può essere computato in diminuzione del risultato positivo della gestione dei quattro periodi d'imposta successivi per l'importo che trovi capienza in ciascuno di essi.

L'esercizio dell'opzione per il secondo o il terzo regime comporta il venir meno in capo all'investitore dell'obbligo di indicare le plusvalenze nella propria dichiarazione dei redditi.

Cessione di Partecipazioni Qualificate

Le plusvalenze, al netto delle relative minusvalenze, derivanti da Cessioni di Partecipazioni Qualificate conseguite da persone fisiche al di fuori dell'esercizio di imprese commerciali concorrono parzialmente alla formazione del reddito imponibile ai fini dell'IRPEF limitatamente al 49,72% del loro ammontare lordo. La percentuale di imponibilità percentuale è del 40% in relazione alle plusvalenze relative ad atti di realizzo posti in essere anteriormente al 1 gennaio 2009 ma i cui corrispettivi siano in tutto o in parte percepiti a decorrere dalla stessa data. La tassazione delle plusvalenze realizzate mediante Cessioni di Partecipazioni Qualificate avviene esclusivamente in sede di dichiarazione annuale dei redditi.

Le minusvalenze riducono il reddito imponibile nella medesima percentuale e, se in eccesso rispetto alle plusvalenze realizzate in un determinato periodo di imposta, possono essere portate in deduzione, fino a concorrenza, dalle plusvalenze realizzate in periodi di imposta successivi, ma non oltre il quarto.

Persone fisiche esercenti attività d'impresa e società di persone

Le plusvalenze realizzate da persone fisiche residenti in Italia ai fini fiscali in relazione ad Azioni relative all'impresa, nonché da società in nome collettivo, in accomandita semplice ed equiparate di cui all'art. 5, TUIR, escluse le società semplici, mediante cessione a titolo oneroso delle Azioni, concorrono, per l'intero ammontare, a formare il reddito d'impresa imponibile, soggetto a tassazione in Italia secondo il regime ordinario.

Tuttavia, laddove siano soddisfatte le condizioni di cui al successivo paragrafo (società di capitali ed enti commerciali), le plusvalenze concorrono alla formazione del reddito d'impresa imponibile nella misura del 49,72%.

Società di capitali ed enti commerciali

Le plusvalenze derivanti da cessioni a titolo oneroso di Azioni effettuate da società per azioni e in accomandita per azioni, società a responsabilità limitata, enti pubblici e privati che hanno per oggetto esclusivo o principale l'esercizio di attività commerciali, residenti in Italia ai fini fiscali, concorrono a formarne il reddito imponibile complessivo per il loro intero ammontare secondo il regime ordinario, ovvero, qualora le Azioni cedute siano state iscritte come immobilizzazioni finanziarie negli ultimi tre bilanci, il soggetto cedente può optare di far concorrere a tassazione l'eventuale plusvalenza conseguita nel periodo di imposta di competenza e nei successivi ma non oltre il quarto. Le minusvalenze realizzate sono generalmente deducibili; tuttavia, esse non rilevano fino a concorrenza dell'importo non imponibile dei dividendi, ovvero dei loro acconti, percepiti nei trentasei mesi precedenti il realizzo, con riferimento alle Azioni acquisite nei trentasei mesi precedenti tale realizzo, a meno che il cedente rediga il bilancio in base ai Principi Contabili Internazionali.

Le plusvalenze realizzate in seguito alla cessione a titolo oneroso di azioni di società residenti in Italia quotate in un mercato regolamentato, quali le Azioni, non concorrono alla formazione del reddito imponibile ai fini dell'IRES nella misura del 95%, e sono pertanto

soggette a tassazione ai fini dell'IRES unicamente per il residuo 5%, a condizione che siano rispettate le seguenti condizioni:

(i) ininterrotto possesso dal primo giorno del dodicesimo mese precedente quello dell'avvenuta cessione, considerando cedute per prime le azioni o quote acquisite in data più recente;

(ii) classificazione nella categoria delle immobilizzazioni finanziarie nel primo bilancio chiuso durante il periodo di possesso;

(iii) residenza fiscale della società partecipata in uno Stato o territorio di cui al decreto del Ministro dell'Economia e delle Finanze emanato ai sensi dell'articolo 168-*bis*, TUIR, o, alternativamente, l'avvenuta dimostrazione, a seguito dell'esercizio dell'interpello secondo le modalità di cui al comma 5, lettera b), dell'articolo 167, TUIR, che dalle partecipazioni non sia stato conseguito, sin dall'inizio del periodo di possesso, l'effetto di localizzare i redditi in Stati o territori diversi da quelli individuati nel medesimo decreto di cui all'articolo 168-*bis*, TUIR; e

(iv) la società partecipata esercita un'impresa commerciale secondo la definizione di cui all'articolo 55, TUIR; tuttavia, tale requisito non rileva per le partecipazioni in società i cui titoli sono negoziati nei mercati regolamentati.

I requisiti di cui ai punti (iii) e (iv) devono sussistere ininterrottamente, al momento del realizzo delle plusvalenze, almeno dall'inizio del terzo periodo di imposta anteriore al realizzo stesso. Le cessioni delle azioni o quote appartenenti alla categoria delle immobilizzazioni finanziarie e di quelle appartenenti alla categoria dell'attivo circolante vanno considerate separatamente con riferimento a ciascuna categoria. Al soddisfacimento delle predette condizioni, le minusvalenze realizzate dalla cessione di partecipazioni sono indeducibili dal reddito d'impresa.

Ai fini della determinazione delle plusvalenze e minusvalenze fiscalmente rilevate, il costo fiscale delle azioni cedute è assunto al netto delle svalutazioni dedotte nei precedenti periodi di imposta.

Le relative minusvalenze, invece, sono totalmente indeducibili qualora le partecipazioni siano state detenute ininterrottamente dal primo giorno del dodicesimo mese precedente quello dell'avvenuta cessione. Qualora l'ammontare delle minusvalenze deducibili risulti superiore a Euro 50.000, anche a seguito di più operazioni, il contribuente dovrà comunicare all'Agenzia delle Entrate i dati e le notizie relativi all'operazione. Il dettaglio delle notizie che dovranno formare oggetto della comunicazione, oltre ai termini ed alle modalità procedurali di detta comunicazione, sono stabiliti dal provvedimento del 29 marzo 2007 dell'Agenzia delle Entrate. In caso di comunicazione omessa, incompleta o infedele, la minusvalenza realizzata non sarà deducibile ai fini fiscali.

Per taluni tipi di società, quali banche e imprese di assicurazioni, ed a certe condizioni, le plusvalenze realizzate dai suddetti soggetti mediante cessione di azioni concorrono

a formare valore della produzione imponibile, soggetto ad imposta regionale sulle attività produttive ("**IRAP**"), generalmente prelevata con aliquota del 3,9%.

Enti non commerciali

Le plusvalenze realizzate da enti non commerciali residenti sono assoggettate a tassazione con le stesse regole previste per le plusvalenze realizzate da persone fisiche su partecipazioni detenute non in regime di impresa.

Fondi pensione ed OICVM

Le plusvalenze realizzate da fondi pensione italiani di cui al D. Lgs. 252/2005 e dagli O.I.C.V.M. soggetti alla disciplina di cui all'art. 8, commi da 1 a 4, del D. Lgs. 461/1997, mediante cessione a titolo oneroso di azioni sono incluse nel calcolo del risultato annuo di gestione maturato soggetto ad imposta sostitutiva con aliquota dell'11%, per i fondi pensione, e con aliquota del 12,5% per gli O.I.C.V.M.. Con riferimento a fondi comuni di investimento in valori mobiliari ovvero SICAV residenti con meno di 100 partecipanti – ad eccezione del caso in cui le quote od azioni dei predetti organismi detenute da investitori qualificati, diversi dalle persone fisiche, siano superiori al 50% – l'imposta sostitutiva del 12,5% si applica sulla parte di risultato della gestione riferibile a partecipazioni "non qualificate". Sulla parte di risultato della gestione maturato in ciascun anno riferibile a partecipazioni "qualificate" detenute dai predetti soggetti, l'imposta sostitutiva è invece dovuta con aliquota del 27%. A questi fini si considerano "qualificate" le partecipazioni al capitale o al patrimonio con diritto di voto di società negoziate in mercati regolamentati superiori al 10% (nel computo di questa percentuale si tiene conto dei diritti, rappresentati o meno da titoli, che consentono di acquistare partecipazioni al capitale o al patrimonio con diritto di voto).

Fondi comuni di investimento immobiliare

I proventi, ivi incluse le plusvalenze derivanti dalla cessione di azioni, conseguiti dai fondi comuni di investimento immobiliare istituiti ai sensi dell'art. 37 del TUF e dell'art. 14-*bis* della Legge 86/1994, non sono soggetti ad imposte sui redditi.

Soggetti non residenti

Le plusvalenze realizzate da soggetti fiscalmente non residenti in Italia, privi di stabile organizzazione in Italia a cui le partecipazioni siano effettivamente ricollegabili, derivanti da:

- Cessioni di Partecipazioni Non Qualificate in società le cui azioni sono negoziate in mercati regolamentati, come Snam Rete Gas, non sono soggette a tassazione in Italia, anche se ivi detenute. Al fine di beneficiare di tale esenzione, gli azionisti fiscalmente non residenti in Italia produrranno un'autocertificazione attestante che non sono fiscalmente residenti in Italia; e

- Cessioni di Partecipazioni Qualificate, concorrono alla formazione del reddito complessivo del cedente nella misura del 49,72% del relativo ammontare, con riferimento alle plusvalenze realizzate a decorrere dal 1° gennaio 2009.

Resta comunque fermo, ove applicabile, il regime di esenzione in Italia eventualmente previsto dalle convenzioni internazionali contro le doppie imposizioni.

Relativamente ai soggetti non residenti che detengono la partecipazione attraverso una stabile organizzazione in Italia, a cui la partecipazione sia effettivamente ricollegabile, tali somme concorrono alla formazione del reddito della stabile organizzazione secondo il regime impositivo previsto per le plusvalenze realizzate da società di capitali fiscalmente residenti in Italia ai fini fiscali.

(e) **Tassa sui contratti di borsa**

Il D. L. 31 dicembre 2007, n. 248, convertito dalla L. 28 febbraio 2008, n. 31, ha abrogato la tassa sui contratti di borsa, disciplinata dal R. D. 30 dicembre 1923, n. 3278, come modificato dall'articolo 1 del D. Lgs. 21 novembre 1997, n. 435.

(f) **Imposta sulle successioni e donazioni**

I trasferimenti di beni e diritti per causa di morte sono soggetti all'imposta sulle successioni, e le donazioni e gli atti di trasferimento a titolo gratuito di beni e diritti e la costituzione di vincoli di destinazione di beni sono soggetti all'imposta sulle donazioni con le seguenti aliquote sul valore complessivo netto dei beni:

- per i beni ed i diritti devoluti a favore del coniuge e dei parenti in linea retta, l'aliquota è del 4%, con una franchigia di Euro 1.000.000 per ciascun beneficiario;
- per i beni ed i diritti devoluti a favore degli altri parenti fino al quarto grado e degli affini in linea retta, nonché degli affini in linea collaterale fino al terzo grado, l'aliquota è del 6% (con franchigia pari a Euro 100.000 per i soli fratelli e sorelle); e
- per i beni ed i diritti devoluti a favore di altri soggetti, l'aliquota è dell'8% (senza alcuna franchigia).

Se il beneficiario è un portatore di *handicap* riconosciuto grave ai sensi della L. 5 febbraio 1992, n. 104, l'imposta si applica esclusivamente sulla parte del valore del bene che supera l'ammontare di Euro 1.500.000 a prescindere dall'esistenza o dal grado del rapporto di parentela o affinità esistente tra il *de cuius* o il donante e il beneficiario.

5. CONDIZIONI DELL'OFFERTA

5.1 Condizioni, statistiche relative all'Offerta, calendario previsto e modalità di sottoscrizione dell'Offerta

5.1.1 Condizioni alle quali l'Offerta è subordinata

L'Offerta non è subordinata ad alcuna condizione.

5.1.2 Ammontare totale dell'Offerta

L'Assemblea Straordinaria di Snam Rete Gas, in data 17 marzo 2009, ha attribuito al Consiglio di Amministrazione, ai sensi dell'articolo 2443 Codice Civile, la facoltà di aumentare a pagamento, in una o più volte, il capitale sociale, entro il 31 dicembre 2010, per un importo massimo, comprensivo di eventuale sovrapprezzo, di Euro 3,5 miliardi, mediante emissione di azioni ordinarie del valore nominale di Euro 1,00 cadauna, godimento regolare, da offrire in opzione agli aventi diritto, con facoltà per gli amministratori di stabilire di volta in volta il numero delle azioni da emettere, il prezzo di emissione e dunque l'eventuale sovrapprezzo delle azioni stesse.

Il Consiglio di Amministrazione dell'Emittente, in data 23 marzo 2009 - in esecuzione della suddetta delega - ha deliberato di aumentare a pagamento il capitale sociale di Snam Rete Gas, in via scindibile, per massimi Euro 3,5 miliardi, compreso il sovrapprezzo, mediante emissione di azioni del valore nominale di Euro 1,00 ciascuna, aventi godimento regolare, e aventi le medesime caratteristiche di quelle in circolazione alla data dell'emissione, da offrire in opzione a coloro che risulteranno essere azionisti dell'Emittente alla data di inizio dell'Offerta in Opzione, in proporzione al numero di azioni possedute.

Nella medesima deliberazione del Consiglio di Amministrazione del 23 marzo 2009, si è altresì rinviato a successiva deliberazione dello stesso Consiglio di Amministrazione, da tenersi nel rispetto della procedura *ex* art. 2443 Codice Civile in prossimità del inizio dell'Offerta in Opzione, la determinazione dell'esatto ammontare dell'Aumento di Capitale, del prezzo di emissione delle azioni e, più precisamente, del sovrapprezzo, e così la determinazione del numero delle azioni da emettersi e il conseguente rapporto di opzione, precisandosi che detto sovrapprezzo sarà determinato tenendo conto, tra l'altro, della prassi di mercato per operazioni dello stesso tipo, delle condizioni del mercato in generale e delle quotazioni del titolo della Società in particolare, nonché dell'andamento economico, patrimoniale e finanziario della Società e del gruppo ad essa facente capo.

In data 23 aprile 2009, il Consiglio di Amministrazione ha quindi determinato di emettere n. 1.614.292.394 azioni ordinarie di nuova emissione, tutte del valore nominale di Euro 1,00 cadauna, aventi le stesse caratteristiche di quelle in circolazione, da offrire in opzione agli azionisti della Società, al prezzo di Euro 2,15 per azione, di cui Euro 1,15 a titolo di sovrapprezzo, nel rapporto di n. 11 azioni di nuova emissione per ogni 12 azioni possedute.

5.1.3 Periodo di validità dell'Offerta e modalità di sottoscrizione

I Diritti di Opzione che danno diritto alla sottoscrizione delle Azioni dovranno essere esercitati, a pena di decadenza, nel periodo dal 27 aprile 2009 fino al 15 maggio 2009

compresi, presentando apposita richiesta presso gli intermediari autorizzati aderenti al sistema di gestione accentrata gestito da Monte Titoli (gli "**Intermediari Autorizzati**" e/o singolarmente l'"**Intermediario Autorizzato**").

I Diritti di Opzione validi per sottoscrivere le Azioni saranno negoziabili in borsa dal 27 aprile 2009 all'8 maggio 2009 compresi.

Si rende noto che il calendario dell'operazione è indicativo e potrebbe subire modifiche al verificarsi di eventi e circostanze indipendenti dalla volontà della Società, ivi inclusi particolari condizioni di volatilità dei mercati finanziari, che potrebbero pregiudicare il buon esito dell'Offerta. Eventuali modifiche del Periodo di Opzione saranno comunicate al pubblico con apposito avviso da pubblicarsi con le stesse modalità di diffusione del Prospetto Informativo.

Resta comunque inteso che l'inizio dell'Offerta avverrà entro e non oltre un mese dalla data di rilascio del provvedimento di autorizzazione alla pubblicazione del Prospetto Informativo da parte della Consob.

L'adesione all'Offerta avverrà mediante sottoscrizione di appositi moduli, appositamente predisposti dagli Intermediari Autorizzati, i quali conterranno, con carattere che ne consenta un'agevole lettura, almeno gli elementi di identificazione dell'Offerta e le seguenti informazioni:

- l'avvertenza che l'aderente potrà ricevere gratuitamente copia del Prospetto Informativo; e
- il richiamo alla Sezione Prima, Capitolo 4, denominato "Fattori di Rischio", contenuto nel Prospetto Informativo.

Presso la sede dell'Emittente sarà inoltre disponibile, per gli intermediari che ne facessero richiesta, un *fac-simile* del modulo di sottoscrizione.

Potranno esercitare il Diritto di Opzione i titolari di azioni ordinarie della Società, depositate presso un Intermediario Autorizzato ed immesse nel sistema in regime di dematerializzazione.

La Società non risponde di eventuali ritardi imputabili agli Intermediari Autorizzati nell'esecuzione delle disposizioni impartite dai richiedenti in relazione all'adesione all'Offerta. La verifica della regolarità e della correttezza delle adesioni pervenute agli Intermediari Autorizzati sarà effettuata dagli stessi.

Ai sensi dell'articolo 2441, comma 3, Codice Civile, entro il mese successivo alla conclusione del Periodo di Opzione, i Diritti di Opzione non esercitati durante il Periodo di Opzione saranno oggetto dell'Offerta in Borsa.

5.1.4 Revoca e sospensione dell'Offerta

L'Offerta diverrà irrevocabile dalla data del deposito presso il Registro delle Imprese di Milano del corrispondente avviso, ai sensi dell'articolo 2441, comma 2, Codice Civile.

Qualora non dovesse essere effettuato tale deposito e conseguentemente non si desse esecuzione all'Offerta nei termini previsti nel Prospetto Informativo, di tali circostanze verrà data comunicazione al mercato e alla Consob con le modalità di cui all'articolo 66, commi 2 e 3, Regolamento Emittenti, entro il giorno di borsa aperto antecedente quello previsto per l'inizio del Periodo di Opzione, nonché mediante apposito avviso pubblicato su un quotidiano a diffusione nazionale e contestualmente trasmesso alla Consob entro il giorno antecedente quello previsto per l'inizio del Periodo di Opzione.

5.1.5 Riduzione delle adesioni e modalità di rimborso

Non è prevista alcuna possibilità per i sottoscrittori di ridurre, neanche parzialmente, la propria sottoscrizione.

5.1.6 Ammontare minimo e/o massimo delle adesioni

L'Offerta in Opzione è destinata agli azionisti ordinari di Snam Rete Gas nel rapporto di n. 11 Azioni ogni n. 12 azioni di Snam Rete Gas possedute.

Non sono previsti quantitativi minimi o massimi.

5.1.7 Possibilità di ritirare l'adesione

L'adesione all'Offerta è irrevocabile, salvo i casi di legge, e non può essere sottoposta a condizioni.

5.1.8 Modalità e termini per il pagamento e la consegna delle Azioni

Il pagamento integrale delle Azioni dovrà essere effettuato all'atto della sottoscrizione delle stesse, presso l'intermediario autorizzato presso il quale è stata presentata la richiesta di sottoscrizione; nessun onere o spesa accessoria è prevista da parte dell'Emittente a carico del richiedente.

Le Azioni saranno messe a disposizione sui conti degli Intermediari Autorizzati, aderenti al sistema di gestione accentrata di Monte Titoli S.p.A. nello stesso giorno a partire dal 18 maggio, in cui gli importi pagati per l'esercizio delle stesse saranno disponibili sul conto della Società, fatti salvi eventuali ritardi per eventi non dipendenti dalla volontà della Società. E comunque, agli aventi diritto, entro il decimo giorno di borsa aperta successivo al termine del Periodo di Opzione.

Entro il mese successivo alla scadenza del Periodo di Opzione, l'Emittente offrirà sull'MTA per almeno cinque giorni di mercato aperto - ai sensi dell'articolo 2441, comma 3, Codice Civile - gli eventuali Diritti di Opzione non esercitati.

Le Azioni sottoscritte entro la fine dell'Offerta in Borsa sull'MTA saranno messe a disposizione degli aventi diritto per il tramite degli intermediari autorizzati aderenti al sistema di gestione accentrata di Monte Titoli, entro il decimo giorno di mercato aperto successivo al termine ultimo per esercitare i Diritti di Opzione acquistati nel corso dell'Offerta, sull'MTA, ai sensi dell'articolo 2441, terzo comma, Codice Civile.

5.1.9 Pubblicazione dei risultati dell'Offerta

Trattandosi di un'Offerta in Opzione, il soggetto tenuto a comunicare al pubblico ed alla Consob i risultati dell'Offerta è l'Emittente.

La pubblicazione dei risultati dell'Offerta sarà effettuata, a cura dell'Emittente, entro cinque giorni dalla conclusione del Periodo di Opzione mediante apposito comunicato.

Entro il mese successivo alla scadenza del Periodo di Opzione, l'Emittente offrirà sull'MTA - ai sensi dell'articolo 2441, terzo comma, Codice Civile - gli eventuali Diritti di Opzione non esercitati. Entro il giorno precedente l'inizio dell'offerta sull'MTA dei Diritti di Opzione non esercitati, sarà pubblicato su il quotidiano a diffusione nazionale "Il Sole 24 Ore" un avviso con l'indicazione del numero dei Diritti di Opzione non esercitati da offrire sull'MTA, ai sensi dell'articolo 2441, terzo comma, Codice Civile, e delle date delle sedute in cui l'Offerta sarà effettuata.

La comunicazione dei risultati definitivi dell'Offerta sarà effettuata mediante apposito comunicato entro 5 giorni dalla conclusione dell'Offerta in Borsa dei Diritti di Opzione non esercitati, ai sensi dell'articolo 2441, terzo comma, Codice Civile.

5.1.10 Procedura per l'esercizio di un eventuale diritto di prelazione, per la negoziabilità dei diritti di sottoscrizione e per il trattamento dei diritti di sottoscrizione non esercitati

I Diritti di Opzione dovranno essere esercitati, a pena di decadenza, durante il Periodo di Opzione (tra il 27 aprile 2009 e il 15 maggio 2009 compresi) presso gli Intermediari Autorizzati aderenti al sistema di gestione accentrata di Monte Titoli.

I Diritti di Opzione saranno negoziabili sull'MTA dal 27 aprile 2009 all'8 maggio 2009, estremi compresi.

I Diritti di Opzione non esercitati entro il 15 maggio 2009 compreso saranno offerti sull'MTA dall'Emittente, ai sensi dell'articolo 2441, terzo comma, Codice Civile.

5.2 Piano di ripartizione e di assegnazione

5.2.1 Destinatari e mercati dell'Offerta

Le Azioni oggetto dell'Offerta saranno offerte in opzione agli azionisti ordinari dell'Emittente.

L'Offerta è promossa esclusivamente in Italia sulla base del Prospetto Informativo.

Il presente Prospetto Informativo non costituisce offerta di strumenti finanziari negli Stati Uniti d'America, Giappone e Australia o in qualsiasi altro paese nel quale tale Offerta non sia consentita in assenza di autorizzazioni da parte delle competenti Autorità (congiuntamente con Stati Uniti d'America, Giappone ed Australia, i "**Paesi Esclusi**").

L'Offerta non è promossa e non sarà promossa nei Paesi Esclusi, né ai soggetti ivi residenti.

Nessuno strumento finanziario può essere offerto o negoziato nei Paesi Esclusi in assenza di specifica registrazione o esenzione dalla registrazione in conformità alle disposizioni di legge ivi applicabili.

Le Azioni ed i relativi Diritti di Opzione non sono stati registrati né saranno registrati ai sensi dello *United States Securities Act of 1933, as amended,* né ai sensi delle corrispondenti normative degli altri Paesi Esclusi e non potranno conseguentemente essere offerti, venduti o consegnati, direttamente o indirettamente, nei Paesi Esclusi.

Ogni adesione all'Offerta posta in essere direttamente o indirettamente in violazione delle restrizioni di cui sopra sarà considerata non valida.

Né il Prospetto Informativo né qualsiasi altro documento afferente l'Offerta viene spedito e non deve essere spedito o altrimenti inoltrato, reso disponibile, distribuito o inviato nei Paesi Esclusi; questa limitazione si applica anche ai titolari di azioni Snam Rete Gas con indirizzo nei Paesi Esclusi.

Pertanto, gli azionisti di Snam Rete Gas non residenti in Italia prima di intraprendere qualsiasi iniziativa in relazione all'Offerta dovrebbero avvalersi di specifici pareri legali in materia.

Coloro i quali ricevono tali documenti (inclusi, tra l'altro, custodi, delegati e fiduciari) non devono distribuire, inviare o spedire alcuno di essi nei Paesi Esclusi, né tramite i servizi postali o attraverso qualsiasi altro di mezzo di comunicazione o commercio nazionale o internazionale riguardante i Paesi Esclusi (ivi inclusi, a titolo esemplificativo e senza limitazione alcuna, la rete postale, il *fax*, il *telex*, la posta elettronica, il telefono ed *internet* e/o qualsiasi altro mezzo o supporto informatico).

La distribuzione, l'invio o la spedizione di tali documenti nei Paesi Esclusi, o tramite i servizi di ogni mercato regolamentare dei Paesi Esclusi, tramite i servizi postali o attraverso qualsiasi altro mezzo di comunicazione o commercio nazionale o internazionale riguardante i Paesi Esclusi (ivi inclusi, a titolo esemplificativo e senza limitazione alcuna, la rete postale, il *fax*, il *telex*, la posta elettronica, il telefono ed *internet* e/o qualsiasi altro mezzo o supporto informatico) non consentiranno di accettare adesioni all'Offerta in virtù di tali documenti.

Snam Rete Gas ha predisposto anche un prospetto di offerta internazionale (*International Offering Circular*) in lingua inglese destinato a investitori istituzionali al di fuori degli Stati Uniti d'America, Australia e Giappone in ottemperanza a quanto previsto ai sensi della *Regulation S* del *Securities Act*.

5.2.2 Impegni a sottoscrivere le Azioni

In relazione all'Aumento di Capitale, Eni, in data 12 febbraio 2009, si è impegnata irrevocabilmente nei confronti dell'Emittente ad esercitare integralmente i Diritti di Opzione relativi a tutte le azioni da essa possedute, pari al 50,03% del capitale sociale dell'Emittente ed al 55,58% del capitale sociale al netto delle azioni proprie detenute dall'Emittente.

Fatta eccezione per quanto sopra descritto, per quanto a conoscenza dell'Emittente, nessun altro azionista, né i membri del Consiglio di Amministrazione e del Collegio Sindacale

hanno espresso alcuna determinazione in ordine alla sottoscrizione delle Azioni loro spettanti in opzione.

5.2.3 Informazioni da comunicare prima dell'assegnazione

Vista la natura dell'Offerta in Opzione, non sono previste comunicazioni agli aderenti prima dell'assegnazione delle Azioni.

5.2.4 Procedura per la comunicazione ai sottoscrittori dell'ammontare assegnato

La comunicazione di avvenuta assegnazione delle Azioni verrà effettuata alla rispettiva clientela dagli intermediari autorizzati aderenti al sistema di gestione accentrata gestito da Monte Titoli.

5.2.5 Over allotment e Greenshoe

Non applicabile.

5.3 Fissazione del Prezzo

5.3.1 Prezzo di Offerta

Il Prezzo di Offerta, pari a Euro 2,15 per Azione, è stato determinato dal Consiglio di Amministrazione dell'Emittente in data 23 aprile 2009.

Nessun onere o spesa accessoria è previsto dall'Emittente a carico del sottoscrittore.

5.3.2 Limitazione del diritto di opzione degli azionisti

Le Azioni sono offerte in opzione agli azionisti ai sensi dell'articolo 2441, primo comma, Codice Civile e non sono previste limitazioni ai Diritti di Opzione spettanti agli aventi diritto.

5.3.3 Eventuale differenza tra il prezzo di emissione delle Azioni e prezzo delle azioni pagato nel corso dell'anno precedente o da pagare da parte dei membri del Consiglio di Amministrazione, dei membri del Collegio Sindacale, dei principali dirigenti o persone affiliate

Fatta eccezione per gli acquisti effettuati e comunicati al mercato in conformità alla normativa vigente (per i quali si rinvia al sito *internet* dell'Emittente www.snamretegas.it ed alla Sezione Prima, Capitolo 17, Paragrafo 17.2) nel corso dell'anno precedente alla Data del Prospetto Informativo non vi sono state differenze sostanziali tra il Prezzo di Offerta e il costo effettivamente sostenuto da parte dei membri del Consiglio di Amministrazione e del Collegio Sindacale, degli organismi interni di controllo e degli alti dirigenti e/o persone affiliate a detti soggetti per l'acquisto di azioni di Snam Rete Gas.

5.4 Collocamento e sottoscrizione

5.4.1 Indicazione dei responsabili del collocamento dell'Offerta e dei collocatori

Trattandosi di un'offerta in opzione ai sensi dell'articolo 2441, primo comma, Codice Civile, non esiste un responsabile del collocamento.

5.4.2 Denominazione e indirizzo degli organismi incaricati del servizio finanziario e degli agenti depositari in ogni paese

Le richieste di sottoscrizione delle Azioni devono essere trasmesse tramite agli intermediari autorizzati aderenti al sistema di gestione accentrata di Monte Titoli.

5.4.3 Impegni di sottoscrizione e garanzia

Mediobanca si è impegnata a sottoscrivere con l'Emittente entro il giorno antecedente l'avvio dell'Offerta un contratto di garanzia, in linea con la migliore prassi internazionale per operazioni similari, volto a garantire la sottoscrizione delle Azioni (al netto delle Azioni che saranno sottoscritte da parte di Eni in base all'impegno descritto al precedente Paragrafo 5.2.2), in numero corrispondente ai Diritti di Opzione che risultassero eventualmente non esercitati dopo l'Offerta in Borsa ai sensi dell'art. 2441, terzo comma, Codice Civile.

L'Offerta (al netto delle Azioni che saranno sottoscritte da parte di Eni in base all'impegno descritto nella Sezione Prima, Capitolo 5, Paragrafo 5.2.2) sarà quindi assistita da una garanzia di un consorzio coordinato e diretto da Mediobanca, Morgan Stanley e UBS in qualità di *Joint Global Coordinators* e *Joint Bookrunners* e al quale parteciperanno anche BNP PARIBAS, Credit Suisse, Merrill Lynch International e UniCredit Group (HVB), in qualità di *Co-Bookrunners*.

Il contratto di garanzia sarà governato dalla legge italiana, sarà in linea con le migliori prassi di mercato per operazioni similari, e conterrà, tra l'altro, le usuali dichiarazioni e garanzie, impegni, condizioni, clausole di indennizzo, clausole di recesso tra cui, *inter alia*, le clausole c.d. di "*material adverse change*" e "*force majeure*" in linea con la migliore prassi internazionale.

La Società assumerà l'impegno nei confronti di Mediobanca, Morgan Stanley e UBS, fino a 180 giorni decorrenti dalla conclusione dell'Offerta in Borsa ai sensi dell'art. 2441, terzo comma, Codice Civile (Cfr. Sezione Seconda, Capitolo 5, Paragrafo 5.4.3), a non proporre, senza il preventivo consenso di Mediobanca, Morgan Stanley e UBS (consenso che non potrà essere irragionevolmente negato) aumenti di capitale ovvero emissioni di strumenti finanziari che attribuiscano il diritto di acquistare, sottoscrivere o scambiare con, o convertire in, azioni Snam Rete Gas, salvi comunque i casi in cui ciò sia richiesto da disposizioni di legge. Restano in ogni caso salve: (i) l'emissione e la sottoscrizione delle Azioni oggetto dell'Offerta in Opzione; (ii) l'emissione di azioni Snam Rete Gas, la cessione o il trasferimento di azioni proprie o l'attribuzione di diritti di opzione in favore di amministratori, dirigenti e dipendenti della Società, del Gruppo Snam Rete Gas, di Stogit e/o del Gruppo Italgas ai sensi di eventuali piani di *stock option*; (iii) le eventuali operazioni di disposizione di azioni proprie, purché non comportino operazioni sul mercato dei capitali e a

condizione che l'accordo che regola la disposizione a favore di soggetti terzi (esclusi quelli di cui al (ii) che precede) preveda da parte di questi ultimi l'assunzione di un impegno sulle azioni così trasferite in linea per contenuti e durata con l'impegno assunto dalla Società nei confronti di Mediobanca, Morgan Stanley e UBS.

5.4.4 Data di stipula dell'accordo di sottoscrizione e garanzia

Gli impegni di garanzia di cui al Paragrafo 5.4.3 che precede saranno assunti dal Consorzio di Garanzia entro il giorno antecedente l'avvio dell'Offerta.

6. AMMISSIONE ALLA NEGOZIAZIONE E MODALITÀ DI NEGOZIAZIONE

6.1 Domanda di ammissione alle negoziazioni

Le azioni ordinarie della Società sono ammesse alla quotazione ufficiale sul Mercato Telematico Azionario.

L'Aumento di Capitale prevede l'emissione sino ad un massimo di n. 1.614.292.394 Azioni, che rappresentano una quota percentuale superiore al 10% del numero di azioni della Società della stessa classe già ammesse alla negoziazione. Pertanto, ai sensi dell'art. 57, comma 1, Regolamento Emittenti il Prospetto Informativo costituisce anche prospetto di quotazione.

Le Azioni saranno ammesse alla quotazione ufficiale per la negoziazione sul Mercato Telematico Azionario, al pari delle azioni attualmente in circolazione.

6.2 Altri mercati regolamentati

Alla Data del Prospetto Informativo, le azioni dell'Emittente sono negoziate esclusivamente presso l'MTA organizzato e gestito da Borsa Italiana.

6.3 Altre operazioni

Non sono previste in prossimità dell'Offerta altre operazioni di sottoscrizione o di collocamento privato di strumenti finanziari della stessa categoria di quelli oggetto dell'Offerta in Opzione, oltre a quelle indicate nel Prospetto Informativo (Cfr. Sezione Seconda, Capitolo 5, Paragrafo 5.2.1).

6.4 Intermediari nel mercato secondario

Non applicabile all'Offerta in Opzione.

6.5 Stabilizzazione

Non è previsto lo svolgimento di alcuna attività di stabilizzazione da parte dell'Emittente o di soggetti dallo stesso incaricati.

7. POSSESSORI DI STRUMENTI FINANZIARI CHE PROCEDONO ALLA VENDITA

Le Azioni sono offerte direttamente dall'Emittente e, pertanto, per tutte le informazioni riguardanti la Società ed il Gruppo Snam Rete Gas, si rinvia ai dati e alle informazioni già fornite nella Nota di Sintesi e nella Sezione Prima del Prospetto Informativo.

8. SPESE LEGATE ALL'OFFERTA

8.1 Proventi netti totali e stima delle spese totali legate all'Offerta

I proventi netti derivanti dall'Aumento di Capitale sono stimati pari a circa Euro 3.440 milioni.

Per quanto riguarda la destinazione dei proventi dell'Offerta, si veda Sezione Seconda, Capitolo 3, Paragrafo 3.4.

L'ammontare complessivo delle spese, inclusivo delle commissioni di garanzia, è stimato in massimi Euro 31 milioni.

9. DILUIZIONE

9.1 Ammontare e percentuale della diluizione immediata derivante dall'Offerta

Trattandosi di un aumento di capitale in opzione, non vi sono effetti diluitivi in termini di quote di partecipazione al capitale sociale nei confronti degli azionisti di Snam Rete Gas che vi aderiranno sottoscrivendo la quota di loro competenza. Nel caso di mancato esercizio dei Diritti di Opzione spettanti, gli azionisti subirebbero una diluizione massima della propria partecipazione, in termini percentuale sul capitale sociale, pari al 45,2%.

10. INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI

10.1 Consulenti

Nella Sezione Seconda non sono menzionati consulenti legati ad un'emissione.

10.2 Indicazione di altre informazioni contenute nella presente Sezione sottoposte a revisione o a revisione limitata da parte di revisori legali dei conti

Nella Sezione Seconda non vi sono informazioni sottoposte a revisione o a revisione limitata da parte dei revisori legali dei conti.

10.3 Pareri o relazioni degli esperti

Nella Sezione Seconda non sono inseriti pareri o relazioni di esperti.

10.4 Informazioni provenienti da terzi

Nella Sezione Seconda non sono inseriti informazioni provenienti da terzi.

APPENDICI

[QUESTA PAGINA È STATA LASCIATA VOLUTAMETE BIANCA]

ALLEGATO 1

Il sistema tariffario specifico per l'attività di trasporto e dispacciamento

La Delibera 166/05 dell'AEEG, pubblicata in data 30 luglio 2005, definisce i criteri per la determinazione dei ricavi e delle tariffe relativi all'attività di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il periodo di regolazione che decorre dal 1 ottobre 2005 al 30 settembre 2009. Tali criteri prevedono che i ricavi di riferimento per l'attività di trasporto e dispacciamento del gas naturale siano determinati in maniera da consentire la copertura dei costi operativi, degli ammortamenti e garantire una equa remunerazione del capitale investito netto. La presente sezione riporta una descrizione dei citati criteri che, tuttavia, non può essere considerata sostitutiva del testo della Delibera cui gli investitori sono comunque invitati a fare riferimento.

1 a. Determinazione dei ricavi di riferimento

I ricavi di riferimento ("**RT**"), determinati sulla base dei dati di bilancio al 31 dicembre 2004, vengono calcolati come somma delle seguenti componenti:

- *Remunerazione del capitale investito netto*. Il capitale investito netto (o *Regulatory Asset Base* o "**RAB**") è calcolato sulla base dei costi storici rivalutati delle immobilizzazioni presenti in bilancio al 31 dicembre 2004, al netto dei contributi a fondo perduto versati da pubbliche amministrazioni per lo sviluppo delle infrastrutture finalizzate alle attività di trasporto e dei contributi versati da altri soggetti, nonché al netto del degrado economico-tecnico valutato tenendo conto della durata economico-tecnica delle infrastrutture. Ai fini della rivalutazione del costo storico viene utilizzato il deflatore degli investimenti fissi lordi. La remunerazione del capitale investito netto viene determinata moltiplicando il capitale investito netto per il tasso di rendimento riconosciuto pari al 6,7% in termini reali al lordo delle imposte (WACC).

- *Ammortamenti economici-tecnici*. Gli ammortamenti economici-tecnici sono calcolati dividendo il capitale investito lordo rivalutato delle singole categorie di immobilizzi, per i quali non risulta completato il processo di ammortamento, per le durate tecniche convenzionali definite dall'AEEG pari a 40 anni per i metanodotti e i fabbricati, 20 anni per le Centrali di Compressione e per i misuratori e 10 anni per le altre immobilizzazioni.

- *Costi operativi*. I costi operativi comprendono tutte le spese operative e di carattere generale attribuibili all'attività di trasporto, effettivamente sostenute nell'esercizio 2004 e risultanti dal bilancio d'esercizio certificato, al netto dei costi operativi attribuibili ai ricavi compensativi e alle attività capitalizzate. Essi, in particolare, comprendono: (i) il costo del personale, (ii) i costi sostenuti per acquisti di materiale di consumo, (iii) i costi di compressione e di spinta e perdite di rete, (iv) i costi per servizi e prestazioni esterne e (v) gli altri accantonamenti diversi dagli ammortamenti, purché non operati esclusivamente in applicazione di norme tributarie. Per la determinazione dei costi operativi riconosciuti, i costi effettivamente sostenuti nell'esercizio 2004 vengono incrementati del 50% dei maggiori recuperi di produttività (*profit - sharing*) realizzati nel primo periodo di regolazione rispetto ai *target* fissati dall'AEEG.

I ricavi di riferimento RT vengono suddivisi in una quota prevalente correlata alla capacità di trasporto, garantita attraverso opportuni meccanismi di conguaglio e in una quota minore correlata ai volumi effettivamente trasportati, esposta ai rischi/opportunità legati allo sviluppo della domanda di gas naturale:

- ricavi *capacity*: pari al 70% di RT, rappresentano la quota parte dei ricavi relativi alla capacità conferita della Rete di Trasporto. Tali ricavi sono a loro volta ripartiti nelle componenti Rete Nazionale (di seguito "**RT^N**") e Rete Regionale (di seguito, "**RT^R**") sulla base della effettiva ripartizione dei costi operativi e di capitale tra la Rete Nazionale e quella Regionale.

- ricavi *commodity*: pari al 30% di RT, rappresentano la quota parte dei ricavi correlata all'energia associata ai volumi trasportati. I ricavi *commodity* (RTE) vengono divisi per l'energia associata ai volumi immessi nella Rete Nazionale, dai punti di entrata esclusi i siti di stoccaggio, nell'anno solare 2004, assunta pari a 3.013,34 petajoule (circa 79,1 miliardi di m^3), determinando il corrispettivo unitario *commodity* (CV).

1 b. Determinazione dei ricavi del primo Anno Termico

I ricavi del primo Anno Termico del secondo periodo di regolazione vengono determinati come somma delle componenti di ricavo correlate alla capacità di trasporto conferita e della componente di ricavo correlata ai volumi trasportati:

- i ricavi *capacity*, pari al 70% dei ricavi RT, vengono garantiti all'impresa di trasporto attraverso l'applicazione di opportuni meccanismi di conguaglio. In particolare, ove al termine del primo Anno Termico i ricavi RT^N, RT^R effettivamente conseguiti fossero diversi da quelli riconosciuti, le differenze positive o negative verrebbero riportate al secondo Anno Termico successivo maggiorate di interessi (calcolati in base al rendimento medio dei buoni del tesoro decennali dell'ultimo anno disponibile, incrementato dello 0,41%). Tale meccanismo di conguaglio viene applicato anche negli anni successivi.

- i ricavi *commodity* vengono determinati moltiplicando il corrispettivo unitario *commodity* CV per l'energia associata ai volumi effettivamente immessi nella Rete Nazionale, dai punti di entrata esclusi i siti di stoccaggio nel primo Anno Termico. I ricavi *commodity* non sono soggetti a conguaglio e pertanto possono essere superiori/inferiori rispetto al 30% di RT a seconda che l'energia associata ai volumi immessi nella Rete Nazionale, dai punti di entrata esclusi i siti di stoccaggio, sia superiore/inferiore rispetto all'energia immessa nell'anno di riferimento.

Ai ricavi sopradescritti si aggiunge una ulteriore componente di ricavo *commodity* associata al corrispettivo unitario integrativo CV^P, relativo agli incentivi sugli investimenti di estensione e potenziamento realizzati ed entrati in esercizio nel corso del primo periodo di regolazione. Tale corrispettivo riconosciuto ai sensi della Delibera 120/01 continua ad essere applicato in modo da avere effetto per un periodo di sei anni dall'entrata in esercizio delle opere relative. (Il corrispettivo è calcolato dividendo il 4,98% degli investimenti di estensione e potenziamento entrati in esercizio in ciascun anno per l'energia associata ai volumi immessi nella Rete Nazionale, nei punti di entrata, esclusi i siti di stoccaggio, nell'anno solare 2000, assunta pari a 2786,10 PJ). Tale componente di ricavo viene determinata moltiplicando il corrispettivo unitario integrativo CV^P per l'energia associata ai volumi effettivamente immessi nella Rete Nazionale, dai punti di entrata esclusi i siti di stoccaggio e come i ricavi *commodity* CV non sono soggetti a conguaglio.

1 c. Aggiornamento dei ricavi per gli anni successivi al primo

Negli Anni Termici del secondo periodo di regolazione successivi al primo anno le componenti dei ricavi RT sono aggiornate secondo un meccanismo di aggiornamento che ha una natura ibrida. Ai fini dell'aggiornamento, i ricavi relativi alla componente *capacity* sono suddivisi in una quota riconducibile alla remunerazione del capitale RT*capitale* ed in una quota riconducibile a costi operativi e ammortamenti RT*co+amm*.

La quota parte dei ricavi RT riconducibile alla remunerazione del capitale investito netto (RT^N*capitale* e RT^R*capitale*) è aggiornata mediante il ricalcolo annuale del capitale investito netto (RAB 2004), tenuto conto dell'inflazione, delle dismissioni eventualmente effettuate nel corso del periodo e del fondo di ammortamento relativo agli anni successivi al 2004 calcolato sulla base delle durate convenzionali definite dall'AEEG.

La quota parte dei ricavi RT riconducibile ai costi operativi ed all'ammortamento (RT^N*co+amm* e RT^R*co+amm*), vengono aggiornati annualmente sulla base di un meccanismo di *revenue cap* mentre il corrispettivo unitario variabile CV viene aggiornato annualmente sulla base di un meccanismo di *price cap*. In particolare, le formule di adeguamento prevedono per ciascun Anno Termico successivo al primo un incremento pari all'inflazione dell'anno solare precedente ed una riduzione pari al tasso annuale di variazione della produttività, fissato dall'AEEG per tutto il secondo periodo di regolazione, come di seguito rappresentato:

$$RT^N co + amm,\ t = RT^N co + amm,\ t\text{-}1 \times (1 + It\text{-}1 - RP + Y + Q + W)$$

$$RT^R co + amm,\ t = RT^R co + amm,\ t\text{-}1 \times (1 + It\text{-}1 - RP + Y + Q + W)$$

$$CVt = CVt\text{-}1 \times (1 + It\text{-}1 - RP)$$

dove:

- *It-1* è il tasso di variazione medio annuo, riferito all'anno solare precedente, dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati, rilevato dall'ISTAT;
- RP è il tasso annuale prefissato di variazione del recupero di produttività, pari al 2% per le componenti dei ricavi *capacity* RT^N*co+ amm*, RT^R*co+ amm* ed al 3,5% per il ricavo unitario *commodity* CV;
- Y, Q, W sono ulteriori parametri di variazione dei ricavi per tener conto di costi derivati da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo, di eventuali recuperi di qualità rispetto a *standard* prefissati o eventuali nuove attività volte al controllo della domanda ed all'uso efficiente delle risorse. Tali parametri saranno definiti successivamente dall'AEEG e fino all'emanazione di tali provvedimenti detti parametri sono pari a 0.

Il corrispettivo unitario integrativo CVP legato agli investimenti effettuati nel primo periodo di regolazione non è soggetto ad aggiornamento e viene calcolato annualmente secondo le modalità precedentemente descritte.

1 d. Determinazione dei ricavi relativi a nuovi investimenti

Al fine di incentivare la realizzazione di nuova capacità di trasporto, agli investimenti che vengono effettuati nel corso del secondo periodo di regolazione a partire dall'esercizio 2005, viene riconosciuta una componente di ricavo addizionale che remunera in misura maggiore tali investimenti rispetto al tasso di remunerazione riconosciuto al capitale investito netto al 31 dicembre 2004. In particolare, dall'Anno Termico 2006-2007 per gli investimenti realizzati nell'esercizio precedente riportati sui bilanci pubblicati, viene calcolata una componente di ricavo addizionale definita come segue:

$$RNI_{t,T} = NI_{t-1,T} \times (6{,}7\% + rT^{NI}_{T}) + AMM_{NI,t-1}$$

dove:

- $NI_{t-1,T}$ è il valore degli investimenti della tipologia *T*, realizzati nell'esercizio *t-1*,
- rT^{NI}_{T} è l'incremento del tasso di remunerazione del capitale investito netto per il secondo periodo di regolazione, riconosciuto per ciascuna tipologia *T*,
- $AMM_{NI,t-1}$ è il valore degli ammortamenti relativi ai nuovi investimenti realizzati ed entrati in esercizio nell'anno *t-1*.

A ciascuna tipologia di nuovi investimenti sono riconosciuti i seguenti incrementi del tasso di remunerazione del capitale investito netto rTNIT per le relative durate:

(a) T=1 investimenti di sostituzione: 0%;

(b) T=2 investimenti destinati alla sicurezza, alla qualità del gas e al sostegno al mercato che non comportano la realizzazione di nuova capacità di trasporto: 1% per 5 anni;

(c) T=3 investimenti destinati alla realizzazione di nuova capacità di trasporto di Rete Regionale: 2% per 7 anni;

(d) T=4 investimenti destinati alla realizzazione di nuova capacità di trasporto di Rete Nazionale: 2% per 10 anni;

(e) T=5 investimenti destinati alla realizzazione di nuova capacità di trasporto di Rete Nazionale funzionale alla capacità di importazione: 3% per 10 anni;

(f) T=6 investimenti destinati a rendere disponibile una maggiore capacità in ingresso alle frontiere, anche al fine di immettere quantitativi di GNL rigassificati da navi metaniere con sistemi di rigassificazione del GNL a bordo: 3% per 15 anni.

La componente complessiva di ricavo RNI viene considerata ai fini della determinazione dei ricavi di capacità e pertanto viene integralmente garantita attraverso opportuni meccanismi di conguaglio.

Terzo periodo di regolazione

In coerenza con quanto previsto nella Delibera 166/05, l'AEEG definirà i costi operativi riconosciuti per il calcolo delle tariffe del terzo periodo di regolazione in modo tale da ripartire tra le società di trasporto e i clienti gli eventuali benefici risultanti dagli aumenti di produttività superiori agli obiettivi impliciti nelle formule di *Revenue Cap* e *Price Cap* del secondo periodo di regolazione.

La Delibera dispone che tali benefici siano attribuiti alle imprese di trasporto almeno nella misura del 50%.

La struttura tariffaria

Le società di trasporto sono tenute a formulare entro il 31 marzo di ogni anno una proposta tariffaria contenente l'aggiornamento dei ricavi di riferimento, i ricavi dei nuovi investimenti nonché i corrispettivi unitari relativi al servizio di trasporto e dispacciamento. Tale proposta è soggetta ad approvazione da parte dell'AEEG entro novanta giorni dalla data di ricevimento della proposta stessa.

La tariffa di trasporto T per il servizio di trasporto continuo su base annuale per l'Utente è data dalla seguente formula:

$$T = (Ke * CPe) + (Ku * CPu) + (Kr * CRr) + CM + E * (CV+CVP);$$

dove:

- Ke è la capacità conferita all'Utente nel punto di entrata e della Rete Nazionale, espressa in metri cubi/giorno;
- CPe è il corrispettivo unitario di capacità per il trasporto sulla Rete Nazionale relativo ai conferimenti nel punto di entrata e della Rete Nazionale, espresso in Euro/anno/metro cubo/giorno;
- Ku è la capacità conferita all'Utente nel punto di uscita u della Rete Nazionale, espressa in metri cubi/giorno;
- CPu è il corrispettivo unitario di capacità per il trasporto sulla Rete Nazionale, relativo ai conferimenti nel punto di uscita u della Rete Nazionale, espresso in Euro/anno/metro cubo/giorno;
- Kr è la capacità conferita all'Utente nel punto di riconsegna r delle reti regionali di gasdotti, espressa in metri cubi/giorno;
- CRr è il corrispettivo unitario unico a livello nazionale di capacità per il trasporto sulle reti regionali, relativo ai conferimenti nel punto di riconsegna r delle reti regionali di gasdotti, espresso in Euro/anno/metro cubo/giorno;
- CM è il corrispettivo di misura per ciascun punto di riconsegna, espresso in Euro, pari a zero per l'Anno Termico 2008-2009;
- E è l'energia associata al gas immesso in rete, espressa in gigajoule;
- CV è il corrispettivo unitario variabile, espresso in Euro/gigajoule;
- CVP è il corrispettivo integrativo, espresso in Euro/gigajoule.

Le componenti tariffarie associate ai corrispettivi unitari di impegno CPe, CPu, CRr, devono essere corrisposte indipendentemente dall'effettiva utilizzazione della capacità giornaliera conferita, mentre la componente relativa ai corrispettivi variabili CV e CVP sarà applicata all'energia immessa in ciascuno dei punti di entrata, esclusi i siti di stoccaggio.

[QUESTA PAGINA È STATA LASCIATA VOLUTAMETE BIANCA]

ALLEGATO 2

Accesso ed erogazione del servizio di trasporto: il Codice di Rete

Il Codice di Rete è un documento di natura commerciale che contiene le condizioni contrattuali per l'accesso e l'erogazione del servizio di trasporto. Tali condizioni sono state formulate sulla base delle disposizioni del Regolatore. Le clausole contenute nel Codice definiscono i termini del servizio, nonché gli obblighi e le responsabilità a cui le controparti Snam Rete Gas e l'Utente si vincolano reciprocamente. Il Codice di Rete è stato predisposto da Snam Rete Gas sulla base dei criteri stabiliti dall'AEEG con Delibera 137/02, è stato verificato e approvato dal Regolatore ed è in vigore dal 2003.

La sezione "Informazione" è di tipo informativo-descrittivo ed illustra il sistema infrastrutturale di trasporto e il servizio offerto da Snam Rete Gas. Il servizio di trasporto consiste nella messa a disposizione della capacità di trasporto, nonché nel trasporto del gas consegnato a Snam Rete Gas dagli Utenti presso i punti di entrata della rete e riconsegnato da Snam Rete Gas agli stessi Utenti presso i punti di riconsegna. La capacità di trasporto, espressa in metri cubi *standard*/giorno, rappresenta il massimo volume di gas che l'Utente può immettere e prelevare dal sistema presso i citati punti su base giornaliera. La vendita ("**conferimento**") agli Utenti della capacità di trasporto viene effettuata per periodi di durata pluriennale, annuale e inferiore all'anno.

Nella sezione "Accesso al servizio di trasporto", sono contenute le modalità e i termini per il conferimento della capacità di trasporto. In particolare sono illustrati i termini per la richiesta di capacità da parte dei soggetti interessati e per il relativo conferimento da parte di Snam Rete Gas. Per quanto riguarda in particolare i punti di entrata della Rete Nazionale interconnessi con i gasdotti esteri di importazione, sono in vigore criteri di priorità di assegnazione che privilegiano, nel processo di conferimento per durate pluriennali, i titolari di contratti di importazione del tipo "*take or pay*" e, nel conferimento annuale, i titolari di contratti di importazione di durata maggiore. Criteri di ripartizione *pro quota* sono previsti nei casi di richieste superiori alle disponibilità.

Nella sezione "Erogazione del servizio di trasporto" sono contenute le procedure relative all'erogazione del servizio. Una volta acquisita la capacità di trasporto, l'Utente ne programma l'utilizzo comunicando a Snam Rete Gas i quantitativi che intende immettere e prelevare dalla rete su base giornaliera. Compiute le verifiche tecniche, Snam Rete Gas è tenuta ad effettuare il servizio di trasporto nel rispetto dei programmi di trasporto degli Utenti. È prevista inoltre la possibilità di cessioni di capacità tra gli Utenti in corso d'anno con frequenza giornaliera presso i punti di entrata interconnessi con gasdotti esteri e frequenza mensile presso gli altri punti. È inoltre disciplinata la procedura per il trasferimento delle capacità da un Utente a un altro presso i punti di riconsegna, a seguito di cambio fornitore del cliente finale.

Il gas trasportato viene misurato presso ciascun punto di consegna e di riconsegna del sistema, attraverso impianti di misura di proprietà di terzi. Sulla base dei dati di misura Snam Rete Gas determina il bilancio della Rete di Trasporto e procede, per ciascun Utente, con l'allocazione dei quantitativi immessi e prelevati. Il bilanciamento, fisico e commerciale, costituisce la base per il funzionamento del sistema gas. Il bilanciamento fisico comprende le operazioni mediante le quali Snam Rete Gas, attraverso il Centro di Dispacciamento, controlla in tempo reale i parametri di flusso (portate e pressioni) al fine di garantire la corretta movimentazione del gas dai punti di immissione ai punti di prelievo. Il bilanciamento commerciale comprende le attività necessarie all'allocazione e alla contabilizzazione del gas trasportato. Agli Utenti che

non rispettano l'uguaglianza, su base giornaliera tra le quantità immesse e quelle prelevate, o che superano le capacità di trasporto loro conferite, vengono applicate delle penali.

La sezione "Qualità del servizio" descrive gli *standard* di qualità del servizio assicurati da Snam Rete Gas.

La sezione "Amministrazione" contiene i termini per la fatturazione e il pagamento del servizio (Snam Rete Gas con cadenza mensile provvede ad emettere le fatture relative ai corrispettivi per il servizio di trasporto e alle eventuali penali). La sezione contiene inoltre il capitolo dedicato alle "Responsabilità delle Parti", in cui sono riassunti diritti, obblighi e responsabilità di una parte nei confronti dell'altra, quali a titolo esemplificativo la legge applicabile e il foro competente, il regime di responsabilità in presenza di eventi quali la forza maggiore, le modalità per la cessione/risoluzione del contratto. In particolare, si segnala che la responsabilità di ciascuna parte nei confronti dell'altra per qualsiasi danno derivante o comunque connesso all'esecuzione o alla mancata, parziale o ritardata esecuzione dei propri obblighi, è espressamente limitata ai soli casi di dolo e/o colpa grave.

Nella sezione "Emergenza" sono descritte le procedure che Snam Rete Gas mette in atto in caso di emergenza di rete, e la normativa di riferimento per i casi di emergenza generale.

Infine, la sezione dedicata all'"Aggiornamento del Codice di Rete", descrive le procedure per l'aggiornamento del Codice, comprese le modalità di coinvolgimento degli Utenti in tale attività. Dal 2006 è attivo un "Comitato di Consultazione" sui codici di Rete di Trasporto, cui partecipano gli Utenti e gli operatori del sistema. Il Comitato fornisce parere in merito agli aggiornamenti del Codice di Rete predisposti dall'impresa di trasporto, e può effettuare segnalazioni circa l'opportunità di predisporre ulteriori modifiche. Snam Rete Gas predispone le proposte di modifica al Codice di Rete e le trasmette all'AEEG unitamente al parere del Comitato di Consultazione. Il Codice di Rete e i relativi aggiornamenti sono soggetti a verifica e approvazione da parte dell'AEEG.

ALLEGATO 3

MEDIOBANCA
Banca di Credito Finanziario S.p.A.

Milano, 12 febbraio 2009

Spett.le
Snam Rete Gas S.p.A.
Piazza Santa Barbara, 7
20097 San Donato Milanese (MI)

Alla c.a. del Consiglio di Amministrazione

Snam Rete Gas ("**Snam Rete Gas**", o la "**Società**") ha conferito a Mediobanca – Banca di Credito Finanziario S.p.A. ("**Mediobanca**") un incarico di consulenza finanziaria (l'"**Incarico**") che prevede, tra l'altro, l'emissione di una *fairness opinion* (il "**Parere**") con riferimento alle condizioni finanziarie dell'acquisizione da parte della Società dell'intero capitale sociale di Italgas S.p.A. ("**Italgas**") e Stogit S.p.A. ("**Stogit**" e, congiuntamente a Italgas, le "**Target**") ad oggi detenuto da Eni S.p.A. ("**Eni**") (l'"**Operazione**").

Il Parere è stato redatto a supporto e per uso interno ed esclusivo del Consiglio di Amministrazione della Società che, in conformità a quanto previsto nella lettera di Incarico, se ne potrà avvalere per le determinazioni di propria competenza. Pertanto, il Parere: (i) non potrà essere pubblicato o divulgato, in tutto o in parte, a terzi, o utilizzato per scopi diversi da quelli indicati nel Parere stesso e nell'Incarico, salvo preventiva autorizzazione scritta di Mediobanca ovvero richieste specifiche di autorità competenti; (ii) è indirizzato esclusivamente al Consiglio di Amministrazione della Società e, pertanto, nessuno, ad eccezione dei destinatari del Parere, è autorizzato a fare affidamento su quanto riportato nel Parere e, conseguentemente, ogni giudizio di terzi sulla bontà e convenienza dell'Operazione rimarrà di loro esclusiva responsabilità e competenza.

Le conclusioni esposte nel Parere sono basate sul complesso delle valutazioni ivi contenute e, pertanto, nessuna parte del Parere potrà essere utilizzata disgiuntamente rispetto al Parere nella sua interezza. Mediobanca non si assume alcuna responsabilità diretta e/o indiretta per danni che possano derivare da un utilizzo improprio delle informazioni contenute nel Parere.

Il Parere è diretto alla verifica della congruità dal punto di vista finanziario per gli azionisti di Snam Rete Gas delle condizioni finanziarie dell'Operazione, al fine esclusivo di supporto al Consiglio di Amministrazione della Società per le determinazioni di sua competenza nell'ambito del processo decisionale e valutativo relativo all'Operazione, ed in nessun caso le valutazioni riportate nel Parere sono da considerarsi in un contesto diverso da quello in esame.

Ciascuna delle metodologie di valutazione prescelte per l'elaborazione del Parere, pur rappresentando metodologie riconosciute e normalmente utilizzate nella prassi valutativa sia italiana sia internazionale, presenta comunque delle limitazioni intrinseche. Inoltre, il Parere contiene assunzioni e stime considerate ragionevolmente appropriate da Mediobanca anche con riferimento alla prassi italiana e internazionale, e determinate sulla base delle Informazioni (come infra definite) ricevute.

Nello svolgimento dell'Incarico, nella predisposizione del Parere e in tutte le elaborazioni effettuate, Mediobanca ha confidato: (i) sulla veridicità, completezza ed accuratezza dei documenti, dati e informazioni forniti dalla Società (le "Informazioni"), senza effettuare né direttamente né indirettamente alcuna autonoma verifica, accertamento e/o analisi indipendente. Mediobanca non si assume pertanto alcuna responsabilità relativamente alla veridicità, completezza ed accuratezza delle Informazioni utilizzate per l'elaborazione e la stesura del Parere; (ii) sul fatto che i dati previsionali relativi alle Target ricevuti da Mediobanca siano stati predisposti sulla base di assunzioni ragionevoli riflettendo il giudizio più accurato possibile circa il futuro sviluppo delle rispettive attività. In ogni caso con il presente Parere Mediobanca non esprime alcun giudizio circa il valore economico e/o il prezzo di mercato che la Società e/o Italgas e/o Stogit potrebbero avere in

Mod.1 - (03-05 - MB)

MEDIOBANCA
Banca di Credito Finanziario S.p.A.

futuro né nulla di quanto indicato nel Parere può o potrà essere considerato una garanzia o un'indicazione dei risultati economici, patrimoniali e finanziari prospettici della Società e/o di Italgas e/o di Stogit.

Il Parere è necessariamente riferito, stante i criteri di valutazione utilizzati, alle attuali condizioni economiche e di mercato, tenendo in opportuna considerazione l'attuale volatilità del contesto economico finanziario. A tal proposito, è inteso che sviluppi successivi tanto nelle condizioni di mercato che nelle Informazioni messe a disposizione, potrebbero avere un effetto anche significativo sulle conclusioni del Parere. Mediobanca, dal canto suo, non si assume né avrà alcun onere o impegno ad aggiornare o rivedere il Parere o riconfermare le proprie conclusioni.

Infine, il Parere non costituisce né un'offerta al pubblico né un consiglio o una raccomandazione di acquisto o vendita di un qualsiasi prodotto finanziario. Inoltre né il Parere, né alcuna delle considerazioni in esso contenute, né alcuna delle conclusioni in esso riportate possono o potranno in alcun modo essere ricondotte ad una qualsiasi espressione di giudizio di Mediobanca sulla situazione finanziaria della Società e/o di Italgas e/o di Stogit e/o sulla solvibilità delle stesse.

Ai fini dello svolgimento dell'Incarico, Mediobanca, oltre a informazioni pubblicamente disponibili ritenute rilevanti ai fini dell'applicazione delle metodologie di valutazione selezionate, ha, tra l'altro, preso in esame la seguente documentazione fornita dalla Società:

- il bilancio civilistico per l'esercizio 2007 di Stogit;
- il preconsuntivo 2008 di Stogit;
- il *Budget* 2009 di Stogit;
- il *Business Plan* di Stogit (2009-2012);
- l'elenco delle concessioni di Stogit;
- la relazione di stima predisposta da KPMG nel 2001 per il conferimento da Eni a Stogit del ramo d'azienda stoccaggi;
- il bilancio civilistico per l'esercizio 2007 di Italgas, Napoletana Gas S.p.A., AES Torino S.p.A. e Toscana Energia S.p.A.;
- il preconsuntivo 2008 di Italgas consolidato;
- il *Business Plan* 2009-2012 di Italgas consolidato;
- l'evoluzione delle principali grandezze economico-finanziarie nel periodo 2009-2012 della rete di distribuzione gas di Roma e di alcuni comuni limitrofi detenuta da Italgas (il "Ramo d'Azienda");
- la *Regulatory Asset Base* ("RAB") al 31 dicembre 2008 di Stogit, Italgas (e società controllate e collegate) e relativa evoluzione nel periodo 2009-2012;
- alcune simulazioni dell'impatto sul *Business Plan* consolidato di Italgas (2009-2012) della delibera 159/08, comprese le stime sull'evoluzione del vincolo dei ricavi della distribuzione ("VRD") e del RAB di Italgas (2009-2012);
- alcuni dati aggregati elaborati da Italgas circa il profilo delle scadenze delle concessioni in essere ed il relativo valore industriale;
- i *Business Plan* 2009-2012 di Toscana Energia S.p.A. e di AES Torino S.p.A.;
- le bozze degli accordi contrattuali tra la Società ed Eni relativi all'acquisizione delle Target e relativi allegati.

Sono stati inoltre realizzati incontri con il *management* di Italgas e Stogit finalizzati ad ottenere chiarimenti sull'attività delle Target e sulle attese relativamente all'andamento futuro delle attività stesse.

Tra i limiti e le difficoltà di espletamento dell'Incarico occorre segnalare i seguenti aspetti:

- le Target operano in un settore influenzato dall'andamento dello scenario energetico di riferimento: le principali ipotesi sottostanti i *business plan* delle due società potrebbero, anche in relazione alla variabilità dell'attuale scenario macroeconomico, presentare scostamenti, anche significativi, dalle attuali condizioni di mercato e da quelle future, con conseguenti impatti, anche significativi, sui risultati delle valutazioni;

Mod.2 - (03-05 - MB)

MEDIOBANCA
Banca di Credito Finanziario S.p.A.

- le valutazioni sono state effettuate utilizzando dati previsionali sia di carattere economico-patrimoniale sia finanziario desunti dal *business plan* delle Target. Tali dati presentano per loro natura profili di incertezza; inoltre, entrambe le Target operano in settori regolamentati ed i *business plan* ipotizzano la continuità dell'attuale quadro legislativo e regolatorio. Pertanto i) la variazione dei dati previsionali e ii) l'evoluzione di tali assunzioni normative potrebbero avere un impatto, anche significativo, sui risultati delle valutazioni. In particolare,
  - sulla base dell'attuale quadro normativo di riferimento, Stogit, alla scadenza delle concessioni di cui è titolare (2017), avrà diritto a due proroghe di 10 anni ciascuna. Alla scadenza delle concessioni, è previsto il riconoscimento di un indennizzo relativamente al gas di proprietà sulla base dei valori di mercato a quella data: l'entità e la tempistica di ottenimento del suddetto indennizzo presentano, per loro natura, profili di incertezza;
  - alla scadenza delle concessioni, è previsto che Stogit debba sostenere oneri per le attività di smantellamento e ripristino dei siti di stoccaggio del gas. Per far fronte a tali oneri, Stogit ha iscritto a bilancio il c.d. "fondo abbandono" il cui valore è determinato sulla base di stime di costo attualizzate rispetto alla data di sostenimento dell'onere. Tali stime presentano, per loro natura, profili di incertezza connessi all'entità e alla tempistica di manifestazione;
  - l'attività di stoccaggio è svolta esclusivamente in regime regolato: qualora in futuro si verificassero i presupposti per l'avvio dell'attività di stoccaggio c.d. "*merchant*" le conseguenti modifiche all'attuale perimetro delle attività regolate potrebbero determinare un impatto, anche significativo, sulla valutazione;
- i progetti di sviluppo inclusi nei *Business Plan* di Stogit prevedono specifiche assunzioni nella tempistica di autorizzazione e realizzazione, negli esborsi previsti e sulle attese di redditività che, per loro natura potrebbero variare anche significativamente determinando impatti anche rilevanti sulla valutazione;
- il *Business Plan* di Italgas prevede la cessione del Ramo d'Azienda, secondo gli accordi sottoscritti tra Eni e Suez in data 30 ottobre 2008, soggetti a determinate condizioni. L'eventuale mancata esecuzione della suddetta transazione potrebbe portare ad impatti, anche significativi, sulla valutazione;
- l'attuale contesto economico finanziario ed in particolare la volatilità dei mercati finanziari ha reso meno significativa l'osservazioni di prezzi di mercato di società comparabili e delle attività finanziarie rispetto ad un più stabile scenario di riferimento.

Tenendo conto delle caratteristiche specifiche di Italgas e Stogit, della tipologia di operatività e del mercato di riferimento in cui le stesse operano, nonché della prassi valutativa in linea con gli *standard* internazionali di mercato, le metodologie individuate per l'elaborazione della *Fairness Opinion* sono le seguenti:

- Per Stogit:
  - metodo della *Sum of the Parts* ("SOTP"), che determina il valore di un azienda regolata sulla base del valore della RAB rettificato per considerare eventuali efficienze/inefficienze finanziarie, operative nonchè gli incentivi sugli investimenti;
- Per Italgas:
  - metodo del *Discounted Cash Flow* ("DCF"), che determina il valore di un'azienda o di un'attività economica nella sua globalità sulla base della capacità della stessa di generare flussi di cassa. In particolare, tale criterio si basa sull'ipotesi che il valore di un'azienda o di un'attività economica sia pari i) al valore attuale dei flussi di cassa generati in futuro, attualizzati ad un tasso di sconto rappresentato dal costo medio ponderato del capitale investito nella società (sia di rischio che di debito) e ii) di un valore terminale anch'esso attualizzato al medesimo tasso di sconto.

Per entrambe le Target si è utilizzata, come metodologia di controllo, quella dei moltiplicatori di mercato che si basa sull'analisi delle quotazioni di Borsa di un campione di società il più possibile paragonabili alla società oggetto di valutazione. Tale metodo si basa sull'assunto generale che i prezzi di mercato rappresentino una buona approssimazione del valore d'impresa comunque alla luce dell'attuale contesto dei mercati finanziari.

La data di riferimento della valutazione è il 1 gennaio 2009.

Mod.2 - (03-05 - MB)

MEDIOBANCA
Banca di Credito Finanziario S.p.A.

Per entrambe le Target, le metodologie prescelte pur rappresentando criteri riconosciuti ed utilizzati nella prassi internazionale, non devono essere analizzate singolarmente bensì considerate come parte imprescindibile di un processo valutativo unitario. L'analisi dei risultati ottenuti da ciascuna metodologia in modo indipendente e non alla luce del rapporto di complementarietà che si crea con gli altri criteri comporta, infatti, la perdita di significatività dell'intero processo di valutazione.

Le metodologie di valutazione ed i conseguenti valori di capitale economico sono stati individuati al solo scopo di valutare la congruità delle condizioni finanziarie dell'Operazione ed in nessun caso le valutazioni riportate nel Parere, ovvero in altri documenti forniti da Mediobanca, sono da considerarsi quali possibili indicazioni di prezzo di mercato, pre o post Operazione, o di valore delle Target in un contesto diverso da quello in esame.

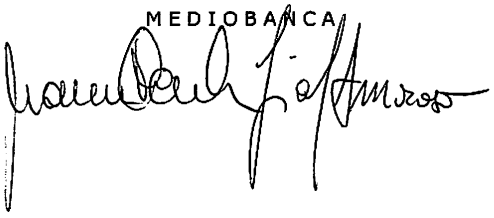
In tale ambito, le valutazioni esposte nel Parere sono state condotte in ottica *stand-alone* e *going concern* pertanto i risultati dell'analisi prescindono da ogni considerazione concernente eventuali sinergie operative che potrebbero generare valore incrementale per gli azionisti di Snam Rete Gas.

Mod.2 - (03-05 - MB)

MEDIOBANCA
Banca di Credito Finanziario S.p.A.

Sulla base delle valutazioni effettuate e subordinatamente a quanto sopra espresso, è opinione di Mediobanca che il corrispettivo dell'Operazione, ovvero Euro 3,07 miliardi per Italgas ed Euro 1,65 miliardi per Stogit, sia congruo sotto il profilo economico-finanziario per gli azionisti di Snam Rete Gas tramite l'applicazione dei metodi valutativi sopra menzionati e sulla base dei limiti e delle difficoltà di valutazione sopra richiamate.

MEDIOBANCA



Mod.2 - (03-05 - MB)

[QUESTA PAGINA È STATA LASCIATA VOLUTAMETE BIANCA]