

UNIGAS DISTRIBUZIONE S.R.L.

Sede Legale VIA C. COLOMBO N. 1/A ORIO AL SERIO BG
 Iscritta al Registro Imprese di BERGAMO - C.F. e n. iscrizione 03083850168
 Iscritta al R.E.A. di BERGAMO al n. 348149
 Capitale Sociale Euro 1.992.438,19 interamente versato
 P.IVA n. 03083850168

Bilancio al 31/12/2009

STATO PATRIMONIALE (In Euro)

ATTIVO	AI 31/12/2009		AI 31/12/2008
	Parziali	Totali	
B	IMMOBILIZZAZIONI		
<i>B.I</i>	<i>IMMOBILIZZAZIONI IMMATERIALI</i>		
B.I.1	Costi di impianto e di ampliamento	15.383	2.183
B.I.4	Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	25.791	51.691
B.I.5	Avviamento	3.471.282	3.819.002
B.I.7	Altre immobilizzazioni immateriali	730.653	805.308
Totale	IMMOBILIZZAZIONI IMMATERIALI	4.243.109	4.678.184
<i>B.II</i>	<i>IMMOBILIZZAZIONI MATERIALI</i>		
B.II.1	Terreni e fabbricati	1.340.452	1.369.761
B.II.2	Impianti e macchinario	18.405.353	15.148.090
B.II.3	Attrezzature industriali e commerciali	113.629	109.952
B.II.4	Altri beni materiali	130.878	198.705
Totale	IMMOBILIZZAZIONI MATERIALI	19.990.312	16.826.508
<i>B.III</i>	<i>IMMOBILIZZAZIONI FINANZIARIE</i>		
B.III.1	Partecipazioni	18.014.500	-
B.III.1.a	Partecipazioni in imprese controllate	18.014.500	-
Totale	IMMOBILIZZAZIONI FINANZIARIE	18.014.500	-
TOTALE IMMOBILIZZAZIONI		42.247.921	21.504.692

C ATTIVO CIRCOLANTE
C.I RIMANENZE

C.I.1	Materie prime, sussidiarie e di consumo	319.694	360.866
-------	---	---------	---------

Totale	RIMANENZE	319.694	360.866
---------------	------------------	----------------	----------------

C.II CREDITI CHE NON COSTITUISCONO IMMOBILIZZAZIONI

C.II.1	Crediti verso clienti	2.322.563	3.123.449
	esigibili entro l'esercizio successivo	2322.563	3.123.449

C.II.2	Crediti verso imprese controllate	2.212.670	-
	esigibili entro l'esercizio successivo	2.212.670	-

C.II.4-bis	Crediti tributari	406.416	644.347
	esigibili entro l'esercizio successivo	406.416	644.347

C.II.4-ter	Imposte anticipate	158.371	107.728
	esigibili entro l'esercizio successivo	7.718	22.258
	esigibili oltre l'esercizio successivo	150.653	85.470

C.II.5	Crediti verso altri	2.618.801	647.638
	esigibili entro l'esercizio successivo	2.618.801	647.638

Totale	CREDITI CHE NON COSTITUISCONO IMMOBILIZZAZIONI	7.718.821	4.523.162
---------------	---	------------------	------------------

C.III ATTIVITA' FINANZIARIE CHE NON COSTITUISCONO IMMOBILIZZAZIONI

C.III.6	Altri titoli	75.658	-
---------	--------------	--------	---

Totale	ATTIVITA' FINANZIARIE CHE NON COSTITUISCONO IMMOBILIZZAZIONI	75.658	-
---------------	---	---------------	----------

C.IV DISPONIBILITA' LIQUIDE

C.IV.1	Depositi bancari e postali	36.677	40.308
--------	----------------------------	--------	--------

C.IV.3	Denaro e valori in cassa	30	2.144
--------	--------------------------	----	-------

Totale	DISPONIBILITA' LIQUIDE	36.707	42.452
---------------	-------------------------------	---------------	---------------

TOTALE ATTIVO CIRCOLANTE	8.150.880	4.926.480
---------------------------------	------------------	------------------

D RATEI E RISCONTI ATTIVI

D.II	Altri ratei e risconti attivi	46.395	33.701
------	-------------------------------	--------	--------

TOTALE RATEI E RISCONTI ATTIVI	46.395	33.701
---------------------------------------	---------------	---------------

TOTALE ATTIVO	50.445.196	26.464.873
----------------------	-------------------	-------------------

PASSIVO		AI 31/12/2009		AI 31/12/2008
		Parziali	Totali	
A	PATRIMONIO NETTO			
A.I	Capitale		1.992.438	1.138.540
A.II	Riserva da sovrapprezzo delle azioni		8.146.117	-
A.III	Riserve di rivalutazione		34.739	34.739
A.IV	Riserva legale		213.061	184.528
A.V	Riserve statutarie		2.200	2.200
A.VII	Altre riserve		7.526.269	7.384.152
A.VIII	Utili (perdite) portati a nuovo		88.911	88.911
A.IX	Utile (perdita) dell'esercizio		1.314.321	570.652
TOTALE PATRIMONIO NETTO			19.318.056	9.403.722
A.VII	Altre riserve: distinta indicazione		7.526.269	7.384.152
66.21	Riserva straordinaria	1.790.246,79-		1.648.126,99-
66.25	Differenza da Arrotondamento Euro	0,14-		0,14-
66.34	Riserve da Scissione	116.239,11-		116.239,11-
66.35	Capitale Netto di Trasformazione	5.500.000,00-		5.500.000,00-
66.48	Avanzi di fusione	43.771,89-		43.771,89-
66.62	Riserva contrib.liberalita'(quota civil)	76.013,00-		76.013,00-
C	TRATTAMENTO DI FINE RAPPORTO DI LAVORO SUBORDINATO		249.421	228.076
D	DEBITI			
D.4	Debiti verso banche		14.177.702	12.332.651
D.4.1	Banche c/c passivo	4.542.293		2.584.519
	esigibili entro l'esercizio successivo	4.542.293		2.584.519
D.4.3	Mutui passivi bancari	2.635.409		3.058.384
	esigibili entro l'esercizio successivo	343.398		408.893
	esigibili oltre l'esercizio successivo	2.292.011		2.649.491
D.4.4	Altri debiti verso banche	7.000.000		6.689.748
	esigibili entro l'esercizio successivo	1.212.804		597.198
	esigibili oltre l'esercizio successivo	5.787.196		6.092.550
D.6	Acconti da clienti		600.000	-
	esigibili entro l'esercizio successivo	600.000		-

D.7	Debiti verso fornitori		4.587.555	3.850.859
	esigibili entro l'esercizio successivo	4.587.555		3.850.859
D.9	Debiti verso imprese controllate		6.447	-
	esigibili entro l'esercizio successivo	6.447		-
D.12	Debiti tributari		413.671	81.505
	esigibili entro l'esercizio successivo	413.671		62.780
	esigibili oltre l'esercizio successivo	-		18.725
D.13	Debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale		216.258	182.146
	esigibili entro l'esercizio successivo	216.258		182.146
D.14	Altri debiti		10.870.485	362.753
	esigibili entro l'esercizio successivo	10.870.485		362.753
TOTALE DEBITI			30.872.118	16.809.914
E	RATEI E RISCONTI PASSIVI			
<i>E.II</i>	<i>Altri ratei e risconti passivi</i>		5.601	23.161
TOTALE RATEI E RISCONTI PASSIVI			5.601	23.161
TOTALE PASSIVO			50.445.196	26.464.873
CONTI D'ORDINE				
K.1.1.d	Fideiussioni ad altre imprese		153.409-	153.409-
K.1.3.d	Altre garanzie ad altre imprese		2.250.000-	2.250.000-
TOTALE CONTI D'ORDINE			2.403.409-	2.403.409-

CONTO ECONOMICO

CONTO ECONOMICO		AI 31/12/2009		AI 31/12/2008
		Parziali	Totali	
A	VALORE DELLA PRODUZIONE			
A.1	<i>Ricavi delle vendite e delle prestazioni</i>		10.141.832	8.845.767
A.4	<i>Incrementi di immobilizzazioni per lavori</i>		336.125	389.907
A.5	<i>Altri ricavi e proventi</i>		604.472	525.420
A.5.b	Ricavi e proventi diversi	604.472		525.420
TOTALE VALORE DELLA PRODUZIONE			11.082.429	9.761.094
B	COSTI DELLA PRODUZIONE			
B.6	<i>Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci</i>		366.178	390.967
B.7	<i>Costi per servizi</i>		2.214.914	2.049.142
B.8	<i>Costi per godimento di beni di terzi</i>		2.932.286	2.916.518
B.9	<i>Costi per il personale</i>		1.270.474	1.214.688
B.9.a	Salari e stipendi	902.337		873.647
B.9.b	Oneri sociali	304.918		278.482
B.9.c	Trattamento di fine rapporto	63.219		62.559
B.10	<i>Ammortamenti e svalutazioni</i>		1.232.913	1.124.041
B.10.a	Ammortamento delle immobilizzazioni immateriali	455.228		452.569
B.10.b	Ammortamento delle immobilizzazioni materiali	777.685		671.472
B.11	<i>Variazioni delle rimanenze di materie prime, sussidiarie, di consumo e merci</i>		41.172	51.721
B.14	<i>Oneri diversi di gestione</i>		687.083	535.486
TOTALE COSTI DELLA PRODUZIONE			8.745.020	8.282.563
Differenza tra valore e costi della produzione			2.337.409	1.478.531
C	PROVENTI E ONERI FINANZIARI			
C.16	<i>Altri proventi finanziari</i>		1.259	8.057
C.16.d	Proventi diversi dai precedenti	1.259		8.057
C.16.d.4	Proventi diversi dai precedenti da altre imprese	1.259		8.057
C.17	<i>Interessi ed altri oneri finanziari</i>		302.139-	517.668-
C.17.d	Interessi e altri oneri finanziari verso altri	302.139-		517.668-
TOTALE PROVENTI E ONERI FINANZIARI			300.880-	509.611-

E PROVENTI E ONERI STRAORDINARI

E.20	Proventi straordinari		2	-
E.20.b	Altri proventi straordinari	2		-
E.21	Oneri straordinari		-	15.901-
E.21.c	Altri oneri straordinari	-		15.901-
TOTALE PROVENTI E ONERI STRAORDINARI			2	15.901-

Risultato prima delle imposte			2.036.531	953.019
22	Imposte sul reddito dell'esercizio, correnti, differite e anticipate		722.210-	382.367-
22.a	Imposte correnti sul reddito dell'esercizio	772.853-		425.446-
22.c	Imposte anticipate sul reddito dell'esercizio	50.643		43.079
23	Utile (perdite) dell'esercizio		1.314.321	570.652

Il Bilancio sopra riportato è vero e reale e corrisponde alle scritture contabili.

UNIGAS DISTRIBUZIONE S.R.L.

*Sede Legale VIA C. COLOMBO N. 1/A ORIO AL SERIO BG
Iscritta al Registro Imprese di BERGAMO - C.F. e n. iscrizione 03083850168
Iscritta al R.E.A. di BERGAMO al n. 348149
Capitale Sociale Euro 1.992.438,19 interamente versato
P.IVA n. 03083850168*

Bilancio al 31/12/2009

NOTA INTEGRATIVA

(Valori in Euro)

Introduzione

Signori soci,

il Bilancio dell'esercizio chiuso al 31.12.2009 che viene sottoposto al Vostro esame ed alla Vostra approvazione, costituito da Stato Patrimoniale, Conto Economico e Nota Integrativa, è stato redatto in base alle risultanze delle scritture contabili regolarmente tenute e conformemente agli articoli 2423 e seguenti del Codice Civile.

Lo Stato Patrimoniale ed il Conto Economico sono stati redatti osservando le disposizioni normative contenute nel Codice Civile - opportunamente integrate con le raccomandazioni formulate dagli organismi professionali competenti - con l'applicazione dei principi della prudenza e della realizzazione, della competenza economica e temporale, della continuità dei criteri di valutazione e di esposizione delle voci nonché della prevalenza della sostanza sulla forma.

Per quanto concerne la struttura di presentazione del Bilancio, è stata utilizzata la forma ordinaria.

Attività svolta

L'attività principale della società consiste nel trasporto e dispacciamento di gas naturale. Tale attività viene svolta avvalendosi di un sistema integrato di infrastrutture composto dalla rete di gasdotti, dalle centrali di compressione e pompaggio e dal sistema di dispacciamento e controllo, tutte localizzate nella provincia di Bergamo.

1) Criteri di valutazione

La valutazione delle poste iscritte è stata compiuta nella prospettiva di una regolare continuità aziendale, con criteri conformi al dettato dell'art. 2426 del Codice Civile ed in coerenza con quelli utilizzati nella redazione del bilancio del precedente esercizio; in osservanza al principio generale di comparabilità dei dati di bilancio, si è provveduto a riclassificare, ove necessario, le poste relative all'esercizio precedente per renderle paragonabili a quelle del corrente esercizio. Pertanto l'ammontare delle voci di bilancio dell'esercizio chiuso al 31.12.2008 sono comparabili con quelli del periodo precedente.

Non si sono verificati eventi eccezionali che abbiano reso necessario il ricorso a deroghe di cui agli articoli 2423 c.4 e 2423 bis c.2 del Codice Civile.

Nella redazione del bilancio sono stati seguiti i principi giuridici fondamentali contenuti nell'art. 2423 del Codice Civile. Essi sono il principio di chiarezza (o di evidenza, o di comprensibilità) che riguarda le regole di rappresentazione, e il principio di verità (o di precisione) che riguarda le regole di valutazione. Quest'ultimo è definito dall'art. 2423 c.c. con l'espressione "veritiera e corretta rappresentazione della situazione patrimoniale e finanziaria della società e del risultato economico".

Si tratta di due principi fondamentali, ai quali vanno sempre ricondotti tutti gli altri principi giuridici e tecnici di Bilancio (come il principio di competenza, il principio di prudenza, la costanza, l'omogeneità, la neutralità) e vengono perciò definiti "Postulati di Bilancio".

Il principio di chiarezza e quello di verità (veritiera e corretta rappresentazione) costituiscono una clausola generale del Bilancio di esercizio, che impone doveri di chiarezza e di precisione ben al di là delle norme generali o particolari contenute nei successivi articoli del Codice Civile o nei principi di natura contabile.

La valutazione delle voci di Bilancio, inoltre, deve essere fatta ispirandosi a criteri generali di prudenza e competenza nella prospettiva della continuazione dell'attività e ispirandosi al nuovo principio di prevalenza della sostanza sulla forma.

In particolare, i criteri di valutazione adottati nella formazione del bilancio sono stati i seguenti:

Immobilizzazioni
Immateriali

Le immobilizzazioni immateriali sono investimenti durevoli privi di consistenza fisica ma necessari per la produzione di beni e servizi.

Sono iscritte al costo di acquisto e valutate a fine anno attraverso il cosiddetto procedimento diretto, ossia le quote di ammortamento vengono portate in diminuzione del costo.

I costi di impianto e di ampliamento sono stati iscritti nell'attivo con il consenso del Collegio Sindacale in quanto aventi, secondo prudente giudizio, utilità pluriennale.

L'avviamento iscritto nello stato patrimoniale si riferisce alla trasformazione della ex azienda speciale di Treviglio in società per azioni, giusta relazione asseverata di stima ai sensi dell'art. 115 del D.Lgs. 267/2000 e dell'art. 2343 del C.C. L'iscrizione è avvenuta, ai sensi dell'art. 2426 1° comma n. 6, con il consenso del collegio sindacale ed in conformità a quanto determinato dal Consiglio di Amministrazione della Treviglio Gas Spa in sede di revisione della stima ai sensi dell'art. 115, comma 3 D.Lgs. 267/2000 e art. 2343 comma 1 del codice civile.

La durata del processo di ammortamento, in deroga a quanto previsto in via ordinaria dall'art. 2426 del C.C., è stabilita in anni 17, con inizio a partire dall'esercizio 2003. La scelta di operare l'ammortamento in 17 anni nasce dalle ipotesi poste a base del processo valutativo che prevedono un orizzonte temporale di capitalizzazione della redditività aziendale pari a 17 anni. Tale scelta operativa è avvenuta con il consenso del Collegio Sindacale.

Le altre immobilizzazioni immateriali si riferiscono a costi ad utilità pluriennale, tra i quali quelli sostenuti per l'ottenimento delle concessioni gas. I costi relativi alle concessioni del servizio gas sono ripartiti sulla durata delle convenzioni stipulate con i Comuni.

L'ammortamento delle immobilizzazioni immateriali è stato operato in conformità al piano indicato di seguito:

Categoria	Periodo	Aliq. %
Spese di costituzione e impianto	5 anni	20,0%
Licenze Software	5 anni	20,0%
Spese di avviamento immobilizzazioni	17 anni	5,88%
Avviamento Linea Servizi	5 anni	20%
Costi Pluriennali Beni terzi	19 anni	5,26%
Manutenzioni pluriennali beni terzi	5 anni	20%
Oneri Pluriennali Concessione Albino	21 anni	4,88%
Oneri Pluriennali Concessione Caravaggio	20 anni	5,0%
Oneri Pluriennali Concessione Carvico	12 anni	8,33%

Materiali

Sono iscritte al costo di acquisto e rettificate dai corrispondenti fondi di ammortamento.

Nel valore di iscrizione in bilancio si è tenuto conto degli oneri accessori e dei costi sostenuti per l'utilizzo dell'immobilizzazione, portando a riduzione del costo gli sconti commerciali e gli sconti cassa di ammontare rilevante.

Le quote di ammortamento, imputate a conto economico, sono state calcolate attesi l'utilizzo, la destinazione e la durata economico-tecnica dei cespiti, sulla base del criterio della residua possibilità di utilizzazione, criterio che abbiamo ritenuto ben rappresentato procedendo ad effettuare ammortamenti in ragione delle aliquote di ammortamento indicate nella tabella successiva e ridotte alla metà nell'esercizio di entrata in funzione del bene ad esclusione dei beni propri dell'attività di distribuzione del gas.

	<p>Relativamente ai beni gratuitamente devolvibili, vengono ammortizzati secondo le quote disposte dall'art. 69 del T.U.I.R sulla durata residua della convenzione con il Comune di Gandino.</p> <p>I cespiti acquisiti dall'assegnazione della gara per il Comune di Carvico sono ammortizzati in base alle aliquote utilizzate dalla società per i beni della stessa categoria, mentre i nuovi beni acquisiti successivamente alla gara con il Comune di Carvico sono ammortizzati in base alla durata della concessione pari a 12 anni.</p> <p>I costi per migliorie, ammodernamento e trasformazione aventi natura incrementativa delle attività materiali sono imputati all'attivo patrimoniale.</p> <p>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 sono imputate a conto economico nell'esercizio in cui sono sostenute.</p> <p>L'ammortamento delle immobilizzazioni materiali e' stato operato in conformità al piano indicato di seguito:</p> <table border="1" data-bbox="572 808 1286 1346"> <thead> <tr> <th>Categoria</th> <th>Periodo</th> <th>Aliq. %</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Fabbricati industriali</td> <td>40 anni</td> <td>2,5%</td> </tr> <tr> <td>Impianti</td> <td>5 anni</td> <td>20,0%</td> </tr> <tr> <td>Condutture Usi Civili Gas</td> <td>40 anni</td> <td>2,5%</td> </tr> <tr> <td>Beni Gratuitamente Devolvibili Gas</td> <td>19 anni</td> <td>5,26%</td> </tr> <tr> <td>Stazioni di Decompressione e Compressione</td> <td>20 anni</td> <td>5,0%</td> </tr> <tr> <td>Impianti di Derivazione Utenza o Allacc.</td> <td>40 anni</td> <td>2,5%</td> </tr> <tr> <td>Misuratori</td> <td>20 anni</td> <td>5,0%</td> </tr> <tr> <td>Impianti di Protezione Catodica</td> <td>20 anni</td> <td>5,0%</td> </tr> <tr> <td>Attrezzature</td> <td>10 anni</td> <td>10,0%</td> </tr> <tr> <td>Attrezzatura Varia e Minuta</td> <td>10 anni</td> <td>10,0%</td> </tr> <tr> <td>Mobili e Arredi e Macchine Ordin.Ufficio</td> <td>8,3 anni</td> <td>12,0%</td> </tr> <tr> <td>Macchine da ufficio Elettroniche</td> <td>20 anni</td> <td>20,0%</td> </tr> <tr> <td>Autovetture</td> <td>4 anni</td> <td>25,0%</td> </tr> <tr> <td>Autovetture (Benefit)</td> <td>4 anni</td> <td>25,0%</td> </tr> <tr> <td>Automezzi</td> <td>5 anni</td> <td>20,0%</td> </tr> <tr> <td>Telefoni Cellulari</td> <td>5 anni</td> <td>20,0%</td> </tr> </tbody> </table> <p><i>Finanziarie</i></p> <p>Le partecipazioni in società controllate e collegate e altre che si intendono detenere durevolmente sono iscritte al costo di acquisto o di sottoscrizione comprensivo dei costi accessori, rettificato, se necessario, per tener conto delle diminuzioni di valore ritenute durevoli delle partecipate.</p>	Categoria	Periodo	Aliq. %	Fabbricati industriali	40 anni	2,5%	Impianti	5 anni	20,0%	Condutture Usi Civili Gas	40 anni	2,5%	Beni Gratuitamente Devolvibili Gas	19 anni	5,26%	Stazioni di Decompressione e Compressione	20 anni	5,0%	Impianti di Derivazione Utenza o Allacc.	40 anni	2,5%	Misuratori	20 anni	5,0%	Impianti di Protezione Catodica	20 anni	5,0%	Attrezzature	10 anni	10,0%	Attrezzatura Varia e Minuta	10 anni	10,0%	Mobili e Arredi e Macchine Ordin.Ufficio	8,3 anni	12,0%	Macchine da ufficio Elettroniche	20 anni	20,0%	Autovetture	4 anni	25,0%	Autovetture (Benefit)	4 anni	25,0%	Automezzi	5 anni	20,0%	Telefoni Cellulari	5 anni	20,0%
Categoria	Periodo	Aliq. %																																																		
Fabbricati industriali	40 anni	2,5%																																																		
Impianti	5 anni	20,0%																																																		
Condutture Usi Civili Gas	40 anni	2,5%																																																		
Beni Gratuitamente Devolvibili Gas	19 anni	5,26%																																																		
Stazioni di Decompressione e Compressione	20 anni	5,0%																																																		
Impianti di Derivazione Utenza o Allacc.	40 anni	2,5%																																																		
Misuratori	20 anni	5,0%																																																		
Impianti di Protezione Catodica	20 anni	5,0%																																																		
Attrezzature	10 anni	10,0%																																																		
Attrezzatura Varia e Minuta	10 anni	10,0%																																																		
Mobili e Arredi e Macchine Ordin.Ufficio	8,3 anni	12,0%																																																		
Macchine da ufficio Elettroniche	20 anni	20,0%																																																		
Autovetture	4 anni	25,0%																																																		
Autovetture (Benefit)	4 anni	25,0%																																																		
Automezzi	5 anni	20,0%																																																		
Telefoni Cellulari	5 anni	20,0%																																																		
Rimanenze	<p>Il costo delle rimanenze di materie prime, sussidiarie e di consumo e' stato calcolato al costo medio ponderato.</p> <p>Il valore così determinato è stato opportunamente confrontato con il valore di realizzazione desumibile dall'andamento del mercato, come esplicitamente richiesto dall'art. 2426 del c.c.</p>																																																			
Crediti	<p>Sono esposti al presumibile valore di realizzo, tenendo in considerazione le condizioni economiche generali, di settore e anche il rischio paese. Gli importi iscritti sono dettagliati per scadenza entro ed oltre l'esercizio successivo; in particolare, nello stato patrimoniale i crediti sono distribuiti fra le voci delle immobilizzazioni tenuti distinti gli importi scadenti entro l'esercizio successivo, e dell'attivo circolante con l'obbligo di tenere distinti gli importi scadenti oltre l'esercizio successivo.</p>																																																			

Disponibilità liquide	Per quanto riguarda le disponibilità liquide, trattasi delle giacenze della società sul conto corrente intrattenuto presso l'istituto di credito e delle liquidità esistenti nelle casse sociali alla chiusura dell'esercizio.
Trattamento di fine rapporto	Il TFR è stato calcolato conformemente a quanto previsto dall'art. 2120 c.c., tenuto conto delle specificità dei contratti e delle categorie professionali, e comprende le quote annue maturate e le rivalutazioni effettuate sulla base dei coefficienti ISTAT. L'ammontare del fondo è al netto degli acconti erogati e delle quote utilizzate per le cessazioni del rapporto di lavoro intervenute nel corso dell'esercizio.
Debiti	Nel presente esercizio non sono state effettuate operazioni che abbiano comportato l'iscrizione in bilancio di passività in valuta estera. I debiti sono esposti in bilancio al loro valore nominale, rettificato in occasione di successive variazioni.
Ratei e risconti	Sono quote di costi e di proventi comuni a più esercizi. Il concetto di rateo o risconto si fonda sull'esistenza di fatti amministrativi che si manifestano lungo un arco temporale che abbraccia due esercizi consecutivi. I ratei attivi e passivi sono quote di proventi o oneri di competenza dell'esercizio la cui manifestazione numeraria si verificherà nell'esercizio successivo. I risconti attivi e passivi sono invece quote di proventi o oneri che hanno avuto manifestazione numeraria nell'esercizio ma che sono di competenza dell'esercizio successivo. Essi sono stati determinati secondo il criterio dell'effettiva competenza temporale dell'esercizio. I ratei e i risconti attivi sono stati assunti e rilevati in perfetta armonia delle norme ragionieristiche e tecnico contabili, nel rispetto del principio della competenza. I risconti attivi sono quote di costi comuni a più esercizi. I risconti attivi sono stati assunti e rilevati in perfetta armonia delle norme ragionieristiche e tecnico contabili, nel rispetto del principio della competenza.
Quote di emissione Titoli di Efficienza Energetica (TEE)	Le quote/certificati sono detenute per uso proprio. Le quote/certificati eccedenti il fabbisogno determinato in relazione alle obbligazioni maturate a fine esercizio ("surplus") sono iscritte tra le altre Attività finanziarie correnti e sono valutate al minor valore tra il costo sostenuto e il valore di mercato. Qualora invece il fabbisogno ecceda le quote/certificati acquisiti dalla società alla data di bilancio ("deficit"), viene stanziato un apposito fondo rischi a fronte dell'obbligazione residua sulla base di eventuali contratti d'acquisto già sottoscritti alla data di bilancio e, in via residuale, delle quotazioni di mercato.
Impegni, garanzie, rischi	Gli impegni e le garanzie sono indicati nei Conti d'ordine al loro valore contrattuale. I rischi per i quali la manifestazione di una passività è probabile sono iscritti nelle note esplicative e accantonati secondo criteri di congruità nei fondi rischi. I rischi per i quali la manifestazione di una passività è solo possibile sono descritti nella Nota integrativa senza procedere allo stanziamento di fondi rischi secondo i principi contabili di riferimento. Non si tiene conto dei rischi di natura remota.
Imposte sul reddito	Le imposte correnti sul reddito sono iscritte in relazione all'effettivo carico tributario del periodo basato su di una ragionevole stima delle singole poste economiche, in conformità alla normativa fiscale vigente. Le imposte differite e anticipate sono contabilizzate secondo il " <i>liability method</i> " e pertanto riflettono gli effetti fiscali derivanti dalle differenze temporali tra i valori fiscali delle attività e delle passività e i rispettivi valori inclusi nel bilancio di periodo. Le imposte anticipate vengono iscritte in

	<p>bilancio solo se esistono ragionevoli probabilità di recupero; le imposte differite non vengono contabilizzate nel caso vi siano scarse probabilità dell'insorgenza del relativo debito.</p> <p>I debiti per imposte differite ed i crediti per imposte anticipate, ove rilevati, vengono appostati rispettivamente nei fondi per rischi ed oneri o nei crediti verso altri dell'attivo circolante dello stato patrimoniale.</p>
Imputazione ricavi e costi	<p>Nel rispetto dell'articolo 2423-bis del Codice Civile i componenti positivi e negativi di reddito sono stati imputati in bilancio secondo il principio di prudenza e di competenza.</p> <p>In base al principio di prudenza sono stati iscritti in bilancio esclusivamente gli utili prodotti nel corso dell'esercizio mentre sono stati inseriti i rischi anche solo presunti. Ai fini dell'applicazione del principio di prudenza sono stati inseriti in bilancio anche eventuali rischi di cui si sia venuti a conoscenza fino al momento della redazione del bilancio relativi all'esercizio in esame. Ai fini dell'applicazione del principio di competenza il Codice Civile afferma che i componenti positivi e negativi di reddito devono essere imputati in bilancio indipendentemente dalla data di pagamento e di riscossione.</p>

Attività

2) Movimentazione delle immobilizzazioni

I. Immobilizzazioni immateriali

Saldo al 31.12.2009	Euro	4.243.109
Saldo al 31.12.2008	Euro	4.678.184
Variazione	Euro	<u>(435.075)</u>
Variazione in percentuale		-9,3%

Le immobilizzazioni sono iscritte al valore di costo ed esposte al netto del fondo di ammortamento stanziato, conformemente a quanto previsto dalla normativa.

Nel prospetto allegato 1, per ciascuna voce delle immobilizzazioni, vengono illustrati i saldi all'inizio dell'esercizio, i movimenti dell'esercizio e quelli in sede di valutazione a fine esercizio.

II. Immobilizzazioni materiali

Saldo al 31.12.2009	Euro	19.990.312
Saldo al 31.12.2008	Euro	16.826.508
Variazione	Euro	<u>3.163.804</u>
Variazione in percentuale		18,8%

Nel prospetto allegato 2, per ciascuna voce delle immobilizzazioni, vengono illustrati i saldi all'inizio dell'esercizio, i movimenti dell'esercizio e quelli in sede di valutazione a fine esercizio.

Nuovi criteri fiscali degli ammortamenti delle imprese operanti nel trasporto e nella distribuzione del gas naturale.

I criteri per la determinazione della quota annua di ammortamento delle immobilizzazioni materiali deducibili ai fini delle imposte sul reddito sono stati modificati per l'esercizio 2005 e per gli esercizi successivi rispettivamente dal decreto legge 30 settembre 2005, n. 203 convertito nella legge 2 dicembre 2005, n. 248 e dalla legge 23

dicembre 2005, n. 266 (Legge finanziaria 2006). Per effetto di tali modifiche, la quota annua di ammortamento di queste immobilizzazioni, si determina sugli anni di vita utile così come definiti dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas. In base al Decreto 223/2006 a partire dal 2006 la società non ammortizza più in bilancio i terreni sui quali insistono i fabbricati. Il medesimo decreto ha dettato alcune regole per effettuare la stima del valore dei terreni sottostanti i fabbricati risolvendo così ogni incertezza di stima di tale importo. Lo scorporo del costo dei terreni dal costo d'acquisto dei fabbricati è stato effettuato in base all'aliquota predefinita del 20 per cento in quanto il fabbricato risulta essere commerciale. Gli ammortamenti pregressi calcolati sul complessivo valore d'acquisto del terreno e del fabbricato sono stati imputati in base a quanto disposto dalla finanziaria 2007 mantenendo la medesima proporzione applicata allo scorporo del valore dell'immobile per il calcolo del valore del terreno alla ripartizione del fondo ammortamento pregresso (disposto dell'art. 1 c. 81 della L. 244/2007 Finanziaria 2008). Le movimentazioni più importanti che hanno interessato le immobilizzazioni sono commentate e illustrate nella relazione sulla gestione.

III. Immobilizzazioni finanziarie

Saldo al 31.12.2009	Euro	18.014.500
Saldo al 31.12.2008	Euro	0
Variazione	Euro	<u>18.014.500</u>
Variazione in percentuale		100,0%

Con Atto del 05 giugno 2009 Registrato all'Ufficio dell'Agenzia delle Entrate di Bergamo 2 in data 1 luglio 2009 la società ha acquistato la partecipazione del 100% del capitale sociale della "BLUE META S.P.A." con sede in Treviglio (BG), Piazza L.Manara n. 1, capitale sociale versato Euro 606.123,00, iscritta al Registro Imprese di Bergamo con codice fiscale 02971930165 e con n.338246 R.E.A. (P.Iva 02971930165).

La società cessionaria si è obbligata a pagare ai cedenti il corrispettivo per l'acquisto delle azioni di Blue Meta S.p.A. entro 30 giorni dall'avvenuta sottoscrizione ed integrale liberazione dell'aumento di capitale riservato da UNIGAS DISTRIBUZIONE S.R.L. al partner industriale strategico che sarà individuato dalla stessa UNIGAS DISTRIBUZIONE S.R.L. mediante apposita gara di cui al progetto di aggregazione industriale e territoriale di UNIGAS DISTRIBUZIONE S.R.L.. Progetto approvato ed adottato mediante apposita deliberazione da ciascuna delle parti cedenti. Tuttavia, tale atto - e quindi ciascuna delle cessioni di azioni BLUE META S.P.A. ivi documentate - s'intenderà automaticamente risolto e quindi retroattivamente privo di ogni effetto, allorquando il partner industriale strategico di Unigas Distribuzione s.r.l., selezionato ad esito della gara indetta dalla stessa Unigas Distribuzione s.r.l., non sottoscriva e contestualmente liberi integralmente l'aumento di capitale riservato deliberato dalla Società Unigas Distribuzione s.r.l. Siffatto evento dovrà verificarsi entro trenta giorni dalla data in cui l'aggiudicazione definitiva della gara sarà divenuta efficace, anche con riguardo agli adempimenti connessi alla legislazione in materia di tutela della concorrenza.

3) Composizione costi di impianto, ampliamento, ricerca sviluppo e di pubblicità

Nel seguente prospetto e' illustrata la composizione dei costi di impianto e di ampliamento. Non esistono invece costi di ricerca, di sviluppo e di pubblicità di cui indicare la composizione.

<i>B.1.1 Costi di impianto e di ampliamento</i>	<u>15.383</u>
<i>Spese di costituzione e impianto</i>	15.383
<i>Spese aumento capitale sociale e conferimento soci</i>	€ 15.383

I criteri di ammortamento delle voci in oggetto sono stati illustrati al precedente paragrafo - Criteri di valutazione. Le voci in commento sono state iscritte nell'attivo con il consenso del Collegio Sindacale, in quanto aventi, secondo prudente giudizio, utilità pluriennale. Si ricorda che, ai sensi del punto 5) dell'art. 2426 del C.C., fino a che l'ammortamento non e' completato possono essere distribuiti dividendi solo se residuano riserve disponibili sufficienti a coprire l'ammontare dei costi non ammortizzati. Con riferimento alle voci in oggetto, l'ammontare dei costi non ammortizzati ammonta a Euro 15.383.

3-bis) Riduzioni di valore immobilizzazioni

Le immobilizzazioni materiali e immateriali sono state sistematicamente ammortizzate tenendo conto della residua possibilità di utilizzazione, come evidenziato in precedenza.

Si ritiene che non sussistano i presupposti per la svalutazione delle immobilizzazioni iscritte in bilancio.

4) Variazioni intervenute nelle altre voci dell'attivo e del passivo

Nei seguenti prospetti, per ciascuna voce di bilancio, vengono illustrati i movimenti precedenti all'inizio dell'esercizio, i movimenti dell'esercizio e i movimenti in sede di valutazione di fine esercizio.

C) Attivo circolante

Prima di procedere all'analisi delle singole voci, viene indicata la composizione del capitale circolante netto alla chiusura dell'esercizio.

Capitale Circolante Netto	2009 (a)	2008 (b)	Variazione c=(a)-(b)
Attivo circolante	8.150.880	4.926.480	3.224.400
Ratei e risconti attivi	46.395	33.701	12.694
Crediti esigibili oltre l'esercizio succ.	(150.653)	(85.470)	(65.183)
Attività correnti	8.046.622	4.874.711	3.171.911
Debiti	30.872.118	16.809.914	14.062.204
Ratei e risconti passivi	5.601	23.161	(17.560)
Debiti esigibili oltre l'esercizio succ.	(8.079.207)	(8.760.766)	681.559
Passività correnti	22.798.512	8.072.309	14.726.203
Totale Capitale Circolante Netto	(14.751.890)	(3.197.598)	(11.554.292)

I. Rimanenze

Saldo al 31.12.2009	Euro	319.694
Saldo al 31.12.2008	Euro	360.866
Variazione	Euro	(41.172)
Variazione in percentuale		-11,4%

C.I.1 Materie prime, sussidiarie e di consumo	31.12.2008	variazione	31.12.2009	Var. %
Materiale di consumo	360.866	-41.172	319.694	-11,41%
Totale	360.866	-41.172	319.694	-11,41%

La voce materiali si riferisce prevalentemente a tubazioni e parti di ricambio di uso ricorrente relative alla rete di gasdotti.

II. Crediti che non costituiscono immobilizzazioni

Saldo al 31.12.2009	Euro	7.718.821
Saldo al 31.12.2008	Euro	4.523.162
Variazione	Euro	3.195.659
Variazione in percentuale		70,7%

C.II.1 Crediti verso clienti	31.12.2008	variazione	31.12.2009	Var. %
Clienti	1.657.355	-1.428.420	228.935	-86,19%
Clienti per Fatture da Emettere	1.471.182	624.437	2.095.619	42,44%
Note di Credito da Emettere	-5.088	3.097	-1.991	-60,87%
Totale	3.123.449	-800.886	2.322.563	-25,64%

C.II.2 Crediti verso imprese controllate	31.12.2008	variazione	31.12.2009	Var. %
Blu Meta S.p.a.	0	2.212.670	2.212.670	100,00%
Totale	0	2.212.670	2.212.670	100,00%

Durante l'esercizio non sono state variate le condizioni di incasso dei crediti commerciali.

C.II.4-bis Crediti tributari	31.12.2008	variazione	31.12.2009	Var. %
Crediti di Imposta IRAP	40.495	-40.495	0	-100,00%
Erario c/IVA	603.852	-197.436	406.416	-32,70%
Totale	644.347	-237.931	406.416	-36,93%

C.II.4-ter Imposte anticipate	31.12.2008	variazione	31.12.2009	Var. %
Crediti per Imposte Anticipate IRES	99.711	50.039	149.750	50,18%
Crediti per Imposte Anticipate IRAP	8.017	604	8.621	7,53%
Totale	107.728	50.643	158.371	47,01%

Le attività per imposte anticipate di Euro 158.371 sono originate da differenze temporanee deducibili nell'esercizio; per il dettaglio relativo si rimanda al paragrafo sulla Fiscalità differita. La contabilizzazione delle suddette imposte anticipate è stata effettuata sulla base della ragionevole certezza di conseguire, negli esercizi futuri, utili imponibili.

Le imposte anticipate esigibili oltre l'esercizio successivo ammonta a € 150.653.

C.II.5 Crediti verso altri	31.12.2008	variazione	31.12.2009	Var. %
Depositi cauzionali per utenze varie	630	-630	0	-100,00%
Depositi cauzionali vari	9.629	-1.181	8.448	-12,27%
Dipendenti c/arrotondamenti	6	2	8	33,33%
Crediti Diversi	5.303	-3.658	1.645	-68,98%
Anticipi Finanziari a Fornitori	93.982	101.990	195.972	108,52%
Crediti per Assicurazione Utenti Finali	5.325	-5.325	0	-100,00%
Crediti Verso INAIL	0	552	552	100,00%
Credito per contributo risparmio energetico	512.800	590.073	1.102.873	100,00%
INAIL	6.109	-6.109	0	-100,00%
Quota Beta distribuzione Gas	1.067	-1.067	0	-100,00%
Quota Alfa distribuzione Gas	12.787	-12.787	0	-100,00%
UG2 (Commercializ. Vendita fissa)	0	1.026.206	1.026.206	100,00%
Perequazione	0	283.057	283.057	100,00%
Totale	647.638	1.971.123	2.618.761	304,36%

Il Credito per contributo risparmio energetico fa riferimento alla valorizzazione del contributo tariffario ottenuto per il conseguimento degli obiettivi di risparmio energetico per l'anno 2008 (euro 512.800) e per l'anno 2009 (euro 590.073). Tali crediti sono valorizzati secondo la tariffa prevista con deliberazione dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG).

IV. Disponibilità liquide

Saldo al 31.12.2009	Euro	36.707
Saldo al 31.12.2008	Euro	42.452
Variazione	Euro	<u>(5.745)</u>
Variazione in percentuale		-13,5%

Sono costituite dalle disponibilità temporanee verso banche generate nell'ambito della gestione di tesoreria.

C.IV.1 Depositi bancari e postali	31.12.2008	variazione	31.12.2009	Var. %
Banca Popolare di Bergamo c/c 71508 ORIO	0	28.056	28.056	100,00%
Banca Credito Bergamasco c/c 5576 NEMBRO	278	-278	0	-100,00%
Banca Credito Bergamasco c/c 5800 NEMBRO	0	179	179	100,00%
Banca Credito Valtellinese	4.349	-2.398	1.951	-55,14%
Banca Agricola Mantovana	18.210	-14.163	4.047	-77,78%
Banca della Bergamasca c/c 111699 Spiran	17.471	-15.027	2.444	-86,01%
Totale	40.308	-3.631	36.677	-9,01%

C.IV.3 Denaro e valori in cassa	31.12.2008	variazione	31.12.2009	Var. %
Cassa Nembro	2.144	-2.114	30	-98,60%
Totale	2.144	-2.114	30	-98,60%

D) Ratei e Risconti attivi

Saldo al 31.12.2009	Euro	46.395
Saldo al 31.12.2008	Euro	33.701
Variazione	Euro	<u>12.694</u>
Variazione in percentuale		37,7%

D.II Altri ratei e risconti attivi	31.12.2008	variazione	31.12.2009	Var. %
Ratei attivi	99	-99	0	-100,00%
Risconti attivi	33.602	12.793	46.395	38,07%
Totale	33.701	12.694	46.395	37,67%

Passività

A) Patrimonio netto

Saldo al 31.12.2009	Euro	19.318.056
Saldo al 31.12.2008	Euro	9.403.722
Variazione	Euro	<u>9.914.334</u>
Variazione in percentuale		105,4%

Il capitale sociale ammonta ad € 1.992.438,00 e risulta interamente sottoscritto e versato.

Quote	Numero	Valore nominale
Consistenza iniziale	1.138.540	1,00 euro
Azzeramento per copertura perdite	0	1,00 euro
Aumento fusione capitale sociale	853.898	1,00 euro
Consistenza finale	1.992.438	1,00 euro

Nell'anno 2009 la società con atto notarile del 05.06.2009 ha acquisito il 100% della Società Blue Meta S.p.a. tramite atto di liberazione quote e conferimento da parte dei soci delle loro quote di partecipazione in tale società con l'incremento del capitale sociale di Unigas di Euro 853.898,19.

C) Trattamento di fine rapporto

Saldo al 31.12.2009	Euro	249.421
Saldo al 31.12.2008	Euro	228.076
Variatione	Euro	21.345
Variatione in percentuale		9,4%

C TRATTAMENTO DI FINE RAPPORTO DI LAVORO SUBORDINATO	31.12.2008	Accanton.	Utilizzo	31.12.2009	Var. %
Fondo Accantonamento T.F.R.	228.076	63.219	43.830	247.465	8,50%
Fondo Accantonamento T.F.R. competenze non liquidate	0			1.956	100,00%
Totale	228.076	63.219	43.830	249.421	9,36%

D) Debiti

Saldo al 31.12.2009	Euro	30.872.118
Saldo al 31.12.2008	Euro	16.809.914
Variatione	Euro	14.062.204
Variatione in percentuale		83,7%

D.4.1 Banche c/c passivo	31.12.2008	variazione	31.12.2009	Var. %
Banca Popolare di Bergamo c/c 71508 ORIO	1.048.508	-1.048.508	0	100,00%
Banca Credito Bergamasco c/c 5576 NEMBRO	0	1.016.930	1.016.930	200,00%
SAN PAOLO IMI S.p.A. C/C 3454 FIORANO	130.622	553.309	683.931	100,00%
Banca Credito Bergamasco c/c 5800 NEMBRO	1.728	-1.728	0	-100,00%
BCC TREVIGLIO C/C 172505	401.839	92.095	493.934	22,92%
Credito Bergamasco c/anticipi	0	1.200.000	1.200.000	100,00%
Banca Popolare di Bergamo c/c 257 NEMBRO	0	156.998	156.998	100,00%
Banca Popolare di Bergamo c/c 258 NEMBRO	0	990.500	990.500	100,00%
Banca Popolare di Bergamo c/c 71599 ORIO	1.001.822	-1.001.822	0	-100,00%
Totale	2.584.519	1.957.774	4.542.293	75,75%

D.4.3 Mutui passivi bancari	31.12.2008	variazione	31.12.2009	Var. %
Mutui passivi Bancari	8.978	-8.978	0	-100,00%
Mutuo passivo CreBerg	54.549	-54.549	0	-100,00%
Mutuo passivo BpBG	132.910	-74.931	57.979	-56,38%
Mutui Ipotecari	941.069	-112.107	828.962	-11,91%
Mutuo passivo BCC Treviglio	1.920.878	-172.410	1.748.468	100,00%
Totale	3.058.384	-422.975	2.635.409	-13,83%

D.4.4 Altri debiti verso banche	31.12.2008	variazione	31.12.2009	Var. %
Finanziamenti ML	6.689.748	310.252	7.000.000	4,64%
Totale	6.689.748	310.252	7.000.000	4,64%

D.7 Debiti verso fornitori	31.12.2008	variazione	31.12.2009	Var. %
Fornitori	1.341.545	718.006	2.059.551	53,52%
Note di Credito da Ricevere	-3.740	1.877	-1.863	-50,19%
Fornitori Fatt.da ricevere (Altri costi)	2.513.054	16.813	2.529.867	0,67%
Totale	3.850.859	736.696	4.587.555	19,13%

D.9 Debiti verso imprese controllate	31.12.2008	variazione	31.12.2009	Var. %
Finanziamenti ML	0	6.447	6.447	100,00%
Totale	0	6.447	6.447	100,00%

D.12 Debiti tributari	31.12.2008	variazione	31.12.2009	Var. %
Ritenute IRPEF (Autonomi-Agenti)	6.301	7.966	14.267	126,42%
Ritenute IRPEF Dipendenti	26.018	5.999	32.017	23,06%
Ritenute IRPEF Collab. Coordin. Contin.	2.065	-2.065	0	-100,00%
Imposta Rivalutazione TFR	598	-598	0	-100,00%
Fondo Accantonamento Imposta IRAP	2.908	32.548	35.456	100,00%
Fondo Accantonamento Imposta IRES	0	313.906	313.906	100,00%
Debiti per Imposta Sostitutiva	43.615	-25.590	18.025	-58,67%
Totale	81.505	332.166	413.671	407,54%

D.13 Debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale	31.12.2008	variazione	31.12.2009	Var. %
INPS	29.741	13.793	43.534	46,38%
INAIL	0	12.880	12.880	100,00%
INPDAP	112.488	172	112.660	0,15%
Debiti per contributi prev.collaboratori	617	347	964	56,24%

D.13 Debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale	31.12.2008	variazione	31.12.2009	Var. %
Debiti per Fondo Mutualistico	293	13	306	4,44%
Contributi ferie e permessi dip.da liq.	39.007	-1.384	37.623	-3,55%
Contributi 14ma mensil.dip.da liquidare	0	8.291	8.291	100,00%
Totale	182.146	34.112	216.258	18,73%

D.14 Altri debiti	31.12.2008	variazione	31.12.2009	Var. %
Depositi Cauzionali	14.250	0	14.250	0,00%
Dipendenti c/retribuzione	41.046	4.753	45.799	11,58%
Sindacati c/ritenute	1.809	1.014	2.823	56,05%
Debiti Diversi	1.749	44	1.793	2,52%
Compensi Amministratori	26.675	767	27.442	2,88%
Debiti x Cessione Quinto (Stipendio)	477	67	544	14,05%
Permessi e ferie dipendenti da liquidare	100.324	18.464	118.788	18,40%
Quota 14ma mensilita' dipend.da liquidar	25.638	765	26.403	2,98%
Debiti v/Dipendenti premio annuale	17.000	0	17.000	100,00%
Debiti x QFNC Autorità Gas	28.274	-27.613	661	-97,66%
Debiti per Contributo Solidarietà Art.10	36.198	-9.914	26.284	-27,39%
CCSE (Risp.Energ.& Fonti Rinn.)	22.867	-22.867	0	-100,00%
CCSE (Qualità Servizi Gas) RS	12.705	-12.705	0	-100,00%
Deb.V/CCSE (Assic.utenti finali)	33.741	-5.737	28.004	100,00%
Debito x Acquisto Azioni	0	8.999.985	8.999.985	100,00%

D) Ratei e Risconti passivi

Saldo al 31.12.2009	Euro	5.601
Saldo al 31.12.2008	Euro	23.161
Variazione	Euro	<u>(17.560)</u>
Variazione in percentuale		<u>-75,8%</u>

E.II Altri ratei e risconti passivi	31.12.2007	variazione	31.12.2008	Var. %
Ratei passivi	6.743	16.418	23.161	243,48%
Totale	6.743	16.418	23.161	243,48%

5) Elenco società controllate e collegate

Nei seguenti prospetti sono indicate le partecipazioni relative ad imprese controllate, nonché le ulteriori indicazioni richieste dall'art 2427 c.c.

B.III.1.a Partecipazioni in imprese controllate

18.014.500

BLUE META S.P.A. con sede in Treviglio (BG) Piazza L. Manara n. 1 Iscritta Registro Imprese di Bergamo n. 02971930165.	Capitale sociale i.v.	606.123
	Patrimonio netto	1.863.624
	Utile/(perdita) ultimo esercizio	540.393
	Quota % posseduta direttamente	100%
	Valore iscritto a bilancio	18.014.500
	Valuta	Euro

La società sopra menzionata chiude l'esercizio sociale il 30 giugno, pertanto i dati del patrimonio netto e dell'utile dell'esercizio si riferiscono all'ultimo bilancio approvato chiuso al 30.06.2009.

Le partecipazioni sono valutate secondo quanto indicato nei criteri di valutazione.

6) Crediti/debiti con durata maggiore di 5 anni

Crediti

Non esistono crediti di durata maggiore di 5 anni.

I crediti esigibili oltre l'esercizio successivo ammontano a € 85.470 e sono relativi ai crediti per imposte anticipate.

Debiti

Unico debiti alla chiusura d'esercizio di durata maggiore di 5 anni è il mutuo ipotecario acceso presso l'istituto di credito Banca Agricola Mantovana dettagliato al punto successivo dei debiti assistiti da garanzie.

Debiti assistiti da garanzie reali

D.4.3 Mutui passivi bancari 2.635.410

Nel seguente prospetto, distintamente per ciascuna voce, sono indicati i debiti di durata maggiore di 5 anni, suddivisi per la quota a breve, a medio e a lungo termine.

Descrizione	Entro 12 mesi	Oltre 12 mesi	Oltre 5 anni	Totale
Mutuo passivo BPU Caravaggio	57.979	0	0	57.979
Mutuo ipotecario B.ca Agricola Mantovana	112.916	514.430	201.617	828.963
Mutuo passivo BCC Treviglio	172.503	993.428	582.537	1.748.468
Totale	343.398	1.507.858	784.154	2.635.410

Il mutuo ipotecario acceso presso la Banca Agricola Mantovana è garantito da ipoteca in 1° grado sino alla concorrenza di euro 2.250.000 sul seguente bene della società:

- Immobile a destinazione commerciale/artigianale in corso di completamento in Comune di Nembro – Via Lombardia corpo A.

D.4.4 Altri debiti vs banche 7.000.000

Nel corso dell'esercizio 2008 è stata erogata un'ulteriore somma del finanziamento acceso presso la Banca per la Finanza alle Opere Pubbliche e alle Infrastrutture Spa, acceso dalla società per la realizzazione del piano investimenti della società.

Descrizione	Entro 12 mesi	Oltre 12 mesi	Oltre 5 anni	Totale
Finanziamento Banca OPI Spa	1.212.804	3.179.528	2.607.668	7.000.000
Totale	1.212.804	3.179.528	2.607.668	7.000.000

Crediti/debiti ripartizione geografica

Tutti i crediti e i debiti, nonché i ricavi realizzati, sono relativi all'area geografica Italia.

6-bis) Variazioni dei cambi valutari verificatesi successivamente alla chiusura dell'esercizio

Alla chiusura dell'esercizio la società non detiene attività o passività in valuta.

6-ter) Crediti e debiti che prevedono l'obbligo di retrocessione a termine

La società non detiene crediti o debiti relativi ad operazioni che prevedono l'obbligo per l'acquirente di retrocessione a termine.

7) Composizione ratei, risconti e altri fondi

Nei seguenti prospetti e' illustrata la composizione delle voci di cui in oggetto, in quanto risultanti iscritte in bilancio.

D.2 Altri ratei e risconti attivi

46.395

Risconti attivi	46.395
Prestazioni servizi	24.950
Locazioni	1.755
Canoni utenze	2.671
Oneri bancari e fideiussione	1.136
Bolli automezzi	1.055
Abbonamenti giornali e riviste	1.289
Vari	746

E.2 Altri ratei e risconti passivi

5.601

Ratei passivi	5.601
Utenze	3.394
Interessi su Mutui	19.710
Vari	57

7-bis) Indicazione analitica del Patrimonio Netto

Nel prospetto seguente vengono esaminate analiticamente le poste del Patrimonio Netto, con specificazione della loro origine, della possibilità di utilizzazione e distribuibilità, nonché della loro avvenuta utilizzazione nei precedenti esercizi.

COMPOSIZIONE DELLE RISERVE						
Natura/descrizione	Importo	Possibilità di utilizzazione	Quota disponibile	Quota distribuibile	Riepilogo delle utilizzazioni	
					per copertura perdite	per altre ragioni
Capitale	1992.438	-	-			
Riserve di capitale:						
Riserva sovrapprezzo azioni	8.146.117	A, B	8.146.117	-	-	-
Riserva rivalutazione	34.739	A, B, C	34.739	34.739	-	-
Riserva Scissione	116.239	A, B, C	116.239	116.239	-	-
Riserva da Trasformazione art. 115 TUEL	5.500.000	A, B, C	5.500.000	5.500.000	-	-
Avanzo fusione	43.771	A, B, C	43.771	43.771	-	-
Riserva contributi regionali ex art. 55 TUIR	76.013	B	76.013	-	-	-
Riserva straordinaria	145.000	A, B, C	145.000	145.000	-	-
Riserve di utili:						
Riserva legale	213.061	B	213.061	-	-	-
Riserva statutaria	2.200	B	2.200	-	-	-
Riserva straordinaria	1645.246	A, B, C	1645.246	1645.246	-	-
Utile d'esercizio precedente	88.911	A, B, C	88.911	88.911	-	-
Utile d'esercizio	1.314.321	A, B, C	1.314.321	1.314.321	-	-
Totale	19.318.056		17.325.618	8.888.227	0	0
Quota non distribuibile (1)	8.439.574					
Residua quota distribuibile	8.886.044					
Legenda: A: per aumento di capitale - B: per copertura perdite - C: per distribuzione ai soci.						
(1) Salvo ulteriori vincoli derivanti da disposizioni statutarie, da esplicitare ove esistenti.						

RAPPRESENTAZIONE DEI MOVIMENTI INTERVENUTI NELLE VOCI DI PATRIMONIO NETTO									
	Capitale sociale	Riserve Rivalutazione	Riserve Legali	Riserve statutarie	Riserva sovrapprezzo azioni	Altre riserve	Utili esercizi precedenti	Risultato dell'esercizio	Totale
Alla chiusura dell'esercizio precedente	1.138.540	34.739	153.839	2.200	0	7.201.063	88.911	613.777	9.233.069
Destinazione del risultato dell'esercizio:			30.689			183.088		-213.777	0
Dividendi								-400.000	-400.000
Risultato dell'esercizio corrente								570.652	570.652
Alla chiusura dell'esercizio corrente	1.138.540	34.739	184.528	2.200	0	7.384.152	88.911	570.652	9.403.721
Destinazione del risultato dell'esercizio:			28.533			142.117		-170.650	0
Arrotondamento								-2	-2
Conferimento soci	853.898				8.146.117				9.000.015
Dividendi								-400.000	-400.000
Risultato dell'esercizio corrente								1.314.321	1.314.321
Alla chiusura dell'esercizio corrente	1.992.438	34.739	213.061	2.200	8.146.117	7.526.269	88.911	1.314.321	19.318.055

Nell'anno 2009 la società con atto notarile del 05.06.2009 ha acquisito il 100% della Società Blue Meta S.p.a. tramite atto di liberazione quote e conferimento da parte dei soci delle loro quote di partecipazione in tale società con l'incremento del capitale sociale di Unigas di Euro 853.898,19 e la costituzione della riserva sovrapprezzo azioni di euro 8.146.117.

Dividendi

L'Assemblea ordinaria dei soci di UNIGAS DISTRIBUZIONE SRL in sede di approvazione del bilancio chiuso al 31.12.2008 ha deliberato la distribuzione del dividendo ordinario di 400.000 euro; il saldo del dividendo è stato pagato nel 2009.

8) Oneri finanziari imputati all'attivo

Tutti gli interessi e gli altri oneri finanziari sono stati interamente spesati nell'esercizio.

9) Impegni non risultanti dallo Stato Patrimoniale

Non esistono impegni che non sono stati indicati nello stato patrimoniale.

La composizione e la natura degli impegni indicati nello stato patrimoniale è la seguente:

Conti d'ordine

Descrizione	31/12/2008	Incrementi	Decrementi	31/12/2009
Garanzie reali su beni propri	2.250.000	0	0	2.250.000
Fideiussioni prestate a terzi	153.409	0	0	153.409
Totale conti d'ordine	2.403.409	0	0	2.403.409

La garanzia reale è relativa al mutuo ipotecario acceso presso la Banca Agricola Mantovana e trattasi di ipoteca in 1° grado sino alla concorrenza di euro 2.250.000 sul seguente bene della società:

- Immobile a destinazione commerciale/artigianale in Comune di Nembro – Via Lombardia.

Le fideiussioni prestate a terzi consiste nella garanzia concessa ai seguenti soggetti per il ripristino del manto stradale in seguito ai lavori eseguiti:

- Comune di Gazzaniga di euro 5.000
- Comune di Ponte Nossola di euro 3.000
- Comune di Alzano Lombardo di euro 8.500
- Provincia di Bergamo di euro 18.909
- Comune di Nembro di euro 10.000
- Comune di Clusone di euro 10.000
- Società SNAM di euro 62.500

- Comune di Carvico di euro 32.000
- Comune di Pognano di euro 3.500

10) Ripartizione dei ricavi e delle vendite

Nel seguente prospetto e' illustrata la ripartizione dei ricavi delle vendite e delle prestazioni secondo categorie di attività. La ripartizione secondo aree geografiche non e' indicata in quanto non ritenuta significativa per la comprensione e il giudizio dei risultati economici.

Ripartizioni per attività **10.141.832**

Attività ai PDR	109.751
Posa Contatore	44.925
Contratti da Utenti per prestazioni Distribuzione Gas (Allacciamenti)	571.381
Ricavi da Trasporto Gas (Quota Fissa)	1.247.905
Ricavi da Trasporto del Gas su Rete	3.161.380
Ricavi per accertamento Delibera 40	59.740
Tariffa fissa T1 (DIS)	1.493.217
Tariffa fissa T1 (MIS)	467.881
Tariffa fissa T1 (COT)	32.827
Tariffa variabile T3	2.789.789
Comp. Tariffaria 157/07	14.778
Conguaglio tariffario	146.058

Ripartizioni per aree geografiche

Tutti i ricavi realizzati sono relativi all'area geografica Lombardia.

11) Proventi da partecipazioni diversi dai dividendi

Non esistono proventi da partecipazioni di cui all'art. 2425, n. 15, C.C., diversi dai dividendi.

12) Suddivisione oneri finanziari

Nel seguente prospetto si dà evidenza degli interessi e degli altri oneri finanziari di cui all'art. 2425, n. 17 C.C.

C.17.d Interessi ed altri oneri finanziari verso altri **302.139-**

Interessi passivi bancari di C/C	47.472-
Interessi Passivi su Mutui	253.018-
Interessi Passivi di Mora non contrattuali	143-
Interessi passivi e oneri finan. v/altri	1.506-

13) Composizione dei proventi e degli oneri straordinari

La composizione dei proventi e degli oneri straordinari e' indicata nei seguenti prospetti:

E.20.b Altri proventi straordinari **2-**

Arrotondamento positivo EURO	2-
------------------------------	----

Le sopravvenienze passive sono per la maggior parte relative a costi di competenza esercizi precedenti.

13 bis) Utili e perdite su cambi.

Alla data di chiusura del bilancio non esistono attività e passività in valuta.

14) Riconciliazione tra imponibile fiscale ed imponibile da Bilancio

Imposte anticipate e differite

Nei seguenti prospetti sono analiticamente indicate:

- la descrizione delle differenze temporanee che hanno comportato la rilevazione di imposte differite e anticipate, specificando l'aliquota applicata e le variazioni rispetto all'esercizio precedente, gli importi accreditati o addebitati a conto economico oppure a patrimonio netto, le voci escluse dal computo e le relative motivazioni;
- l'ammontare delle imposte anticipate contabilizzato in bilancio attinenti a perdite dell'esercizio o di esercizi precedenti e le motivazioni dell'iscrizione, l'ammontare non ancora contabilizzato e le motivazioni della mancata iscrizione.

	2008			2009		
	Importo	Aliquota	Imposta	Importo	Aliquota	Imposta
Utile Ante imposte	953.019	27,50%	262.080	2.036.530	27,50%	560.046
- Differenza tra valore e costo della produzione	1.478.531			2.337.409		
- Costi per il personale	1.214.688			1.270.474		
- Svalutazione crediti	0			0		
Differenza tra valore e costo della produzione rettificata (1)	2.693.219	3,90%	105.036	3.607.883	3,90%	140.707
Aliquota teorica (2)		38,52%	367.116		34,41%	700.753
Effetto della variazioni in aumento (diminuzione) rispetto all'aliquota teorica						
- Variazioni in aumento	227.167			308.609		
- Variazioni in diminuzione	(33.275)			(63.270)		
Variazione imponibile fiscale IRES	193.892	27,50%	53.320	245.339	27,50%	67.468
- Variazioni in aumento	154.534			160.721		
- Variazioni in diminuzione	(30.237)			(41.971)		
Variazione imponibile fiscale IRAP	124.297	3,90%	4.848	118.750	3,90%	4.631
Aliquota effettiva		44,62%	425.284		37,95%	772.853

(1) La "Differenza tra valori e costi della produzione" è rettificata degli importi delle seguenti voci dello schema di conto economico: costo per il personale, svalutazione dei crediti compresi nell'attivo circolante e delle disponibilità liquide.

(2) L'aliquota teorica è determinata rapportando le imposte calcolate Ires e Irap all'utile prima delle imposte.

A completamento dei dati elencati, si precisa che:

- le imposte differite passive, qualora esistenti, sono state calcolate utilizzando le aliquote medie attese nel periodo in cui le differenze temporanee si riverseranno;
- le attività per imposte anticipate, qualora esistenti, sono state iscritte in quanto esiste la ragionevole certezza che nel periodo in cui le differenze temporanee si riverseranno, il reddito imponibile non sarà inferiore a tali differenze.

Le imposte anticipate e differite sono state calcolate in base a quanto dettagliato nell'Allegato 3.

Si informa che nessuna differenza temporanea è stata esclusa dal calcolo della fiscalità differita attiva/passiva.

Inoltre, conformemente a quanto previsto dal Principio Contabile n. 25 CNDCEr, nel prospetto seguente si riporta il dettaglio della riconciliazione tra l'onere fiscale risultante dal bilancio e l'onere fiscale teorico.

A seguito delle modifiche apportate all'art 102 bis del TUIR in vigore anche nell'esercizio 2009 si è provveduto alla riduzione ai fini fiscali del 20% delle quote di ammortamento relative ai cespiti specifici dell'attività di distribuzione e trasporto del Gas naturale e all'iscrizione delle imposte anticipate relative.

15) Numero medio dipendenti

La variazione del numero di dipendenti evidenziata rispetto all'esercizio precedente può essere illustrata come segue:

- sono cessati n. 1 rapporti di lavoro;
- sono stati assunti n. 2 nuovi lavoratori.

Nel seguente prospetto è indicata la movimentazione e il numero dei dipendenti, ripartito per categoria:

Movimentazione Posizioni	Quadro	Impiegati	Operai	Totale dipendenti	Assimilati ai dipendenti
01.01.2009	1	18	10	29	2
Assunzioni	0	1	1	2	0
Fine rapporto	0	1	0	1	0
31.12.2009	1	18	11	30	2

16) Compensi amministratori e sindaci

L'ammontare dei compensi spettanti all'Organo Amministrativo e al Collegio Sindacale è indicato nel seguente prospetto:

Organo	Compenso
Consiglio Amministrazione	109.818
Collegio Sindacale	12.560

17) Numero e valore azioni della società

Il presente punto della nota integrativa non è pertinente in quanto il capitale sociale non è suddiviso in azioni.

18) Azioni di godimento e obbligazioni emesse dalla società

Il presente punto della nota integrativa non è pertinente in riferimento alle azioni di godimento in quanto il capitale sociale è suddiviso in quote di partecipazione.

Si precisa peraltro che la società non ha emesso altri titoli di debito.

19) Altri strumenti finanziari emessi dalla società

La società non ha emesso altri strumenti finanziari.

19-bis) Finanziamenti effettuati dai soci alla società

Non esistono finanziamenti effettuati dai soci che rappresentano per la società dei debiti con obbligo di restituzione.

20) Bilanci dei Patrimoni destinati ad uno specifico affare

La società non ha costituito patrimoni destinati in via esclusiva ad uno specifico affare e pertanto non esistono proventi e beni di cui al terzo e al quarto comma dell'art. 2447-decies.

21) Informazioni relative ai finanziamenti destinati ad uno specifico affare

Non sussistono alla data di chiusura del bilancio finanziamenti destinati ad uno specifico affare.

22) Operazioni con obbligo di retrocessione a termine

La società nel corso dell'esercizio non ha posto in essere alcuna operazione soggetta all'obbligo di retrocessione a termine.

22 bis Rapporti con parti correlate

L'effettuazione di operazioni con società correlate risponde all'interesse di UNIGAS DISTRIBUZIONE SRL a concretizzare le sinergie esistenti in termini di integrazione produttiva e commerciale, impiego efficiente delle competenze esistenti, razionalizzazione dell'utilizzo delle strutture centrali e risorse finanziarie.

Vengono considerate tipiche o usuali quelle operazioni che, per l'oggetto o la natura, rientrano nel normale corso degli affari della Società e quelle che non contengono particolari elementi di criticità in relazione alle

caratteristiche o ai rischi inerenti alla natura della controparte al tempo del loro compimento. Tali rapporti sono regolati da appositi contratti le cui condizioni sono in linea con quelle di mercato.

I più significativi rapporti con le altre parti correlate, così come definite ai sensi dei principi contabili e identificate in base alla procedura della Società intervenuti nel corso dell'esercizio 2009 sono riepilogati nella tabella seguente:

Rapporti commerciali e diversi con soggetti correlati				
Denominazione società	Esercizio chiuso al 31/12/2009			
	Crediti	Debiti	Garanzie	Impegni
Blue Meta s.p.a.	2.212.670	6.447	-	-

Costi e Ricavi generati con altri soggetti correlati						
Denominazione società	Esercizio chiuso al 31/12/2009					
	Costi			Ricavi		
	Beni	Sevizi	Altro	Beni	Servizi	Altro
Blue Meta s.p.a.	-	486.363	-	-	7.449.919	-

Le operazioni compiute da Unigas con le parti correlate riguardano essenzialmente le prestazioni di servizi erogati all'impresa controllata Blue Meta S.p.A.

Questi rapporti rientrano nella ordinaria gestione dell'impresa e sono regolati 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.

Informazioni sul fair value degli strumenti finanziari

La società non ha sottoscritto alcun strumento finanziario derivato.

Rivalutazioni monetarie

Ai sensi e per gli effetti dell'art.10 della legge 19 marzo 1983, n.72, così come anche richiamato dalle successive leggi di rivalutazione monetaria, si precisa che per i beni tuttora esistenti in patrimonio non è stata mai eseguita alcuna rivalutazione monetaria, né si è derogato ai criteri legali di valutazione.

Eventi ed operazioni significative non ricorrenti

Come evidenziato nei capitoli precedenti il 05 giugno 2009 la società UNIGAS ha acquisito il 100% della Società Blue Meta S.p.a. tramite atto di liberazione quote e conferimento da parte dei soci delle loro quote di partecipazione in tale società.

Con atto notarile del 30.10.2009 i Comuni soci della società UNIGAS insieme alle società Cogeide S.p.a. e Linea Servizi S.r.l.e al socio Provincia di Bergamo hanno costituito, tramite il conferimento delle partecipazioni in UNIGAS DISTRIBUZIONE S.r.l., la società ANITA S.r.l. Pertanto il capitale sociale della società UNIGAS DISTRIBUZIONE S.R.L. risulta così suddiviso: ANITA S.R.L. quota di Euro 1.892.004,15, CART GAS S.R.L. quota di Euro 83.103,00, CART PARTECIPAZIONI S.R.L. quota di Euro 1.913,15 e GENERALE SERVIZI S.R.L. quota di Euro 15.417,89.

Con atto notarile del 30.12.2009 tramite acquisto di ramo d'azienda dalla società Monte Secco Servizi s.r.l. uni personale, la società ha acquisito la Convenzione per la gestione del servizio gas metano in essere con il Comune di Ardesio e regolante la gestione del servizio stesso nel territorio comunale e, pertanto, con decorrenza 1° gennaio 2010 è concessionaria del servizio.

Nell'esercizio 2009 non si evidenziano ulteriori eventi ed operazioni significative non ricorrenti.

Posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali

Non si segnalano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

Bilancio Consolidato

La società è esonerata dall'obbligo di redigere il bilancio consolidato ai sensi dell'art. 27 del D.Lgs 127/91, in quanto UNIGAS DISTRIBUZIONE SRL risulta a sua volta controllata direttamente dalla società ANITA S.r.l. con sede in Nembro (BG) via Lombardia n. 27, impresa tenuta alla redazione del bilancio consolidato.

Considerazioni finali

Signori Soci, alla luce di quanto esposto nei punti precedenti Vi confermiamo che il presente Bilancio, composto da Stato Patrimoniale, Conto Economico, Nota Integrativa e Relazione sulla Gestione rappresenta in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria della società e corrisponde alle scritture contabili, e Vi invitiamo pertanto ad approvare il progetto di Bilancio al 31.12.2009 così come predisposto dall'Organo Amministrativo.

Il Presidente
del Consiglio di Amministrazione
Rag. Antonio Pezzotta

Unigas Distribuzione S.r.l.

Bilancio di esercizio al 31/12/2009

Relazione sulla gestione

ai sensi dell'art. 2428 c.c.

Bilancio al 31/12/2009

RELAZIONE SULLA GESTIONE

Missione

UNIGAS è principale operatore per la distribuzione del gas naturale nella provincia di Bergamo. Obiettivo di UNIGAS è la creazione di valore in grado di soddisfare le attese degli azionisti, ciò viene realizzato assicurando la continuità del servizio di distribuzione in condizioni di massima sicurezza ed affidabilità e garantendo lo sviluppo delle infrastrutture in coerenza con l'incremento della domanda e l'evoluzione del mercato. Obiettivo di UNIGAS è perseguire un modello di crescita sostenibile nel tempo, incentrato sullo sviluppo di nuove e più efficienti tecnologie puntando sul patrimonio di competenze delle proprie risorse umane e sulla loro continua valorizzazione.

Storia

UNIGAS DISTRIBUZIONE S.r.l., è stata costituita in data 7 ottobre 2005 per effetto di fusione per incorporazione nella Società Nord Servizi Distribuzione Gas S.r.l. delle Società "Generale Servizi Distribuzione Gas S.p.A.", "GE.S.I.P. – Gestione Servizi Industriali Pubblici Clusone S.r.l.", "Alzano Nembro Servizi S.r.l.", "Gazzaniga Servizi Distribuzione Gas S.r.l.", "Aspogas S.r.l.", "Treviglio Gas S.r.l.", "Penta Valle Seriana Distribuzione Gas S.r.l." e "Cogeide Energia S.p.A."

L'attuazione della fusione ha determinato, per la Società incorporante, la modifica della denominazione "Nord Servizi Distribuzione Gas S.r.l." in "UNIGAS DISTRIBUZIONE S.r.l." con trasferimento della sede legale in Comune di Orio al Serio, via C. Colombo 1/A e, anche alla luce dell'entrata in vigore del D.Lgs. 17 gennaio 2003 n. 6, l'adozione di un nuovo testo Statutario.

Per effetto della fusione i Comuni gestiti al 31/12/2005 erano, **Albino, Alzano Lombardo, Caravaggio, Cazzano S. Andrea, Cene, Clusone, Fiorano al Serio, Gandino, Gazzaniga, Nembro, Piario, Pognano, Ponte Nossola, Pradalunga, Premolo, Spirano e Treviglio**, per un totale complessivo di circa **59.000 utenti** serviti nella provincia di Bergamo.

Nel corso del 2006 e precisamente il 31 gennaio 2006 si è realizzata la seconda tappa del progetto di aggregazione e concentrazione nella provincia di Bergamo mediante fusione per incorporazione nella stessa "UNIGAS DISTRIBUZIONE S.r.l." di altre quattro Società di distribuzione e precisamente Linea Servizi Distribuzione S.r.l., Parre Servizi S.r.l., Sinergia MMP S.r.l. e Villa d'Ogna Servizi S.r.l.

Per effetto di questa seconda fusione ai Comuni gestiti al 31/12/2005 si sono aggiunti i Comuni di **Calusco d'Adda, Misano di Gera d'Adda, Mozzanica, Pagazzano, Parre, Sotto il Monte, Suisio, Valbrembo, Villa d'Adda e Villa d'Ogna**.

Nell'anno 2008 la società, si è aggiudicata la gara per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas metano nel territorio comunale di **Carvico** e, pertanto, con decorrenza 1° maggio 2008 è concessionaria del servizio per un periodo pari a 12 anni.

Nell'anno 2009 la società con atto notarile del 05.06.2009 ha acquisito il 100% della Società Blue Meta S.p.a. tramite atto di liberazione quote e conferimento da parte dei soci delle loro quote di partecipazione in tale società con l'incremento del capitale sociale di Unigas di Euro 853.898,19

Con atto notarile del 30.10.2009 i Comuni soci della società insieme alle società Cogeide S.p.a. e Linea Servizi S.r.l. e al socio Provincia di Bergamo hanno costituito tramite il conferimento delle partecipazioni in UNIGAS DISTRIBUZIONE S.r.l. la società ANITA S.r.l. Pertanto il capitale sociale della società UNIGAS DISTRIBUZIONE S.R.L. risulta così suddiviso: ANITA S.R.L. quota di Euro 1.892.004,15, CART GAS S.R.L. quota di Euro 83.103,00, CART PARTECIPAZIONI S.R.L. quota di Euro 1.913,15 e GENERALE SERVIZI S.R.L. quota di Euro 15.417,89

Con atto notarile del 30.12.2009 tramite acquisto di ramo d'azienda dalla società Monte Secco Servizi s.r.l. uni personale, la società ha acquisito la Convenzione per la gestione del servizio gas metano in essere con il Comune di Ardesio e regolante la gestione del servizio stesso nel territorio comunale e, pertanto, con decorrenza 1° gennaio 2010 è concessionaria del servizio.

UNIGAS DISTRIBUZIONE S.R.L.

Sede Legale Via C. Colombo 1/A – ORIO AL SERIO (BG)

Iscritta al Registro Imprese di Bergamo – C.F. e n. di iscrizione 03083850168

Iscritta al R.E.A. di Bergamo al n. 348149

Capitale Sociale 1.992.438,19 interamente versato

P.IVA n. 03083850168

Sommario

Unigas Distribuzione S.r.l. – Relazione sulla gestione

Organi Sociali	4
Profilo dell'anno	5
Principali dati operativi e finanziari	6
Le reti e gli impianti di distribuzione	8
Quadro normativo	10
Situazione patrimoniale e economica	13
Personale ed organizzazione	16
Governance e responsabilità d'impresa	18
Gestione rischi d'impresa	19
Altre informazioni	22
Conto Economico previsionale di Budget 2010	22
Glossario	23

Organi sociali

Consiglio di Amministrazione *

Presidente

Rag. Antonio Pezzotta

Consiglieri con poteri

Ing. Donato Stanca

P.I. Livio Mazzola

Collegio Sindacale**

Presidente

Dott. Massimo Giudici

Sindaci

Dott. Aldo Cattaneo (effettivo)

Dott. Massimo Zanardi (effettivo) ***

Dott. Antonio Carminati (supplente)

Dott. Alberto Volpi (supplente)****

Società di revisione*****

TickMark S.p.A. già Marcolivio & Partners S.p.A.

- * Nominato dall'Assemblea dei Soci del 20 novembre 2007 - in carica fino all'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2009.
- ** Nominato dall'Assemblea dei Soci in data 29 aprile 2008, in carica fino all'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2010.
- *** Sindaco supplente divenuto effettivo a seguito delle dimissioni del Dott. Giovanni Sanga presentate in data 23 gennaio 2009.
- **** Nominato dall'assemblea dei Soci in data 24 aprile 2009 in carica fino all'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2010.
- ***** Incarico conferito dall'Assemblea dei Soci del 29 aprile 2008 fino all'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2010.

Profilo dell'anno

Risultati

Unigas Distribuzione, nel 2009, ha conseguito un utile netto di **1.314.321** euro con un incremento pari ad euro 743.669 rispetto al 2008.

La spesa per investimenti è stata pari ad euro **3.952.236**

Il gas immesso nella rete di distribuzione nel periodo 1° gennaio – 31 dicembre 2009 è pari a mc. **147.979.377**

Principali eventi

Autorità per l'energia elettrica e il gas

Con delibera EEN 01/08 l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas ha determinato in 5.152 tonnellate equivalenti di petrolio (tep) l'obiettivo specifico di risparmio di energia primaria per l'anno 2008 a carico della società UNIGAS.

Con successiva deliberazione n. EEN 8/08 l'obiettivo specifico di risparmio a carico di UNIGAS è stato rideterminato e risultato pari a 5.128 tep contro gli originali 5.152.

Il contributo tariffario unitario previsto dall'art. 3, comma 1, della Delibera AEEG n. 219/04 pari a 100 €/tep, è stato riconfermato, con riferimento al conseguimento degli obiettivi di risparmio energetico per l'anno 2008, con delibera del 28 dicembre 2007 n. 345/07.

Per quanto riguarda la regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura l'Autorità, con Delibera ARG/elt 159/08 del 6 novembre 2008, ha approvato il Testo Unico (TUDG) per il periodo di regolazione 2009-2012.

Per il terzo periodo di regolazione tariffario l'Autorità ha previsto un nuovo sistema di calcolo per la remunerazione del capitale investito e degli ammortamenti, basato non più su dati parametrici ma sugli investimenti effettivamente sostenuti.

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas con delibera ARG/let 159/08, ha approvato per il terzo periodo di regolazione tariffaria un nuovo metodo.

Infatti il nuovo metodo prevede, sulla base dei dati trasmessi dai distributori stessi, la predisposizione annua da parte dell'Autorità delle "TARIFFE OBBLIGATORIE" e delle "TARIFFE DI RIFERIMENTO". Le prime sono tariffe (fisse e variabili per scaglioni di consumi, rispettivamente espresse in euro/utente anno e eurocent/mc) applicate per Ambiti Tariffari (cinque in tutta Italia), le seconde, espresse in euro/utente anno, sono tariffe diverse per ogni soggetto distributore che, moltiplicate per il numero degli utenti attivi, determina il vincolo dei ricavi annuo.

La stessa Autorità prevede un sistema di perequazione con degli acconti bimestrali che, attraverso la Cassa Conguaglio Settore Elettrico, verranno versati dal distributore qualora l'applicazione delle tariffe obbligatorie produca un ricavo annuo superiore al vincolo sui ricavi dello stesso; viceversa saranno riscossi dal distributore qualora l'applicazione delle tariffe obbligatorie produca un ricavo annuo inferiore. Quindi, contrariamente agli anni precedenti, per l'anno 2009 la previsione dei ricavi da vettoriamento costituisce un dato certo.

Le tariffe di riferimento, relative all'anno 2009, approvate dall'Autorità per UNIGAS DISTRIBUZIONE con delibere ARG/gas 109/09 del 6 agosto 2009, ARG/gas 197/09 del 23 dicembre 2009, e ARG/gas 206/09 del 29/12/2009, confermano un valore complessivo del VRT (sulla base dei PdR medi attivi anno 2009) pari ad **euro 9.339.058**.

Variazioni degli organi sociali

In data 23 Gennaio 2009 il Sindaco Dott. Giovanni Sanga ha presentato le dimissioni, pertanto da tale data è subentrato il Sindaco supplente Dott. Massimo Zanardi.

In data 24 Aprile 2009 l'Assemblea dei Soci ha nominato quale sindaco supplente il Dott. Alberto Volpi che resterà in carica fino all'approvazione del bilancio al 31 Dicembre 2010.

Le principali realizzazioni di infrastrutture e del sistema di distribuzione

Nel corso dell'anno sono stati fatti investimenti per circa 4 milioni di euro. Come per gli anni precedenti i lavori hanno riguardato soprattutto il rinnovo ed il potenziamento delle reti di distribuzione in media e bassa pressione e conseguentemente delle relative derivazioni d'utenza.

In particolare, con tali investimenti, si è potuto migliorare il rapporto, pari 0,27 dispersioni per ogni km di rete ispezionata, ottenuto nel 2008 e quindi vicino al valore ottimale per reti "ermetiche" uguale a 0,1 dispersioni per km di rete ispezionata.

E' proseguito l'attività di normalizzazione, rinnovo e potenziamento degli impianti principali e secondari con particolare riferimento alla realizzazione di nuovi impianti di protezione catodica (alimentatori e dispersori), ed al rinnovo del parco misuratori conformemente alle disposizioni dell'Autorità che prevede procedure particolari nel caso di sostituzione di misuratore per vetustà.

Principali dati operativi e finanziari

Principali dati operativi

	2008	2009	Variaz. Ass.	Variaz. %
Gas naturale immesso (Cabine REMI)	145,30	147,98	+ 8,23	+ 6,0
Reti di distribuzione (km in esercizio)	871,4	884,1	+ 45,0	+ 5,4

Gli incrementi tengono conto dell'acquisizione del servizio del Comune di Carvico.

Principali dati economici e finanziari

Conto Economico Riclassificato	31/12/2009	31/12/2008	Variazione	% Var.
Ricavi delle Vendite	11.082.429	9.761.094	1.321.335	14%
Costi Operativi	3.323.809	3.079.646	244.163	8%
Valore corrispettivo convenzioni	2.917.824	2.864.188	53.636	2%
Valore Aggiunto	4.840.796	3.817.260	1.023.536	27%
Costo del Lavoro	1.270.474	1.214.688	55.786	5%
EBITDA	3.570.322	2.602.572	967.750	37%
% EBITDA Margine	32,2%	26,7%	5,6%	21%
Ammortamenti Accantonamenti e Svalutazioni	1.232.913	1.124.041	108.872	10%
EBIT	2.337.409	1.478.531	858.878	58%
% EBIT Margine	21,1%	15,1%	5,9%	39%
Proventi Finanziari netti	1.259	8.057	-6.798	-84%
Oneri Finanziari netti	-302.139	-517.668	215.529	-42%
Proventi Starordinari	2	0	2	100%
Oneri Starordinari	0	-15.901	15.901	100%
Margine Netto di Gestione	2.036.531	953.019	1.083.512	114%
Imposte	-772.853	-425.446	-347.407	82%
tax rate %	37,9%	44,6%	-6,7%	-15%
Imposte anticipate/differite	50.643	43.079	7.564	18%
Risultato di esercizio	1.314.321	570.652	743.669	130%

Dall'analisi dei dati di bilancio risultano i seguenti indici:

COMPOSIZIONE IMPIEGHI	31/12/2009	31/12/2008
1. IMMOBILIZZAZIONI SU TOTALE IMPIEGHI	83,75	81,26
2. IMMOBILIZZAZIONI IMMATERIALI SU TOT. IMPIEGHI	8,41	17,68
3. IMMOBILIZZ. IMMATERIALI SU TOT. IMMOBILIZZAZIONI	10,04	21,75
4. IMMOBILIZZAZIONI MATERIALI SU TOT. IMPIEGHI	39,63	63,58
5. IMMOBILIZZ. MATERIALI SU TOT. IMMOBILIZZAZIONI	47,32	78,25
6. IMMOBILIZZ. FINANZIARIE SU TOT. IMPIEGHI	35,71	0
7. IMMOBILIZZ. FINANZIARIE SU TOT. IMMOBILIZZAZIONI	42,64	0
8. CAPITALE CIRCOLANTE LORDO	8.197.275	4.960.181
9. CAPITALE CIRCOLANTE LORDO SU TOTALE IMPIEGHI	16,25	18,74
10. LIQUIDITA' DIFFERITE	7.840.874	4.556.863
11. LIQUIDITA' DIFFERITE SU TOTALE IMPIEGHI	15,54	17,22
12. LIQUIDITA' DIFFERITE SU CAPITALE CIRCOLANTE LORDO	95,65	91,87
13. LIQUIDITA' IMMEDIATE SU TOTALE IMPIEGHI	0,07	0,16
14. LIQUIDITA' IMMEDIATE SU CAPITALE CIRCOLANTE LORDO	0,45	0,86
15. MAGAZZINO SU TOTALE IMPIEGHI	0,63	1,36
16. MAGAZZINO SU CAPITALE CIRCOLANTE LORDO	3,9	7,28

COMPOSIZIONE FONTI	31/12/2009	31/12/2008
17. CAPITALE PROPRIO SU TOTALE FONTI	38,3	35,53
18. PASSIVITA' CONSOLIDATE	8.328.628	8.988.842
19. PASSIVITA' CONSOLIDATE SU TOTALE FONTI	16,51	33,97
20. PASSIVITA' CONSOLIDATE SU TOTALE DEBITI	26,76	52,69
21. PASSIVITA' CORRENTI	22.798.512	8.072.309
22. PASSIVITA' CORRENTI SU TOTALE FONTI	45,19	30,5
23. PASSIVITA' CORRENTI SU TOTALE DEBITI	73,24	47,31
24. INDICE DI INDEBITAMENTO	161	181

MARGINI ED INDICI DI STRUTTURA	31/12/2009	31/12/2008
25. CAPITALE CIRCOLANTE NETTO	-14.601.237	-3.112.128
26. MARGINE DI STRUTTURA PRIMARIO	-22.929.865	-12.100.970
27. INDICE DI COPERTURA PRIMARIO	45,73	43,73
28. MARGINE DI STRUTTURA SECONDARIO	14.601.237-	-3.112.128
29. INDICE DI COPERTURA SECONDARIO	65,44	85,53

MARGINI ED INDICI DI TESORERIA	31/12/2009	31/12/2008
30. MARGINE DI TESORERIA PRIMARIO	14.920.931-	-3.472.994
31. INDICE DI DISPONIBILITA'	35,29	60,39
32. MARGINE DI TESORERIA SECONDARIO	22.761.805-	-8.029.857
33. INDICE DI LIQUIDITA'	0,16	0,53

INDICI DI ROTAZIONE	31/12/2009	31/12/2008
34. ROTAZIONE CAPITALE INVESTITO	0,2	0,33
35. ROTAZIONE GIACENZA MEDIA MAGAZZINO	29,8	22,87
36. ROTAZIONE DEI CREDITI COMMERCIALI	2,65	2,72

ANALISI DEL RISULTATO D'ESERCIZIO	31/12/2009	31/12/2008
37. R.O.E. (Return on Equity)	9,15	6,12
38. REDDITIVITA' DELLA PRODUZIONE	7,94	6,05
39. ONEROSITA' MEDIA DEI FINANZIAMENTI	1,27	3,48

Le Reti e gli Impianti di distribuzione

Le reti di trasporto principale e distribuzione cittadina

La seguente tabella riporta i dati relativi alla lunghezza della rete di distribuzione (media e bassa pressione) in esercizio al 31/12/2009.

(km di rete)

COMUNE	RETE 2009	RETE 2008
Albino	101,9	101,1
Alzano Lombardo	61,9	61,,9
Calusco d'Adda	44,2	44,3
Carvico	23,6	22,9
Caravaggio	69,9	69,7
Cazzano S.Andrea	13,4	13,4
Cene	17,1	16,9
Clusone	58,2	57,7
Fiorano al Serio	12,0	11,9
Gandino	37,4	36,6
Gazzaniga	24,3	23,4
Misano di Gera d'Adda	14,0	13,9
Mozzanica	27,8	27,4
Nembro	52,7	51,7
Pagazzano	14,3	12,8
Parre	20,7	20,7
Piario	5,4	5,3
Pognano	10,9	10,8
Ponte Nossa	12,9	12,6
Pradalunga	18,0	15,3

COMUNE	RETE 2009	RETE 2008
Premolo	7,5	7,4
Sotto il Monte	25,6	25,3
Suisio	16,7	16,2
Spirano	28,8	28,8
Treviglio	105,9	104,2
Valbrembo	20,8	20,7
Villa d'Adda	25,4	25,3
Villa d'Ogna	13,1	13,0
TOTALE	884,1	871,4

Le condotte sono per la maggior parte in acciaio con rivestimento del tipo bituminoso pesante e in polietilene, i diametri sono compresi tra i 2 (DN 50) e i 18 (DN 400) pollici. Il gas viene trasportato in IV, e VII specie.

Le cabine di prima riduzione e misura del gas (REMI)

Sono gli impianti di prima ricezione del gas metano dai punti di consegna di Snam Rete Gas. La cabina di decompressione è un complesso costituito da un manufatto esterno, anche prefabbricato, all'interno del quale si trovano gli organi di riduzione della pressione, di misura – anche fiscale – del gas erogato ed il gruppo di odorizzazione. Le principali apparecchiature che si trovano in una tipica cabina REMI sono il gruppo di filtrazione, il gruppo di decompressione, il gruppo di misura, il gruppo di preriscaldamento ed il gruppo di odorizzazione. **Le cabine in esercizio al 31/12/2009 sono complessivamente 36**, come quelle in esercizio al 31/12/2008,

I gruppi di riduzione finale della pressione (GRF)

Sono manufatti costituiti generalmente da un'armadio metallico all'interno del quale si trovano gli organi di riduzione della pressione. Il gas naturale proviene dalla cabina REMI attraverso la rete principale di media pressione al GRF dove si ha la riduzione della pressione generalmente ad un valore di 22-25 mbar (230-250 mmH₂O). Dal GRF il gas viene erogato alla rete di distribuzione in bassa pressione e quindi ai vari utenti.

I gruppi di riduzione in esercizio al 31/12/2009 sono complessivamente 184.

Impianti di protezione catodica

Le tubazioni interrate metalliche possono essere soggette, nel tempo, a deterioramento per effetto dell'azione corrosiva del terreno e per la presenza di correnti vaganti sia nel terreno sia in corpi metallici che potrebbero entrare in contatto con la tubazione.

Quest'ultima condizione viene eliminata curando che durante la posa della tubazione, questa non entri in contatto con alcun corpo estraneo o altra tubazione metallica interrata. Dall'azione corrosiva del terreno, di natura elettrochimica, la tubazione metallica viene protetta ricorrendo alla protezione passiva tramite un rivestimento esterno isolante che riduce gli scambi di corrente elettrica tra tubazione e terreno. Per proteggere invece la tubazione metallica dalla presenza di correnti vaganti o da terreni particolarmente aggressivi si ricorre alla protezione catodica. Essa ha lo scopo di portare la tubazione in condizioni di immunità dando alla superficie da proteggere un potenziale elettrico sotto la soglia di immunità.

Gli impianti in esercizio al 31/12/2009 sono 63.

Gestione, manutenzione ed ispezione delle infrastrutture di distribuzione

La misurazione del gas

Apparecchiature e particolari strumentazioni collegate ad un sistema di telerilevamento installato presso le cabine REMI di tutti gli impianti gestiti, permettono la misura del volume di gas in ingresso alla rete di distribuzione. La misurazione del gas riconsegnato ai clienti avviene attraverso la lettura dei misuratori installati generalmente in prossimità del limite della proprietà del Cliente finale.

L'Autorità con il Testo Unico della regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas ha previsto per il terzo periodo di regolazione dei coefficienti di conversione dei volumi di gas misurati per ciascun punto di riconsegna non provvisto di apparecchiatura di correzione dei volumi. In sostanza i consumi rilevati dal totalizzatore dei PdR di cui sopra verranno corretti in funzione della pressione di consegna, tenuto conto dell'altitudine sul livello del mare, e della temperatura di riferimento, tenuto

conto dei gradi giorno e del numero di giorni di riscaldamento di ciascun Comune.

La corretta misurazione del gas distribuito viene anche garantita dalla sostituzione programmata dei misuratori vetusti che, nell'arco del triennio 2009-2012, dovrebbe garantire un rinnovo significativo del parco contatori con una vita tecnica massima degli stessi non superiore a 20 anni.

Gestione del Servizio, manutenzione ed ispezione delle reti e delle infrastrutture

La conduzione, gestione e manutenzione delle infrastrutture del sistema di distribuzione gestito da UNIGAS è proseguita nel corso del 2009 attraverso Aree Operative Territoriali (AOT), l'AOT1 (Valleseriana), l'AOT2 (zona dell'isola) e l'AOT3 (bassa pianura). La prima gestita direttamente dal personale UNIGAS, le altre due attraverso specifico contratto di gestione per conto stipulato con le multiutility LINEA SERVIZI e COGEIDE.

Il servizio di trasporto

L'accesso al servizio

L'accesso al servizio di distribuzione è consentito, a parità di condizioni, a tutti i soggetti che sono in possesso dell'autorizzazione del Ministero delle Attività Produttive per l'esercizio delle attività di vendita del gas naturale, ed in generale a tutti i soggetti aventi le caratteristiche previste dall'Art. 17 del D.Lgs. 23 maggio 2000, n. 164.

L'accesso è regolato dal "Codice di Rete Tipo" emanato dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas al quale UNIGAS ha aderito in data 3 ottobre 2006.

Altre informazioni

Certificazione sistema di qualità aziendale

Nel corso dell'anno 2009 è stata effettuata la verifica di sorveglianza relativa al sistema qualità certificato per tutte e tre le aree precedentemente ottenuto da parte dell'Ente certificatore CERSA.

Quadro normativo

Deliberazioni dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas Attività di distribuzione

Deliberazione 8/06 - "Approvazione di proposte tariffarie per l'anno termico 2004-2005 relative alle attività di distribuzione del gas naturale e di fornitura di gas diversi dal gas naturale di cui alle deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 settembre 2004 n. 170/04 come successivamente modificata ed integrata."

Deliberazione 9/06 - "Avvio di procedimento per la determinazione delle tariffe relative alle attività di distribuzione del gas naturale per l'anno termico 2004-2005."

Deliberazione 41/06 - "Approvazione del programma di verifiche ispettive per l'anno 2006 relative alle garanzie per il libero accesso al servizio di distribuzione del gas naturale ed alle condizioni economiche di fornitura del gas naturale ai clienti finali."

Deliberazione 47/06 - "Prolungamento dei periodi concessi per l'invio della documentazione da sottoporre ad accertamento previsti dalle norme transitorie per impianti di utenza nuovi di cui all'articolo 18 della deliberazione 18 marzo 2004, n. 40/04."

Deliberazione 57/06 - "Approvazione di proposte tariffarie per l'anno termico 2004-2005 relative alle attività di distribuzione del gas naturale di cui alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 settembre 2004 n. 170/04 come successivamente modificata e integrata."

Deliberazione 70/06 - "Avvio di procedimento per la definizione dei profili di prelievo standard e categorie d'uso del gas, di cui all'articolo 7 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 luglio 2004, n. 138/04."

Deliberazione 87/06 - "Modifiche ed integrazioni al regolamento delle attività di accertamento della sicurezza degli impianti di utenza gas di cui alla deliberazione 18 marzo 2004, n. 40/04 per gli impianti di utenza nuovi."

Deliberazione 97/06 – “Approvazione del programma di verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione del gas relative ai dati di qualità del servizio gas ed agli accertamenti della sicurezza post contatore.”

Deliberazione 108/06 – “Modifiche ed integrazioni alle deliberazioni 29 luglio 2004, n. 138/04 e 29 settembre 2004, n. 168/04 e approvazione del codice di rete tipo del servizio di distribuzione gas.”

Deliberazione 109/06 - “Avvio di procedimento per l’esecuzione delle decisioni del Consiglio di Stato rese in materia di aggiornamento del vincolo sui ricavi di cui alle deliberazioni dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas 29 settembre 2004, n. 170/04 e 30 settembre 2004, n. 173/04, nonché per la modifica delle medesime deliberazioni.”

Deliberazione 120/06 – “Determinazione delle tariffe relative all’attività di distribuzione del gas naturale per l’anno termico 2004-2005.”

Deliberazione 164/06 – “Controlli tecnici della qualità del gas per il periodo 1 ottobre 2006 – 30 settembre 2007.”

Deliberazione 172/06 “Riapertura dei termini relativi ai procedimenti per l’approvazione delle tariffe di distribuzione di gas naturale e di fornitura di gas diversi dal gas naturale, per gli anni termici 2005-2006 e 2006-2007.”

Deliberazione 195/06 “Avvio di procedimenti per la determinazione delle opzioni tariffarie base, relative ai servizi di fornitura e distribuzione del gas naturale e di gas diversi da gas naturale, per gli anni termici 2001-2002, 2002-2003, 2003-2004 e 2004-2005.”

Deliberazione 197/06 “Approvazione di rettifica di tariffe per l’anno termico 2004-2005 relative al servizio di distribuzione del gas, di cui alla deliberazione dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas 29 settembre 2004 n. 170/04.”

Deliberazione 218/06 “Integrazioni e modifiche della deliberazione dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas 29 settembre 2004, n. 173/04, in esecuzione delle decisioni del Consiglio di Stato rese in materia di aggiornamento del vincolo sui ricavi di distribuzione del gas naturale.”

Deliberazione 240/06 “Avvio di procedimenti per la determinazione delle tariffe relative alle attività di distribuzione del gas naturale per gli anni termici 2005-2006 e 2006-2007.”

Deliberazione 258/06 “Approvazione di proposte tariffarie per gli anni termici 2005-2006 e 2006-2007 relative alle attività di distribuzione del gas naturale e di fornitura di gas diversi dal gas naturale di cui alle deliberazioni dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas 29 settembre 2004, n. 170/04 e 30 settembre 2004, n. 173/04, come successivamente modificate ed integrate.”

Deliberazione 294/06 “Disposizioni in materia di standard di comunicazione tra i soggetti operanti nel settore del gas ai sensi dell’articolo 2, comma 12, lettere g), ed h) della legge 14 novembre 1995, n. 481.”

Deliberazione 295/06 “Approvazione di proposte tariffarie per gli anni termici 2005-2006 e 2006-2007 relative alle attività di distribuzione del gas naturale e di fornitura di gas diversi dal gas naturale di cui alle deliberazioni dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas 29 settembre 2004, n. 170/04, e 30 settembre 2004, n. 173/04, come successivamente modificate ed integrate.”

Deliberazione 218/07 “Approvazione di proposte tariffarie per l’anno termico 2007-2008 relative alle attività di distribuzione del gas naturale e di fornitura di gas diversi dal gas naturale di cui alle deliberazioni dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas 29 settembre 2004, n. 170/04, e 30 settembre 2004, n. 173/04, come successivamente modificate e integrate.”

Delibera 344/07 “Disposizioni per la determinazione degli obiettivi di risparmio di energia primaria in capo ai distributori di energia elettrica e di gas naturale soggetti agli obblighi di cui ai decreti ministeriali 20 luglio 2004 come modificati e integrati dal decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 21 dicembre 2007”.

Delibera 345/07 “Disposizioni in materia di contributo tariffario per il conseguimento degli obiettivi di risparmio energetico per l’anno 2008 di cui ai decreti ministeriali 20 luglio 2004 come modificati e

integrati dal decreto ministeriale 21 dicembre 2007 e di obblighi di registrazione dei contratti e delle transazioni bilaterali di cui ai medesimi decreti”.

Delibera EEN 01/08 “Determinazione degli obiettivi specifici di risparmio di energia primaria nell’anno 2008 in capo ai distributori di energia elettrica e di gas naturale soggetti agli obblighi di cui ai decreti ministeriali 20 luglio 2004 come modificati e integrati dal decreto ministeriale 21 dicembre 2007”;

Delibera ARG/elt 159/08 “Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012 (TUDG): approvazione della Parte II “Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012 (RTDG)”.

Documenti di consultazione

Documento di consultazione del 1/3/06 – Modifiche ed integrazioni al regolamento delle attività di accertamento della sicurezza degli impianti di utenza a gas nuovi (deliberazione 18 marzo 2004, n. 40/04)

Documento di consultazione del 16/3/06 – Obblighi di separazione funzionale e di separazione contabile (unbundling) per le imprese operanti nei settori dell’energia elettrica e il gas.

Documento di consultazione del 19/5/06 – Criteri per la definizione dei profili di prelievo standard e delle categorie d’uso del gas ai sensi dell’art. 7 della deliberazione 29 luglio 2004 n. 138/04.

Documento di consultazione del 30/5/06 – Standard nazionale di comunicazione tra distributori e venditori di gas naturale.

Documento di consultazione del 25/7/06 – Integrazioni e modifiche della deliberazione dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas 29 settembre 2004, n. 170/04 e della deliberazione dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas 30 settembre 2004, n. 173/04.

Documento di consultazione del 26/9/06 – Standard nazionale di comunicazione tra distributori e venditori di gas naturale – Seconda consultazione proposte finali.

Documento di consultazione del 24/10/06 – Verifica dei dati di qualità commerciale e di sicurezza (modifiche ai testi integrati della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita del gas e dell’energia elettrica).

Documento di consultazione del 29/03/2007 - Modifiche ed integrazioni alle deliberazioni dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas 11 dicembre 2001, n. 229/01, 22 luglio 2004, n. 126/04 e 29 settembre 2004, n. 168/04.

Documento di consultazione del 02/07/2007 - Individuazione di obblighi di registrazione e di comunicazione relativi all’accesso al servizio di distribuzione del gas naturale, per sostituzione nella fornitura ai punti di riconsegna di cui agli articoli 14 e 15 della deliberazione 29 luglio 2004, n.138/04 e sue successive modifiche ed integrazioni.

Documento di consultazione del 09/07/2007 - Telemisura dei consumi dei clienti finali allacciati alle reti di distribuzione del gas naturale.

Documento di consultazione del 30/11/2007 - Aggiornamento del valore del contributo tariffario connesso al meccanismo dei titoli di efficienza energetica.

Documento di consultazione del 03/06/2008 DCO 16/08 - Telelettura dei consumi dei clienti finali allacciati alle reti di distribuzione del gas naturale e telegestione dei misuratori del gas.

Documento di consultazione del 03/06/2008 DCO 15/08 - Ipotesi per la formulazione di proposte in materia di individuazione di bacini ottimali d’utenza.

Documento di consultazione del 22/09/2008 DCO30/08 - Testo integrato della regolazione delle tariffe per l’attività di distribuzione e misura del gas per il terzo periodo di regolazione.

Efficienza Energetica

Dall'esercizio 2008 la società rientra tra i soggetti tenuti agli obblighi di cui ai decreti ministeriali 20 luglio 2004 come modificati e integrati dal decreto ministeriali 21 dicembre 2007, che prevedono il raggiungimento di obiettivi specifici di risparmio di energia primaria da parte dei distributori di gas naturale che alla data del 31.12.2006 avevano almeno 50.000 clienti finali connessi alla propria rete di distribuzione. Con delibera EEN 35/08, integrata dalla delibera EEN 02/09, l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas ha determinato in 6.636 tonnellate equivalenti di petrolio (tep) l'obiettivo specifico di risparmio di energia primaria per l'anno 2009 a carico della società UNIGAS.

Ai fini del conseguimento di tali obiettivi, i distributori devono sviluppare progetti di risparmio energetico nel rispetto delle disposizioni della legge n. 239/04 (c.d. Legge Marzano), e dei relativi dispositivi di attuazione, in particolare in materia di attività post-contatore.

In data 21 dicembre 2007 il Ministero dello Sviluppo Economico ha emanato il decreto di revisione e aggiornamento dei decreti 20 luglio 2004. In particolare, il decreto rivede al rialzo gli obiettivi nazionali di risparmio energetico precedentemente determinati nel 2004 per i settori elettrico e gas per gli anni 2008 e 2009 e fissa i nuovi obiettivi di riferimento per il triennio 2010-2012.

Contributo tariffario

A fronte dell'obbligo di raggiungimento di obiettivi specifici di risparmio di energia primaria da parte dei distributori di gas, la società, per ogni titolo TEE annullato ai fini del conseguimento degli obiettivi specifici di risparmio dell'anno 2009, come da delibera EEN 36/08 dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, riceverà un contributo tariffario unitario per l'anno 2009 pari a 88,92 €/tonnellata equivalente di petroli.

Norme fiscali e tributi

Nuovi criteri fiscali degli ammortamenti delle imprese operanti nel trasporto e nella distribuzione del gas naturale.

I criteri per la determinazione della quota annua di ammortamento delle immobilizzazioni materiali deducibili ai fini delle imposte sul reddito, sono stati modificati per l'esercizio 2005 e per gli esercizi successivi rispettivamente dal decreto legge 30 settembre 2005, n. 203 convertito nella legge 2 dicembre 2005, n. 248 e dalla legge 23 dicembre 2005, n. 266 (Legge finanziaria 2006). Per effetto di tali modifiche, la quota annua di ammortamento di queste immobilizzazioni, prima calcolata sulla base dei coefficienti previsti dal decreto del Ministro delle finanze del 31 dicembre 1988, si determina dividendo il costo al lordo del fondo di ammortamento per gli anni di vita utile così come definiti dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas.

Inoltre per l'anno 2009, ai sensi del comma 2 dell'Art. 102 bis del TUIR, il risultato così come sopra determinato dovrà essere ulteriormente ridotto nella misura pari al 20%.

Le modifiche citate trovano ambito di applicazione nelle imprese operanti nel trasporto e distribuzione del gas e nelle imprese operanti nella distribuzione e trasmissione dell'energia elettrica.

Situazione patrimoniale e economica

Lo stato patrimoniale risulta, in termini finanziari, così riassumibile:

ATTIVITA'	31/12/2009	31/12/2008	Variatz. Ass.	Variatz. %
Immobilizzazioni	42.247.921	21.504.692	20.743.229	96,46%
Attivo Circolante	8.150.880	4.926.480	3.224.400	65,45%
Ratei e risconti attivi	46.395	33.701	12.694	37,67%
TOTALE ATTIVITA'	50.445.196	26.464.873	23.980.323	90,61%
PASSIVITA'	31/12/2009	31/12/2008	Variatz. Ass.	Variatz. %
Patrimonio netto	19.318.056	9.403.722	9.914.334	105,43%
Fondi rischi ed oneri	0	0	0	0,00%
Trattamento fine rapporto	249.421	228.076	21.345	9,36%
Debiti	30.872.118	16.809.914	14.062.204	83,65%
Ratei e risconti passivi	5.601	23.161	-17.560	-75,82%
TOTALE PASSIVITA'	50.445.196	26.464.873	23.980.323	90,61%

La situazione reddituale viene riassunta in sintesi nella seguente tabella:

Conto Economico	31/12/2009	31/12/2008	Variatz. Ass.	Variatz. %
------------------------	-------------------	-------------------	----------------------	-------------------

Ricavi delle vendite e delle prestazioni	10.141.832	8.845.767	1.296.065	14,65%
A) Valore della Produzione	11.082.429	9.761.094	1.321.335	13,54%
B) Costi della Produzione	8.745.020	8.282.563	462.457	5,58%
Differenza (A – B)	2.337.409	1.478.531	858.878	58,09%
Risultato ante imposte	2.036.531	953.019	1.083.512	113,69%
Imposte sul reddito	-722.210	-382.367	-339.843	88,88%
RISULTATO NETTO	1.314.321	570.652	743.669	130,32%

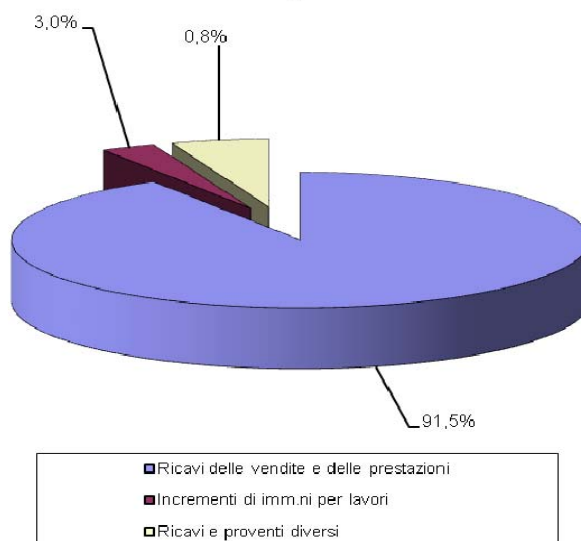
Di seguito vengono dettagliati i ricavi caratteristici della società, da cui si evince come il *core business* sia il trasporto del gas.

Ricavi delle vendite e delle prestazioni	2009	2008	Diff.	Var. %
Attività ai PDR	109.751	98.788	10.963	11%
Ricavi per servizi	2.200	0	2.200	100%
Posa Contatore	44.925	104.655	-59.730	-57%
Allacciamenti	571.381	793.927	-222.546	-28%
Scavi	0	102.054	-102.054	-100%
Trasporto Gas (Q. Fissa)	1.247.905	2.450.095	-1.202.190	-49%
Trasporto Gas su rete loc.	3.161.380	5.197.385	-2.036.005	-39%
Lettura misuratori	0	38.763	-38.763	-100%
Tariffa fissa DIS	1.493.217	0	1.493.217	100%
Tariffa fissa MIS	467.881	0	467.881	100%
Tariffa fissa COT	32.827	0	32.827	100%
Tariffa variabile	2.789.789	0	2.789.789	100%
Competenza tariffaria 157/2007	14.778	0	14.778	100%
Conguagli tariffari	146.058	0	146.058	100%
Accertamento Delibera 40	59.740	60.100	-360	-1%
Totale	10.141.832	8.845.767	1.296.065	337%

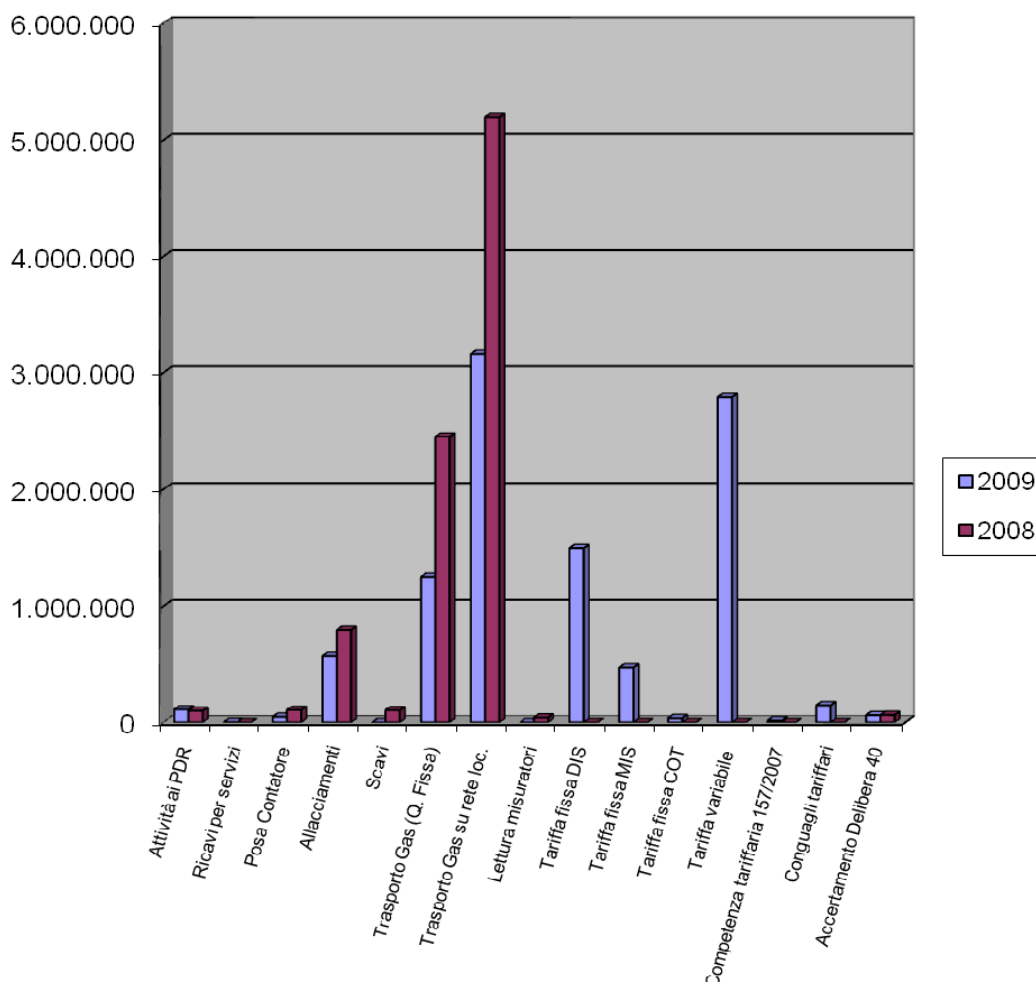
Gli incrementi delle immobilizzazioni per lavori interni dell'esercizio ammontano a € 336.125, con un incremento di circa € 53.782 rispetto all'esercizio 2008.

Tra gli altri ricavi si evidenzia che a fronte del conseguimento dell'obiettivo di risparmio energetico, la società, come da delibera EEN 36/08 dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, riceverà un contributo tariffario unitario per l'anno 2009 pari a 88,92 €/tonnellata equivalente di petroli per un totale di € 590.073.

Valore della produzione



Ricavi delle vendite e delle prestazioni



Relativamente all'analisi dei costi della produzione, si evidenzia come le maggiori spese siano imputabili ai servizi, ai canoni di concessione da corrispondere ai Comuni e al costo del personale.

In particolare l'incidenza sui costi caratteristici dei canoni per concessioni, che al 31.12.2009 ammontano a € 2.917.824, è di circa il 33%.

I costi per servizi ammontano a € 2.214.914 e sono caratterizzati dai costi per la gestione per conto (€ 791.903) dai servizi appaltati a terzi (€ 314.249), dai costi per CCSE (€ 71.144), dai compensi all'organo amministrativo (€ 109.818) e dalle manutenzioni ordinarie delle immobilizzazioni materiali della società (€ 178.221). I costi per godimento beni di terzi ammontano a € 2.932.286 e sono composti dai canoni di concessione (€ 2.917.824), da noleggi e affitti (€ 14.462).

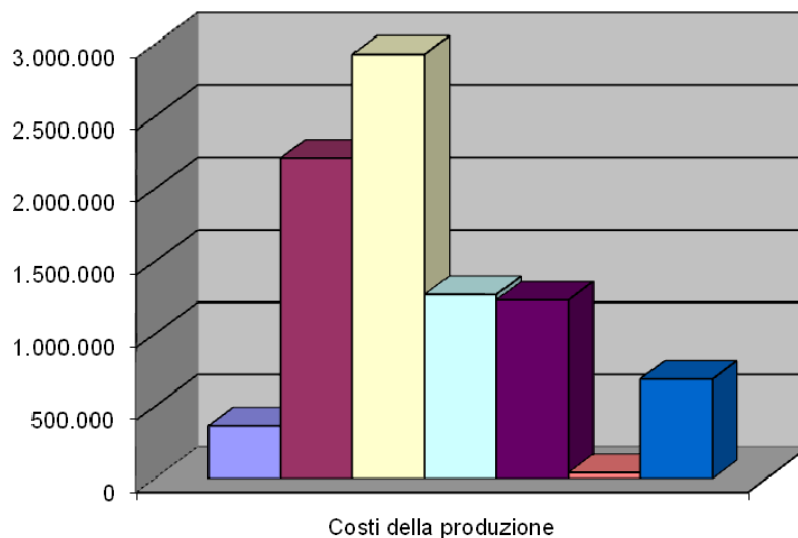
Tra i costi per ammortamenti si evidenzia la quota dell'esercizio relativa all'avviamento che ammonta ad € 346.920.

Gli oneri diversi di gestione ammontano a € 687.083 in aumento di circa € 151.597 rispetto all'esercizio precedente. Tale incremento è dovuto unicamente a causa dei costi sostenuti per il raggiungimento dell'obiettivo di risparmio energetico pari ad € 571.312.

Con delibera EEN 01/08 l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas ha determinato in 6.636 tonnellate equivalenti di petrolio (tep) l'obiettivo specifico di risparmio di energia primaria per l'anno 2009 a carico della società UNIGAS. A fronte di tale obbligo la società, non essendo ad oggi in grado di ridurre i consumi attraverso interventi e progetti di incremento di efficienza energetica che consentono l'emissione dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE), ha provveduto all'acquisto di 6.636 Titoli TEE, anche denominati certificati bianchi, ad un costo pari a € 571.312. Resta da evidenziare che a fronte del conseguimento dell'obiettivo di risparmio energetico, la società, come da delibera EEN 36/08 dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, riceverà un contributo tariffario unitario per l'anno 2009 pari a

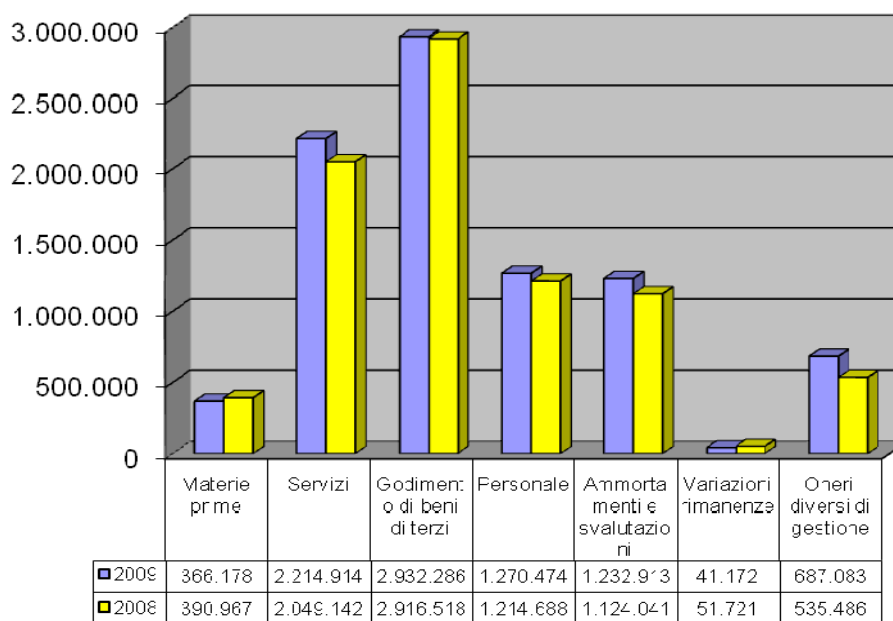
88,92 €/tonnellata equivalente di petroli per un totale di € 590.073

Costi della produzione



■ Materie prime	■ Servizi
■ Godimento di beni di terzi	■ Personale
■ Ammortamenti e svalutazioni	■ Variazioni rimanenze
■ Oneri diversi di gestione	

Costi della produzione



Personale ed organizzazione

La valorizzazione delle persone, lo sviluppo delle loro capacità e competenze, il riconoscimento dei meriti, la definizione delle responsabilità costituiscono i principali obiettivi del modello di gestione e sviluppo di UNIGAS.

La formazione, la comunicazione interna, il sistema di indirizzo e valutazione della performance, la valutazione del potenziale e delle capacità individuali sono gli strumenti utilizzati per attuare tale modello, finalizzati a favorire la crescita delle persone, rendendole partecipi e sempre più consapevoli e responsabilizzate rispetto agli obiettivi ed alle strategie aziendali.

Nel corso del 2009, l'impegno della Società si è concentrato nella valorizzazione e fidelizzazione dei collaboratori, ma anche nel potenziare quelle aree professionali per le quali un presidio altamente qualificato è condizione imprescindibile per garantire la sostenibilità dei processi di crescita di UNIGAS delineati per i prossimi esercizi in sede di pianificazione industriale.

Sulla base di questa consapevolezza, la politica di gestione delle risorse umane perseguita nel corso dell'esercizio 2009, coerentemente con l'esigenza di rispondere al fabbisogno di personale qualificato si è articolata lungo due direttrici d'azione principali, vale a dire:

1. perseverare nell'impegno etico e strategico, da sempre perseguito dalla società, nella custodia del patrimonio di competenze e know-how di cui dispone, favorendo la corretta ed equa gestione della mobilità interna e promuovendo lo sviluppo per linee interne attraverso percorsi di carriera progettati in funzione delle potenzialità, delle attitudini e delle performance individuali;
2. potenziare l'organico con profili professionali qualificati e di comprovata esperienza, al fine di rispondere, nell'immediato alle esigenze della società. E' importante, infatti, evidenziare che vengono costantemente monitorate le effettive esigenze, in termini quantitativi e qualitativi dell'organico, che devono essere sempre in linea con le esigenze di sviluppo previste dal piano industriale.

Occupazione

Al 31 dicembre 2009 il personale in servizio risulta così ripartito:

- Quadri	1
- Impiegati Amministrativi	9
- Impiegati Tecnici	8
- Operai	11

Interventi sull'organizzazione

La composizione eterogenea delle società di provenienza componenti l'attuale UNIGAS, la presenza di una Autorità nel settore gas che punta essenzialmente ad una riduzione delle tariffe e ad un aumento della qualità del servizio, in sintesi ad una riduzione dei margini aziendali che devono essere ripristinati attraverso l'aggregazione dimensionale organizzata e sinergica, e le normative e delibere attuative sempre più coercitive che obbligano a significativi investimenti ed all'attuazione di specifiche procedure tecnico-gestionali ed amministrative; obbligano al perseguimento di un urgente processo di revisione dell'organizzazione aziendale.

La necessità è quella di garantire efficienza e autonomia locale, variabile in funzione della specificità delle aree, in connubio con vincoli organizzativi di controllo, di uniformità e di qualità, per altro, come già rimarcato, imposti da norme tariffarie ed amministrative che lasciano pochi spazi a strutture disaggregate.

Pertanto UNIGAS proseguito nel 2009 un processo avviato nel 2006 di riorganizzazione con l'obiettivo di:

1. Creare, in una prima fase transitoria, una struttura molto flessibile all'interno della quale vengano individuate precise figure di riferimento, responsabili di territori e/o di funzioni e/o di sub – progetti organizzativi nell'ambito del più globale e complesso processo di strutturazione dell'intera Società.
2. Unificare il più possibile, compatibilmente con i vincoli imposti dalla presenza operativa di divisioni e di società terze operanti per conto, le funzioni, le responsabilità territoriali attraverso l'individuazione di specifiche figure, nonché le procedure operative manutentivo/gestionali all'interno di tutta la Società per facilitare lo scambio di informazioni e conformarsi alle richieste della certificazione di qualità ISO 9000: 2000, in vista anche delle future gare per l'acquisizione del servizio;
3. Disegnare la mappatura delle responsabilità territoriali e quella delle funzioni, prestando la dovuta attenzione all'individuazione delle funzioni e delle attività capisaldi del servizio di distribuzione gas (per esempio lo sportello non è attività principale della distribuzione e, soprattutto, non può essere svolta dalla distribuzione per conto della vendita). Attività principali sono invece: "Il Pronto

Intervento”, la messa a noma degli impianti e delle reti, la manutenzione programmata degli stessi, ivi compresa la rintracciabilità di ogni evento manutentivo al fine di predisporre i report per l’Autorità, la gestione del codice di rete che regola l’accesso delle società di vendita agli impianti gestiti dalla Società, la gestione cartografica informatizzata ed il suo continuo aggiornamento, la predisposizione dei progetti e dei piani d’investimento in funzione delle necessità di normalizzare gli impianti e di garantire il vettoriamento di gas a nuovi insediamenti, la corretta gestione e rintracciabilità degli eventi riguardanti l’esecuzione lavori in quanto direttamente connessi alla predisposizione delle schede di revisione tariffaria da presentare all’Autorità ed all’Unbundling (Delibera 11/07 da predisporre sempre per l’Autorità);

4. Stabilire dialoghi più diretti con tutti gli utenti del servizio, sia interni che esterni, attraverso lo sviluppo di adeguati strumenti informatici e di comunicazione, in modo da garantire un rapido ed uniforme controllo, un supporto tecnico – amministrativo ed un interscambio con le periferie e le società terze operanti per nostro conto o con le quali più frequentemente ci interfacciamo;
5. Sviluppare, in un quadro di uniforme gestione delle risorse umane, un programma di qualificazione professionale di tecnici ed operai che consenta di preparare adeguatamente la nuova generazione alle rispettive responsabilità e consenta una maggiore autonomia operativa “responsabile” delle unità locali;

Il personale di sede, cui sono state delegate funzioni specifiche, è stato trasferito dal mese di gennaio 2009 presso la struttura operativa di Nembro.

Tale soluzione ha permesso, oltre ad una riduzione dei costi di struttura (affitto, riscaldamento, energia elettrica, ecc...), la realizzazione di ulteriori sinergie del personale operativo. Infatti il raggruppamento in un’unica sede di tutto il personale dipendente consente una migliore distribuzione delle attività.

Le aree già individuate nel 2006 e consolidate nel 2007 e 2008 non sono state modificate, pertanto le tre aree operative sono:

- La **AOT 1**, con responsabile di area l’ing. Stefano Giudici, che gestisce operativamente i comuni di Clusone, Piario, Premolo, Ponte Nossola, Parre, Villa d’Ogna, Gandino, Gazzaniga, Albino, Pradalunga, Cene, Fiorano e Cazzano S. Andrea, Alzano Lombardo e Nembro. Il personale è composto da dipendenti UNIGAS.
- La **AOT 2**, gestita attraverso un appalto di “gestione per conto” dalla Linea Servizi, con specifica procura al Dott. Testa che risponde direttamente a UNIGAS nella persona del Direttore, geom. G. Manenti. I comuni interessati sono quelli di Calusco d’Adda, Villa d’Adda, Valbrembo, Suisio e Sotto il Monte, a questi dal 1° maggio 2008 si è aggiunto il Comune di **Carvico** in conseguenza all’aggiudicazione della gara per l’affidamento del servizio di distribuzione. Il servizio di pronto intervento viene effettuato direttamente dalla Linea Servizi secondo la procedura standard e l’utilizzo del numero verde proprio di UNIGAS.
- La **AOT 3**, gestita attraverso apposito appalto di “gestione per conto” dalla Cogeide S.p.A., con specifica procura all’ing. Stefano Sebastio, che gestisce i comuni di Caravaggio, Spirano, Pognano, Mozzanica, Pagazzano Misano e Treviglio.

Governance e responsabilità d’impresa

Organizzazione della società

In conformità a quanto previsto dalla legislazione italiana in materia di società, l’organizzazione di UNIGAS si caratterizza per la presenza:

- di un Consiglio di Amministrazione incaricato di provvedere alla gestione aziendale;
- di un Collegio Sindacale chiamato a:
 - (i) vigilare sull’osservanza della legge e dell’atto costitutivo, nonché sul rispetto dei principi di corretta amministrazione nello svolgimento delle attività sociali
 - (ii) controllare altresì l’adeguatezza della struttura organizzativa, del sistema di controllo interno e del sistema amministrativo-contabile della Società;
- dell’Assemblea dei soci, competente a deliberare tra l’altro, in sede ordinaria o straordinaria, in merito:
 - (i) alla nomina e alla revoca dei componenti il Consiglio di Amministrazione e il Collegio Sindacale e i relativi compensi e responsabilità,
 - (ii) all’approvazione del bilancio e alla destinazione degli utili,
 - (iii) all’acquisto e all’alienazione delle azioni proprie,
 - (iv) alle modificazioni dello statuto sociale,

L’attività di revisione contabile risulta affidata a una società specializzata, appositamente nominata dall’Assemblea dei soci.

Assetti proprietari e azionariato

Il capitale sociale di UNIGAS DISTRIBUZIONE S.r.l. al 31 dicembre 2009 ammonta a 1.992.438,00 euro, interamente versato, rappresentato da n. 1.992.438 azioni ordinarie del valore nominale di 1,00 euro. Le azioni sono indivisibili e ogni azione dà diritto a un voto. I possessori di azioni possono esercitare i diritti sociali e patrimoniali loro attribuiti dalla normativa vigente, nel rispetto dei limiti posti da quest'ultima.

Socio	quote	%
ANITA S.R.L.	1.892.004,15	94,959239
CART GAS S.R.L.	83.103,00	4,170920
CART PARTECIPAZIONI S.R.L.	1.913,15	0,096021
GENERALE SERVIZI S.R.L	15.417,89	0,773820
	1.992.438,19	100,00

Gestione dei rischi d'impresa

Ad integrazione ed ulteriore precisazione delle informazioni contenute nella presente relazione, si riporta di seguito una sintetica descrizione dei principali rischi e incertezze cui la Società è esposta.

Il processo articolato di gestione del rischio costituisce per la Società un elemento di importanza strategica al fine di conseguire i propri obiettivi in termini di massimizzazione e tutela del valore per i propri soci.

La diversificazione delle attività operative della Società, sia nel settore core sia in quelli secondari, pone il management di fronte a problematiche di natura diversa fra loro. A seconda delle diverse fattispecie operative e delle diverse conseguenti tipologie di rischio che si possono configurare, sono elaborate specifiche strategie di gestione e monitoraggio su base continuativa, al fine di limitare al massimo la variabilità dei flussi economico-finanziari dipendenti dall'evolversi delle situazioni di volta in volta riscontrate.

A tale proposito all'interno dell'analisi dell'andamento della gestione, si sono descritte le aree di rischio esistenti alla data attuale.

L'analisi avverrà attraverso un percorso che, partendo dal contesto ambientale in cui opera la Società, identifichi i rischi conseguenti e li valuti, per individuare infine le azioni di mitigazione.

Detta elencazione di rischi specifici è di seguito integrata da ulteriori considerazioni sul livello generale di "rischiosità" che in modo fisiologico si associa alle attività svolte dalla società.

Rischi connessi alle condizioni generali dell'economia

Nel corso del 2009 i mercati finanziari sono stati contraddistinti da una volatilità particolarmente marcata con pesanti ripercussioni su diverse istituzioni finanziarie e, più in generale, sull'intero andamento dell'economia.

Nel breve periodo, la situazione economica, patrimoniale e finanziaria della società non dovrebbe essere significativamente influenzata da tale crisi in quanto le principali voci di ricavo si originano in un mercato nazionale regolato dall'AEEG, dove i rischi di mercato, di prezzo e di cambio risultano molto bassi. Tuttavia, ove la situazione di marcata debolezza ed incertezza dovesse prolungarsi, l'attività, le strategie e le prospettive della Società potrebbero essere negativamente condizionate.

Rischi connessi al settore di attività

La società opera nell'attività di trasporto del gas naturale in Provincia di Bergamo.

Nell'ambito dei rischi d'impresa i principali rischi e, per quanto di seguito specificato, quelli gestiti da UNIGAS, sono i seguenti:

- I. il rischio mercato, derivante dall'esposizione alle fluttuazioni dei tassi di interesse;
- 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;
- 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;
- V. i rischi legati alla regolamentazione del settore di attività in cui opera la società;
- VI. rischi legati all'esito di controversie in corso.

1) Rischio Di Mercato

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 UNIGAS prevedono tassi di interesse indicizzati sui tassi di riferimento del mercato, in particolare lo *Europe Interbank Offered Rate*, "Euribor".

L'obiettivo della Società è la minimizzazione del rischio di tasso d'interesse nel perseguimento degli obiettivi di struttura finanziaria definiti in coerenza con gli obiettivi di *business*.

II) Rischio Di Credito

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

UNIGAS 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 BLUEMETA SPA. 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 UNIGAS.

Le regole per l'accesso degli Utenti al servizio di trasporto del gas sono stabilite dalla Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas e sono previste nel Codice di Rete, 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.

Considerata la tipologia della clientela (società di vendita in possesso di autorizzazione ministeriale) non si evidenziano situazioni di particolari rischi di credito.

Occorre rilevare che, seppur la quasi totalità dei crediti della Società sono esigibili verso un numero ristretto di clienti, non si ravvisano rischi di concentrazione del credito per la primaria affidabilità di questi clienti.

III) 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 della Società 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 la Società, minimizzando il relativo costo opportunità e mantenga un equilibrio in termini di durata e di composizione del debito.

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.

Si precisa inoltre che poiché la società opera in un mercato nazionale regolato dall'AEEG, non sussistono rischi di mercato, di prezzo e di cambio.

Comunque la politica di gestione adottata dagli amministratori, anche attraverso budget periodici finanziari, consente di monitorare il livello di rischio nel tempo e pone in condizioni l'Amministratore di mettere in atto interventi immediati per contrastarne gli effetti, qualora negativi.

IV) Rischio Operation

UNIGAS 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 UNIGAS per lo svolgimento delle proprie attività. Le normative in materia ambientale, di salute e di sicurezza hanno un impatto notevole sulle attività di UNIGAS e non può essere escluso con certezza che la Società possa incorrere in costi o responsabilità anche di proporzioni rilevanti.

A questo proposito UNIGAS si è dotata di una politica di Salute Sicurezza Ambiente, consolidata ormai da diversi anni in azienda. Il sistema di gestione della salute, della sicurezza e dell'ambiente della Società 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.

Rischi derivanti da eventuali malfunzionamenti degli impianti

La gestione di un sistema di gasdotti complesso implica una serie di rischi di malfunzionamento e di

imprevista interruzione di servizio non dipendenti dalla volontà di UNIGAS, quali quelli determinati da incidenti, guasti o malfunzionamenti di apparecchiature o sistemi di controllo, minor resa di impianti ed eventi straordinari quali esplosioni, incendi, terremoti, frane o altri eventi simili che sfuggono al controllo della Società. Tali eventi potrebbero inoltre causare danni rilevanti a persone, cose o all'ambiente.

Le eventuali interruzioni di servizio e gli obblighi di risarcimento causati da tali eventi potrebbero determinare riduzioni dei ricavi e/o incrementi dei costi. Benché UNIGAS abbia stipulato specifici contratti di assicurazione a copertura di alcuni tra tali rischi, le relative coperture assicurative potrebbero risultare insufficienti per far fronte a tutte le perdite subite, agli obblighi di risarcimento o agli incrementi di spesa.

Tuttavia, la presenza e il monitoraggio continuo di adeguati sistemi di prevenzione e protezione all'interno delle singole aree operative, che agiscono rispettivamente sulla frequenza e sulla gravità degli eventi, l'adozione di piani di manutenzione, la disponibilità di ricambi strategici e l'adozione di strumenti di trasferimento dei rischi al mercato assicurativo consentono di mitigare le conseguenze economiche di eventi avversi.

Rischi derivanti dalla stagionalità del business

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

V) Rischi legati alla regolamentazione del settore di attività in cui opera la Società'

UNIGAS opera in un contesto normativo al momento alquanto confuso, in regime di forte concorrenza per aggiudicarsi eventualmente una concessione di gestione del servizio di distribuzione gas in un determinato territorio comunale che svolge poi in regime di esclusiva per un periodo massimo, che attualmente è anche quello standard previsto dalle gare, di dodici anni.

Sebbene la volontà del Legislatore (Ministeri competenti) e del Regolatore (AEEG) sia quella di dare al settore un contesto normativo e regolatorio stabile attraverso l'emanazione di regole aventi validità di medio /lungo periodo, con particolare riferimento alle tariffe del servizio, ai contenuti dei contratti di servizio, ai criteri di indizione della gara e di affidamento della stessa, alla sicurezza e continuità del servizio di distribuzione gas, in realtà il concretizzarsi di tale volontà è tutta da vedersi nel corso dell'anno 2009, anno che dovrebbe segnare appunto l'emanazione di quelle regole e norme tanto auspiccate.

In ogni caso il legislatore sembra orientarsi verso regole che premiano la dimensione aziendale (gare per bacini d'utenza piuttosto ampi), l'efficienza (sistemi tariffari che si baseranno sul riconoscimento di costi standard, sia in fase d'investimento che di gestione) e la qualità, sicurezza e continuità del servizio (incentivi ma anche controlli sempre più severi - ed eventualmente sanzionatori - da parte dell'AEEG).

Identificazione dei rischi

Partendo dal contesto ambientale sopra descritto, è possibile individuare i rischi distinti in:

rischi esterni, quali:

- 1) l'elevato grado di competizione nelle gare per l'acquisizione delle concessioni;
- 2) il contesto normativo e regolamentare non sempre chiaro e comunque al momento penalizzante per il settore anche per la forte esposizione a sanzioni da parte dell'AEEG;
- 3) la pericolosità intrinseca della materia distribuita (gas naturale) che può provocare incidenti;

e

rischi interni, quali:

- 1) politiche di consolidamento della presenza sul territorio che potrebbero spingere fino ad effettuare offerte antieconomiche o instaurare collusioni con gli Enti affidatari;
- 2) strategie di mantenimento di elevati margini che portino al contrario alla perdita delle concessioni fino anche alla fuoriuscita dal mercato;
- 3) incapacità nel rendere economico il modello organizzativo e gestionale in rapporto alle crescenti esigenze di contenimento dei costi;
- 4) modello organizzativo e gestionale eccessivamente votato al contenimento dei costi a scapito della sicurezza e qualità nella gestione del servizio e dell'ambiente in cui operano i dipendenti.

Valutazione dei rischi

Con riferimento ai rischi esterni di cui al paragrafo precedente:

- 1) *competitività del mercato*: **alto**, il rischio è infatti sempre più elevato con l'approssimarsi delle scadenze previste dalle norme di legge e, qualora dovessero essere definiti ampi bacini d'utenza come risulta dai primi documenti emessi, diviene sempre più difficile la competizione sia per le referenze proprie della vostra società che per l'impatto economico che ne potrebbe derivare;
- 2) *contesto normativo e regolamentare*: **alto**, il continuo proliferare di normative e la loro complessità, nonché le difficoltà interpretative che ne conseguono, espongono l'operatore ad un alto rischio di inadempienza e quindi di sanzione da parte dell'organismo di regolazione e

- controllo (AEEG);
- 3) *pericolo di incidenti*: **medio/basso**, sebbene il rischio incidenti da gas sia sempre in agguato, il settore non segnala una particolare incidenza degli stessi in considerazione dell'estensione degli impianti.

Con riferimento ai rischi interni di cui al paragrafo precedente:

- 1) *politiche di offerte particolarmente ardite*: **alto**, la competizione spinta e senza particolari regole, focalizzata spesso solo sull'aspetto economico, porta inevitabilmente a correre seri rischi nell'ambito delle offerte effettuate che rischiano di mettere in crisi gli equilibri economico finanziari della società a fronte dello sviluppo o dello stesso mantenimento dell'attuale presenza;
- 2) *politiche di offerte eccessivamente prudenziali*: **medio/alto**, al contrario del caso precedente, politiche troppo prudenziali sotto il profilo economico porterebbero la vostra società ad essere scarsamente competitiva e quindi alla perdita graduale delle proprie posizioni, fino anche ad essere esclusa dal mercato;
- 3) *modello organizzativo e gestionale antieconomico*: **medio**, il mancato adeguamento del modello organizzativo e gestionale alle nuove esigenze di efficienza ed economicità imposte dal mercato rischiano di porre, nel giro di un breve periodo, la vostra società fuori mercato in quanto non sarebbe in grado di mantenere comunque un risultato positivo della gestione;
- 4) *modello organizzativo e gestionale rischioso per qualità e sicurezza*: **medio/alto**, per contro, rispetto al precedente punto 3), il voler mantenere stessi livelli di marginalità in un mercato così competitivo o, addirittura, incrementarli, rischia di esporre la vostra stessa società a pericolose inefficienze sul piano qualitativo e di sicurezza del servizio ma anche degli stessi operatori.

Individuazione delle azioni di mitigazione

Al fine di rendere le informazioni maggiormente complete ed esaustive, aumentando nel contempo la loro trasparenza e qualità e reputazione aziendale, si elencano di seguito le principali azioni di mitigazione che UNIGAS ha adottato in rapporto ai rischi esposti.

Al fine di meglio approfondire e chiarire il contesto normativo per una sempre aggiornata e corretta interpretazione delle norme, esponenti della società partecipano assiduamente a convegni, Gruppi di Lavoro e Commissioni appositamente istituite. Attraverso l'avvio delle procedure di certificazione e l'acquisizione ed implementazione di programmi specifici, la società intende dotarsi di un sistema integrato di gestione della sicurezza, cui affianca sempre più efficienti sistemi di controllo degli impianti. Per quanto riguarda le offerte le stesse vengono attentamente valutate con riferimento alle particolari situazioni territoriali ed attraverso l'utilizzo di specifici programmi che ne consentono una congrua valutazione; la società sta infine operando per dotarsi di apposito codice etico.

VI) Rischi legati all'esito delle controversie in corso

La Società, con l'assistenza dei propri legali, gestisce e monitora costantemente tutte le controversie in corso e, sulla base del prevedibile esito delle stesse, procede, qualora necessario, allo stanziamento di appositi fondi rischi. Si segnala che ad oggi non risultano controversie in corso.

Altre informazioni

Revisione del bilancio

Il bilancio d'esercizio di UNIGAS è stato sottoposto a revisione contabile da parte della società TickMark SpA sulla base dell'incarico conferito dall'assemblea dei soci per gli esercizi dal 2008 al 2010.

Partecipazioni detenute in altre società

Al 31.12.2009 la società detiene il 100% delle azioni della Società BlueMETA S.p.A.

Rapporti con imprese controllate, collegate, controllanti

Il 05 giugno 2009 la società UNIGAS ha acquisito il 100% della Società Blue Meta S.p.a. tramite atto di liberazione quote e conferimento da parte dei soci delle loro quote di partecipazione in tale società.

L'effettuazione di operazioni con società correlate risponde all'interesse di UNIGAS DISTRIBUZIONE SRL a concretizzare le sinergie esistenti in termini di integrazione produttiva e commerciale, impiego efficiente delle competenze esistenti, razionalizzazione dell'utilizzo delle strutture centrali e risorse finanziarie.

Vengono considerate tipiche o usuali quelle operazioni che, per l'oggetto o la natura, rientrano nel normale corso degli affari della Società e quelle che non contengono particolari elementi di criticità in relazione alle caratteristiche o ai rischi inerenti alla natura della controparte al tempo del loro compimento. Tali rapporti sono regolati da appositi contratti le cui condizioni sono in linea con quelle di mercato.

I più significativi rapporti con le altre parti correlate, così come definite ai sensi dei principi contabili e identificate in base alla procedura della Società intervenuti nel corso dell'esercizio 2009 sono riepilogati nella tabella seguente:

Rapporti commerciali e diversi con soggetti correlati				
Denominazione società	Esercizio chiuso al 31/12/2009			
	Crediti	Debiti	Garanzie	Impegni
Blue Meta s.p.a.	2.212.670	6.447	-	-

Costi e Ricavi generati con altri soggetti correlati						
Denominazione società	Esercizio chiuso al 31/12/2009					
	Costi			Ricavi		
	Beni	Sevizi	Altro	Beni	Servizi	Altro
Blue Meta s.p.a.	-	486.363	-	-	7.449.919	-

Le operazioni compiute da Unigas con le parti correlate riguardano essenzialmente le prestazioni di servizi erogati all'impresa controllata Blue Meta S.p.A.

Questi rapporti rientrano nella ordinaria gestione dell'impresa e sono regolati 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.

Con atto notarile del 30.10.2009 i Comuni soci della società UNIGAS insieme alle società Cogeide S.p.a. e Linea Servizi S.r.l.e al socio Provincia di Bergamo hanno costituito, tramite il conferimento delle partecipazioni in UNIGAS DISTRIBUZIONE S.r.l., la società ANITA S.r.l. Pertanto il capitale sociale della società UNIGAS DISTRIBUZIONE S.R.L. risulta così suddiviso: ANITA S.R.L. quota di Euro 1.892.004,15, CART GAS S.R.L. quota di Euro 83.103,00, CART PARTECIPAZIONI S.R.L. quota di Euro 1.913,15 e GENERALE SERVIZI S.R.L. quota di Euro 15.417,89.

Informazioni ex art 2428 C.C.

In bilancio non sono stati iscritti all'attivo patrimoniale costi di ricerca e sviluppo.

Informazioni obbligatorie sul personale

La Società non ha avuto morti sul lavoro del personale iscritto a libro matricola.

La Società non ha avuto infortuni gravi sul lavoro che hanno comportato lesioni gravi o gravissime del personale iscritto a libro matricola.

La Società non ha avuto addebiti in ordine a malattie professionali su dipendenti o ex dipendenti e cause di mobbing.

Informazioni obbligatorie sull'ambiente

La Società non ha causato danni all'ambiente.

Alla Società non sono state inflitte sanzioni o pene per reati o danni ambientali.

Scadenza periodo transitorio Concessioni dirette BlueMeta-UNIGAS Progetto per ingresso partner industriale

Contesto normativo

Il decreto legislativo 164/00 ha dato il via alla liberalizzazione del mercato del gas fissando alcuni principi fondamentali, tra i quali ricordiamo:

- Avvio del processo di separazione societaria/amministrativa tra i vari segmenti costituenti la filiera gas (stoccaggio, trasporto, distribuzione, vendita);
- Avvio della liberalizzazione del mercato della vendita gas;
- Acquisizione delle concessioni per l'attività di distribuzione gas esclusivamente per gara pubblica.

Le norme attuative del suddetto Decreto sono di fatto rappresentate dalle numerose Delibere dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas che sono state emanate per regolamentare le varie materie attinenti le attività della filiera gas. L'Autorità è quindi intervenuta in materia:

- Tariffaria (vendita e distribuzione) per gestire il graduale passaggio al mercato libero, salvaguardando i Clienti più deboli;
- di unbundling, per separare contabilmente le attività di vendita e distribuzione;
- di qualità tecnica e commerciale delle attività di vendita e distribuzione;
- di sicurezza post contatore;
- regolatoria dei rapporti tra concedente e concessionario (contratto di servizio);
- regolatoria dei rapporti tra venditori e distributori (codice di rete)

Con il consolidarsi delle suddette norme attuative, con l'introduzione di norme, alcune delle quali di difficile interpretazione, in tema di durata delle concessioni esistenti e di gestione delle gare per le concessioni future, le società di distribuzione hanno subito, durante il corso di questi anni una riduzione della durata delle concessioni acquisite mentre entrambi i settori hanno subito una forte contrazione dei propri margini aziendali.

Richiamiamo in particolare le norme che hanno regolamentato il settore Distribuzione e Vendita al Dettaglio determinando una riduzione dei margini.

Distribuzione

In tema di tariffe va evidenziato che la delibera 237/00 ha fissato i criteri per la determinazione delle tariffe a recupero delle attività sia di Distribuzione che di Vendita del primo periodo regolatorio (quattro anni a decorrere dall'anno termico 2000-2001); durante il corso di questo primo quadriennio, gli interventi dell'Autorità in materia di qualità, sicurezza e regolazione dei rapporti tra distribuzione e vendita hanno obbligato le società di distribuzione a dotarsi di risorse umane e tecnologiche sempre maggiori per poter gestire efficacemente attività precedentemente non gestite. Ricordiamo in proposito gli obblighi derivanti:

- dalle Delibere 47/00 e 236/00, poi testo unico 168/04, in tema di qualità, sicurezza e continuità del servizio di distribuzione;
- dalla Delibera 311/01 in tema di obblighi di unbundling contabile;
- dalla Delibera 40/04 e successive m. ed i. in tema di sicurezza post contatore;
- dalla Delibera 138/04 in tema di gestione dei rapporti con le società di vendita (codice di rete)

Mentre da un lato gli impegni erano in continua crescita e nessuna delle delibere di cui sopra (ad eccezione della 40/04) prevedeva riconoscimenti tariffari a copertura degli stessi, dall'altro si andava consolidando da parte dell'Autorità una volontà a contenere i livelli tariffari applicando, con le delibere del secondo periodo regolatorio in materia tariffaria(170/04), evidenti criteri di contrazione delle tariffe, quali, ad esempio, elevati tassi di recupero della produttività e riduzione dei tassi di remunerazione del capitale investito proprio in un momento in cui i tassi bancari segnavano una evidente tendenza all'aumento.

Gli effetti del sistema regolatorio hanno portato dunque ad una vera e propria contrazione dei margini lordi (per interventi di riduzione delle tariffe, soprattutto con la del. 170/04) e netti (per aumento dei costi conseguenti gli obblighi normativi in materia di qualità, sicurezza, unbundling e codice di rete) che, sebbene rappresentino una percentuale stimabile nell'ordine del 6/8%, sono solo una parte marginale delle più ampie e significative riduzioni dovute al consolidarsi dei procedimenti di affidamento per gara.

Infatti, motivazioni che non sempre appaiono chiare hanno generato una spinta verso l'alto del corrispettivo offerto all'ente concedente da parte dei partecipanti alla gara. In assenza di Valore Residuo degli Impianti da riconoscere al concessionario uscente si registrano normalmente corrispettivi annuali offerti all'Ente Pubblico che superano anche la quota del VRD riconducibile agli investimenti per la realizzazione degli impianti (circa 40% dello stesso VRD), andando poi ad erodere addirittura una quota significativa del restante 60% rappresentativo dei puri costi gestionali. In alcuni casi i corrispettivi hanno raggiunto livelli del 70/80 % con evidenti distorsioni del mercato in quanto è praticamente impossibile effettuare una corretta gestione disponendo solo del 20/30% del VRD.

Non da ultimo vanno considerati i crescenti costi per l'instaurarsi continui di contenziosi, dovuti sia alla

definizione dei valori residui degli impianti, sia a seguito della pubblicazione dei bandi ed assegnazione delle offerte che alle controverse interpretazioni normative che inducono alcuni comuni ad avviare procedimenti di rescissione delle convenzioni anzitempo; la stessa possibilità data ai comuni di prorogare di un anno la convenzione per motivi di pubblico interesse ha indotto gli stessi a far leva essenzialmente sull'aspetto economico con richieste sempre più elevate.

Il DDL 1441 – ter, approvato dalla Camera, interviene poi sulla durata dei bolli metrici dei contatori gas, sulla Borsa del Gas, sulla tutela dei clienti finali (costituzione della società Acquirente Unico S.p.A.) e sul Risparmio Energetico.

In tema di Unbundling c'è infine da sottolineare l'accelerazione che l'AEEG ha voluto dare al tema con la deliberazione 23 settembre 2008 ARG/com 132/08 che ha definito le linee guida in materia di predisposizione del programma di adempimenti (a sei mesi e a un anno) di cui all'Allegato A alla deliberazione n. 11/07, ovvero la nomina del Gestore Indipendente nella distribuzione e la definizione di una serie di obblighi per la trasparenza e l'imparzialità dello stesso in rapporto alle società di vendita, con particolare riferimento a quella appartenente allo stesso Gruppo Societario.

Si tratta di norme che, una volta giunte al completamento dell'iter normativo, modificano ancora una volta in modo significativo le organizzazioni aziendali; senza contare la trepidante attesa che si sta vivendo per la gestazione della deliberazione concernente la determinazione delle tariffe della distribuzione per il terzo periodo regolatorio (2009 – 2012).

Il contesto normativo risulta anche molto complesso in tema di scadenza del periodo transitorio per le concessioni in essere. A seguito del cosiddetto Decreto Milleproroghe (art.23 DI 273/2005) la scadenza è prevista per il 2007 salvo due anni di proroga al verificarsi di una delle tre condizioni previste dal Decreto Letta:

- il concessionario abbia realizzato una fusione societaria che consenta di servire un'utenza complessivamente non inferiore a due volte quella originariamente servita dalla maggiore delle società oggetto di fusione;
- il concessionario serva un'utenza superiore a centomila clienti finali, ovvero distribuisca più di cento milioni di metri cubi all'anno di gas naturale, ovvero operi in un ambito corrispondente almeno all'intero territorio provinciale;
- il capitale privato della società concessionaria costituisca almeno il 40% del capitale sociale.

oltre ad un ulteriore anno di proroga per questioni di pubblica utilità.

L'art.46 bis della legge 222/2007 ha previsto la creazione di ambiti ottimali di utenza rendendo ulteriormente complessa ed oscura la gestione delle gare.

La norma in questione ha previsto fondamentalmente:

1. che l'indizione delle gare avvenga per ambiti territoriali minimi individuati dal Governo;
2. che la determinazione di tali ambiti avvenga entro un anno dall'entrata in vigore della legge di conversione del D.L. 159/2007;
3. che ciascuna gara venga bandita entro due anni dall'individuazione del relativo ambito territoriale.

I dubbi più importanti sono: i Comuni sono obbligati ad aggregarsi per andare in gara? E' solo una facoltà? E' ancora oggi dubbia l'interpretazione di questa norma

C'è da segnalare infine l'art. 23 bis del decreto legge 112/2008, convertito in legge 133/2008, che interviene sui Servizi pubblici locali di rilevanza economica andando a modificare, per quanto in contrasto con le disposizioni del suddetto articolo, le disposizioni delle normative di settore, compreso quindi lo stesso D.Lgs. 164/00. I contenuti del suddetto articolo destano non poche preoccupazioni agli operatori privati del settore gas ma dovranno trovare concreta attuazione nei Regolamenti attuativi che dovrebbero essere predisposti entro sei mesi dall'emanazione della legge ma dei quali, a tutt'oggi, non si sa nulla. Le interpretazioni prevalenti danno comunque la scadenza del periodo transitorio al 31.12.2010.

Vendita

Valgono per la vendita le stesse considerazioni fatte per la distribuzione in tema di incremento dei costi gestionali a seguito di delibere sempre più impegnative che vedono per altro il venditore soggetto di passaggio obbligato tra Cliente finale e Distributore per qualsiasi tipo di richiesta indirizzata dal primo al secondo, sempre che il primo abbia attivo un contratto di fornitura gas.

Ricordiamo a riguardo i crescenti impegni conseguenti la 229/01 e la 126/04 in materia di standard di contratti con il cliente finale, la 47/00, poi 168/04, in tema di qualità del servizio, la 40/04 per la ricezione ed inoltre della relativa pratica impianti interni, la 138/04 concernente il codice di rete.

In realtà, soprattutto in questo caso, la perdita di marginalità conseguente l'incremento di impegni per obblighi normativi non remunerati, è stata veramente trascurabile rispetto invece agli interventi diretti da parte dell'Autorità sulla tariffa del mercato vincolato.

Si ricorda in proposito che, dopo il primo provvedimento 237/00 e la prima fase della liberalizzazione, in cui le società di vendita al dettaglio acquistavano la materia prima ad un prezzo inferiore di oltre 2 €cent/mc rispetto a quanto riconosciuto in tariffa, l'Autorità è intervenuta pesantemente nella riduzione delle tariffe del mercato vincolato con la delibera 138/03 prima, la delibera 248/04 successivamente e,

ultima, la delibera 298/05.

Le riduzioni sono state dell'ordine di 1,26 €cent/mc con la 138/03, di 1,5 €cent/mc con la 248/04, divenuti circa 3 €cent/mc con la 298/05.

Dopo un lungo contenzioso tra operatori e AEEG, quest'ultima ha finalmente emanato una serie di deliberazioni in materia che hanno consentito un parziale ma significativo recupero delle suddette perdite; in particolare le deliberazioni 79/07 del 29 marzo 2007 e ARG/gas 89/08 del 1 luglio 2008 hanno consentito la rinegoziazione con i fornitori e l'applicazione dei conguagli al Cliente finale a parziale recupero delle suddette perdite. Conguagli che devono essere effettuati entro febbraio del 2009.

Grazie alle suddette modifiche normative il settore ha recuperato un minimo di marginalità sulla quale incombono comunque gli spettri di possibili tagli in termini di QVD da parte dell'AEEG e quindi, ancora una volta, di marginalità.

L'apertura del mercato elettrico domestico sta poi sempre più legando queste due tipologie di offerta, portate avanti dai grandi operatori come E.On, ENI ed Enel.

Si può concludere dunque affermando che la marginalità risulta in generale molto contenuta e, a volte, è sufficiente un piccolo incremento dei costi operativi o l'impossibilità ad offrire la doppia fornitura (elettrica e gas) per mettere in crisi il delicato equilibrio economico anche per aziende di dimensioni piuttosto contenute.

L'operazione Blue Meta - Unigas

Le società Blue Meta Spa e Unigas Srl, operanti rispettivamente nel settore della vendita di gas metano e nel settore della distribuzione, sono pienamente coinvolte dai processi di cambiamento delle normative di riferimento come sopra descritte.

In particolare:

- Blue Meta ha subito negli ultimi esercizi gli effetti delle delibere dell'Authority in tema tariffario presentando risultati economici in linea con l'andamento delle tariffe applicabili. L'andamento altalenante delle tariffe si è riverberato pesantemente sia sui risultati di bilancio delle società di vendita sia sul valore di mercato delle società stesse. Il numero di utenti serviti da Blue Meta Spa non è ritenuto sufficiente per poter affrontare il mercato della vendita in autonomia;
- Unigas Srl vedrà scadere al 31.12.2010 (sulla base delle norme attualmente in vigore e sulla base dell'interpretazione prevalente) il periodo transitorio di affidamento diretto e vedrà andare in gara ad evidenza pubblica tutte le concessioni attualmente gestite. Per poter stare sul mercato con successo Unigas ha bisogno di dotarsi delle risorse finanziarie necessarie per affrontare tali gare, oltre alle altre che verranno attivate sul territorio, e deve puntare a raggiungere un numero di utenti sufficiente a costituire lo zoccolo duro di un ipotetico ambito ottimale.

Nel contesto di mercato come sopra descritto si ritiene essenziale identificare un percorso di sviluppo che consenta ai soci Pubblici della società di vendita Blue Meta Spa e della società di distribuzione Unigas Srl da un lato di massimizzare il valore e dall'altro di mantenere un controllo sul servizio fornito ai cittadini.

In tal senso, da un punto di vista strategico, si ritiene essenziale perseguire i seguenti obiettivi:

1. Per la società di Vendita

- ✓ Identificare un partner privato di dimensioni significative in grado di sfruttare tutte le sinergie dimensionali necessarie per poter affrontare un mercato competitivo: si ritiene che il mercato vada verso pochi player di notevoli dimensioni in grado di accedere direttamente alla materia prima.
- ✓ Lasciare la maggioranza al partner privato che quindi avrà tutto l'interesse a massimizzare i risultati.
- ✓ Ottenere dal partner privato una opzione che consenta agli attuali soci di vendere la propria partecipazione ad un prezzo prefissato entro un determinato lasso di tempo.
- ✓ In alternativa a quanto sopra, concedere al partner strategico la possibilità di acquisire direttamente la società di vendita, laddove l'opzione di fusione rappresenti (per dimensioni ed iter complicati) un percorso difficile e costoso che porterebbe i grossi gruppi potenzialmente interessati a rinunciare a partecipare alla gara.

2. Per la società di Distribuzione

- ✓ Identificare un partner privato forte sul territorio della bergamasca in termini di utenti serviti per massimizzare le sinergie operative derivanti dalla vicinanza delle reti da gestire e creare i presupposti per costituire la base per la creazione di un ambito ottimale.
- ✓ Mantenere una partecipazione di maggioranza all'interno della società di Distribuzione: ciò consente di mantenere un controllo sull'attività di manutenzione delle reti e di

- garantire la qualità del servizio al cittadino.
- ✓ Dotare la società di distribuzione delle risorse finanziarie necessarie per affrontare con la maggior forza possibile gli investimenti e le gare che nel futuro si presenteranno sul territorio.

Per raggiungere gli obiettivi sopra delineati è stata ipotizzata una operazione articolata che prevede diverse fasi strettamente connesse tra loro.

Preliminarmente è necessario individuare un partner privato che abbia alcune caratteristiche:

- forte presenza sul territorio nel settore distribuzione in termini di utenti serviti
- società di vendita con un numero di utenti ed una dimensione tale da garantire la possibilità di sfruttare tutte le sinergie dimensionali

Una prima fase prevede che i soci di Blue Meta siano chiamati a:

- vendere alla società Unigas Srl il 50% delle azioni da ciascuno detenute in Blue Meta
- conferire alla società Unigas Srl le azioni di Blue Meta non vendute (il restante 50%)

A fronte di questa operazione tutti i soci pubblici:

- incasseranno il corrispettivo derivante dalla vendita delle azioni Blue Meta alla Unigas
- hanno ottenuto una maggiore quota di partecipazione in Unigas in cambio delle azioni conferite

La seconda fase prevede l'ingresso in Unigas Srl di un partner privato attraverso la delibera di un aumento di capitale riservata a quest'ultimo. L'aumento di capitale sarà strutturato in modo che il partner privato rimanga comunque in minoranza.

A seguito di questa operazione la Unigas Srl avrà una forte disponibilità finanziaria con la quale potrà pagare le azioni Blu Meta acquistate nel corso della prima fase e, soprattutto, affrontare gli investimenti e le gare per l'ottenimento delle concessioni con una notevole solidità.

In questa fase sarà possibile deliberare ulteriori aumenti di capitale a favore di nuovi enti pubblici interessati ad aderire al progetto Unigas.

La terza fase, che da un punto di vista temporale si può parzialmente sovrapporre alla seconda, prevede:

- la fusione tra Blue Meta e la società di vendita del partner strategico; poiché la società di vendita del partner privato ha dimensioni significativamente superiori a quelle di Blue Meta va da sé che la nuova società "post fusione" vedrà Unigas diventare socio di minoranza ed il partner privato socio di maggioranza;
- in alternativa la totale cessione delle azioni Blue Meta al partner strategico.

Nel primo caso, contestualmente al processo di fusione, il partner privato concederà ad Unigas una opzione di vendita (opzione put) delle azioni che Unigas deterrà nella società di vendita dopo la fusione con Blue Meta.

In entrambi i casi, fusione tra Blue Meta e la società di vendita del partner strategico o cessione delle azioni di Blue Meta allo stesso, questa operazione consente di raggiungere l'obiettivo di far confluire Blue Meta in una società di grandi dimensioni che possa sfruttare tutte le sinergie dimensionali possibili, con il mantenimento per tre anni dell'attuale livello occupazionale e dei punti di contatto del Cliente finale.

Questa operazione consente di raggiungere l'obiettivo di far confluire Blue Meta in un società di grandi dimensioni che possa sfruttare tutte le sinergie dimensionali possibili.

Alla conclusione di questa terza fase l'operazione è completata e sono stati raggiunti tutti gli obiettivi sopra evidenziati: da un lato infatti la società di vendita raggiunge dimensioni significative che consentono di sfruttare tutte le sinergie dimensionali necessarie per poter affrontare un mercato competitivo con un partner privato in maggioranza ed una opzione che consente a Unigas di vendere la propria partecipazione ad un prezzo prefissato entro un determinato lasso di tempo; ovvero incasso da parte di Unigas Distribuzione dell'importo relativo alla cessione delle azioni Blue Meta; dall'altro nella società di Distribuzione entra un partner privato di minoranza forte sul territorio della bergamasca, lasciando la maggioranza agli attuali soci e dotando la società delle risorse finanziarie necessarie per affrontare con la maggior forza possibile gli investimenti e le gare che nel futuro si presenteranno sul territorio

Evoluzione prevedibile della gestione 2010

Previsione dell'incremento dell'utenza servita e dei volumi di gas distribuito.

Gli utenti serviti al 31/12/2009 sono 83.435. Per effetto dell'incremento medio annuo dell'utenza servita e dell'acquisizione del ramo d'azienda della distribuzione gas metano delle società MONTE SECCO SERVIZI S.r.l. e PONTE SERVIZI S.r.l., si prevede di raggiungere circa 92.000 utenti serviti entro la fine

del 2010. La previsione di gas distribuito viene stimata pari a circa **160 milioni di mc/anno**.

Investimenti

UNIGAS perseguirà nel 2010 le iniziative necessarie a supportare la crescita della richiesta del servizio e a garantire una maggiore qualità e sicurezza dello stesso, attraverso progetti di investimento al rinnovo, all'ammmodernamento tecnologico ed al potenziamento delle reti e degli impianti.

La spesa per investimenti prevista nel 2010 è pari a circa 3,4 milioni di euro.

Efficienza

Proseguirà anche per l'anno 2010 l'attenzione da parte della società al tema dell'efficienza in particolare verso l'ottimizzazione dei costi operativi attraverso principalmente la riorganizzazione delle attività operative distribuite sul territorio con una ulteriore riduzione dei costi attraverso recuperi di produttività ed economie di scala.

Conto Economico Previsionale di Budget 2010

L'Autorità con la Delibera ARG/gas 159/08 ha modificato il metodo di calcolo del VRT per la predisposizione delle tariffe di vettoriamento del terzo periodo regolatorio. In sostanza ha definito la remunerazione dei costi operativi un valore parametrico (euro/punto di riconsegna) sulla base della densità della clientela gestita.

Viceversa, per quanto riguarda la copertura dei costi del capitale investito, ha previsto la determinazione delle immobilizzazioni nette (ai fini della remunerazione degli investimenti e degli ammortamenti), sulla base dei dati patrimoniali contenuti nei libri contabili dell'impresa.

Per effetto degli investimenti relativi all'anno 2007 e dell'incremento dell'utenza gestita per effetto dell'acquisizione degli utenti di Ardesio e Ponte San Pietro, per il Budget 2010 si stima un valore dei ricavi pari a circa 12 milioni di euro.

Per quanto riguarda i costi di gestione, dopo l'ottimizzazione realizzata nel biennio 2006/2007 ed il lieve incremento registrato nel 2008 e 2009, è prevista una maggiore spesa nell'anno 2010 (circa 350 mila euro) soprattutto per effetto dell'incremento degli utenti gestiti.

Gli ammortamenti, sulla base degli investimenti previsti (circa 3,4 ML di euro), verranno incrementati per circa 90/100 mila euro.

Il costo degli interessi e degli oneri finanziari è stato incrementato e stimato pari a quello dell'anno 2008, infatti la riduzione dei tassi di interesse viene compensata dagli oneri relativi agli investimenti 2010.

Il risultato ante imposte per l'anno 2010 è stimato pari ad circa euro 2.760.000.

Nembro, 30 marzo 2010

Glossario

Termini economici e finanziari

Ammortamento

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

Capitale investito netto

Investimenti netti di natura operativa, rappresentati dalla somma del capitale circolante netto e delle immobilizzazioni.

Cash flow

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

Corporate governance

Insieme di regole che presiedono e indirizzano la gestione e il controllo delle società. Il sistema di corporate governance definisce la ripartizione dei ruoli e dei diritti tra i partecipanti alla vita di una società, attraverso l'attribuzione dei compiti, delle responsabilità e dei poteri decisionali.

Costi operativi

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

Derivati

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

Dividendo

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

Immobilizzazioni

Voce dell'attivo di stato patrimoniale, che accoglie, al netto dei relativi ammortamenti e svalutazioni, gli elementi destinati a perdurare nel tempo. Sono suddivise nelle seguenti tre categorie principali: "Immobilizzazioni immateriali", "Immobilizzazioni materiali", "Immobilizzazioni finanziarie".

Indebitamento finanziario netto

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

Investimenti

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

Oneri finanziari netti

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

Patrimonio netto

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

Ricavi della gestione caratteristica

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

Utile operativo

Differenza fra le vendite ed il costo del prodotto venduto in un determinato periodo. È quindi il risultato della gestione operativa ed è al lordo dei costi e dei ricavi della gestione finanziaria e delle imposte.

Utile netto

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

Termini commerciali

Anno termico

Periodo temporale di riferimento in cui viene suddiviso il periodo di regolazione, la cui durata va dal 1° ottobre al 30 settembre dell'anno successivo.

Codice di rete

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

Distribuzione

Servizio di trasporto di gas naturale attraverso reti di metanodotti locali, in genere a bassa pressione ed in contesti urbani, per la consegna ai consumatori finali.

Giorno Gas

Periodo di 24 ore consecutive con inizio alle ore 06.00 di ogni giorno e termina alla stessa ora del giorno successivo.

Punto di Consegna

E' il punto fisico della rete o aggregato locale di punti fisici nei quali il Trasportatore riconsegna il gas trasportato all'Utente e nel quale avviene la sua misurazione (REMI).

Tariffe di distribuzione

Prezzi unitari applicati al servizio di distribuzione.

I Titoli di Efficienza Energetica (TEE)

I Titoli di Efficienza Energetica, denominati anche certificati bianchi, sono istituiti dai Decreti del Ministero delle Attività Produttive, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio 20 luglio 2004 (D.M. 20/07/04 elettricità, D.M. 20/7/04 gas) successivamente modificati ed integrati con il D.M. 21/12/07 determinante gli obiettivi quantitativi nazionali di incremento dell'efficienza energetica. I TEE sono emessi dal GME (Gestore del Mercato Elettrico) a favore dei distributori, delle società controllate dai distributori medesimi e a favore di società operanti nel settore dei servizi energetici (ESCO) al fine di certificare la riduzione dei consumi conseguita attraverso interventi e progetti di incremento di efficienza energetica. I TEE hanno un valore pari ad un tep e si distinguono in tre tipologie. I distributori di energia elettrica e di gas naturale possono conseguire gli obiettivi di incremento di efficienza energetica sia attraverso la realizzazione di progetti di efficienza energetica e la conseguente emissione dei TEE sia acquistando TEE da altri soggetti.

Gestore del Mercato Elettrico

Il GME organizza e gestisce la sede per la contrattazione dei TEE ed ha predisposto, d'intesa con l'AEEG (del. AEEG n. 67 del 14/04/2005), le regole di funzionamento del mercato dei TEE.

Termini tecnici**Gas naturale**

Miscela di idrocarburi, composta principalmente da metano e in misura minore da etano, propano ed idrocarburi superiori. Il gas naturale immesso nelle reti dei metanodotti deve rispettare una specifica di qualità unica per garantire l'intercambiabilità del gas transitante.

Gas naturale liquefatto (GNL)

Gas naturale, costituito prevalentemente da metano liquefatto per raffreddamento a -161°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 e portato alla pressione di esercizio dei gasdotti.

Metanodotto o Gasdotto

Condotta utilizzata per il trasporto di gas naturale realizzata ed esercita secondo le normative tecniche nazionali ed internazionali.

Protezione catodica

Tecnica di protezione dalla corrosione di gasdotti, serbatoi, impianti, moli ecc. che consiste nel proteggere una struttura metallica rendendola "catodica", ossia elettricamente negativa, mediante il collegamento ad una serie di anodi opportunamente collocati.

Il Presidente del
Consiglio di Amministrazione
Rag. Antonio Pezzotta