






Andamento della gestione
nei settori di attività



Principali elementi
del quadro tariffario

Le attività di trasporto, rigassificazione di GNL, stoccaggio e distribuzione di gas naturale sono regolamentate dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, operativa dal 1997, e preposta alla regolamentazione dei mercati nazionali dell'energia elettrica e del gas naturale. Tra le sue funzioni vi sono la determinazione e l'aggiornamento delle tariffe, nonché la predisposizione delle regole per l'accesso alle infrastrutture e per l'erogazione dei relativi servizi. Di seguito sono riportati i principali elementi tariffari per ciascuna delle attività regolate svolte da Snam, sulla base del quadro normativo in vigore alla data del 31 dicembre 2011.

	TRASPORTO	RIGASSIFICAZIONE	STOCCAGGIO	DISTRIBUZIONE
Termine periodo di regolazione	• 31 dicembre 2013	• 30 settembre 2012	• 31 dicembre 2014	• 31 dicembre 2012
Calcolo del capitale investito netto riconosciuto ai fini regolatori (RAB)	• Costo storico rivalutato	• Costo storico rivalutato	• Costo storico rivalutato • Deduzione costi di ripristino	• Costo storico rivalutato • Metodo parametrico per i cespiti centralizzati
Remunerazione del capitale investito netto riconosciuto ai fini regolatori (WACC pre-tax)	• 6,4% (trasporto) • 6,9% (misura)	• 7,6%	• 6,7%	• 7,6% (distribuzione) • 8% (misura)
Incentivi su nuovi investimenti	• 1% per 5 anni (su investimenti di sicurezza) • 2% per 7/10 anni (su investimenti per sviluppo capacità) • 3% per 10/15 anni (su investimenti di sviluppo di capacità in ingresso)	• 2% per 8 anni (su potenziamento di terminali esistenti inferiori al 30%) • 3% per 16 anni (su potenziamento di terminali esistenti superiore al 30%)	• 4% per 8 anni (su potenziamento di capacità esistenti) • 4% per 16 anni (su sviluppo di nuovi campi di stoccaggio)	• 2% per 8 anni (su sostituzione di condotte o ghisa e rinnovo di sistemi di odorizzazione)
Fattore di efficienza (X FACTOR)	• 2,1% su costi operativi	• 0,5% su costi operativi	• 0,6% su costi operativi	• 3,2% su costi operativi distribuzione • 3,6% su costi operativi misura
Domanda gas	• 15% dei ricavi esposti a variazioni della domanda	• 10% dei ricavi esposti a variazioni della domanda	• Nessuna esposizione a variazioni della domanda	• Nessuna esposizione a variazioni della domanda



SNAM RETE

Trasporto di gas naturale

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

(milioni di €)	2009	2010	2011	Var.ass.	Var.%
Ricavi della gestione caratteristica (*)	1.865	1.929	1.945	16	0,8
- di cui ricavi di trasporto di gas naturale	1.848	1.873	1.867	(6)	(0,3)
Costi operativi (*)	399	343	387	44	12,8
Utile operativo	974	1.185	1.137	(48)	(4,1)
Investimenti tecnici	926	902	892	(10)	(1,1)
- di cui incentivati	793	763	709	(54)	(7,1)
- di cui non incentivati	133	139	183	44	31,7
Capitale investito netto al 31 dicembre	10.060	10.404	10.686	282	2,7
Volumi di gas naturale immessi nella Rete Nazionale Gasdotti (miliardi di metri cubi) (**)	76,90	83,31	78,30	(5,01)	(6,0)
Rete dei gasdotti (chilometri in esercizio)	31.531	31.680	32.010	330	1,0
- di cui Rete Nazionale	8.871	8.894	9.080	186	2,1
- di cui Rete Regionale	22.660	22.786	22.930	144	0,6
Dipendenti in servizio al 31 dicembre (numero)	2.254	2.636	2.755	119	4,5

(*) Prima delle elisioni di consolidamento.

(**) I dati relativi al 2010 sono stati allineati a quelli pubblicati nel Bilancio della Rete Nazionale di Trasporto.

Risultati finanziari

I **ricavi di trasporto di gas naturale** ammontano a 1.867 milioni di euro, in riduzione di 6 milioni di euro, pari allo 0,3% rispetto all'esercizio 2010. La riduzione è dovuta all'iscrizione, nell'esercizio precedente, di ricavi addizionali (55 milioni di euro) derivanti dal riconoscimento, da parte dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, dei maggiori oneri sostenuti per l'acquisto del gas combustibile nel periodo 1 ottobre 2008 - 31 dicembre 2009. Al netto di tale effetto, i ricavi di trasporto registrano un aumento di 49 milioni di euro, pari al 2,7%, attribuibile essenzialmente al contributo degli investimenti effettuati nel 2009 (+100 milioni di euro), i cui effetti sono stati in parte assorbiti dall'aggiornamento tariffario (-52 milioni di euro) e dai minori volumi di gas trasportati (-15 milioni di euro). Sull'aumento dei ricavi di trasporto hanno altresì inciso i maggiori ricavi derivanti dalle componenti tariffarie che trovano contropartita nei costi (+13 milioni di euro).

L'**utile operativo** del 2011 di 1.137 milioni di euro si riduce di 48 milioni di euro, pari al 4,1%, rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. La riduzione è dovuta principalmente: (i) all'incremento dei costi operativi (-27 milioni di euro, al netto delle componenti che trovano contropartita nei ricavi), a seguito essenzialmente di maggiori oneri per contenziosi legali (-37 milioni di euro) derivanti da accantonamenti al fondo rischi (9 milioni di euro) a fronte di un utilizzo registrato nell'esercizio precedente (10 milioni di euro), e dall'esito sfavorevole di contenziosi conclusi nell'esercizio (-18 milioni di euro); (ii) ai minori ricavi di trasporto (-19 milioni di euro, al netto delle componenti che trovano contropartita nei costi).

Andamento operativo

INVESTIMENTI TECNICI

(milioni di €)	2009	2010	2011	Var. ass.	Var. %
Sviluppo	692	671	601	(70)	(10,4)
Investimenti con incentivo del 3%	451	456	356	(100)	(21,9)
Investimenti con incentivo del 2%	241	215	245	30	14,0
Mantenimento e altro	234	231	291	60	26,0
Investimenti con incentivo dell'1%	101	92	108	16	17,4
Investimenti non incentivati	133	139	183	44	31,7
	926	902	892	(10)	(1,1)

Gli **investimenti tecnici** del 2011 ammontano a 892 milioni di euro, in riduzione di 10 milioni di euro, pari all'1,1%, rispetto al 2010 (902 milioni di euro).

Gli investimenti sono stati classificati in coerenza con la deliberazione ARG/gas 184/09 dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, che ha individuato differenti categorie di progetti cui è associato un diverso livello di incentivo.

Il 79% degli investimenti è previsto benefico di una remunerazione incentivata. La suddivisione per categorie degli investimenti 2011 sarà sottoposta all'Autorità in sede di approvazione delle proposte tariffarie per l'anno 2013.

I principali investimenti per i quali è previsto un **incentivo del 3%** (356 milioni di euro) hanno riguardato:

- nell'ambito dell'iniziativa della nuova infrastruttura di trasporto sul versante Adriatico (101 milioni di euro) il proseguimento dei lavori di costruzione della linea principale del metanodotto Massafra-Biccari, in Puglia-Basilicata;
- nell'ambito dell'iniziativa di potenziamento delle infrastrutture di trasporto in Valle Padana (91 milioni di euro) il proseguimento dei lavori di costruzione del metanodotto Poggio Renatico-Cremona, in Emilia Romagna-Lombardia;
- nell'ambito dell'iniziativa di potenziamento delle infrastrutture di importazione in Sicilia e Calabria (85 milioni di euro): (i) i materiali e i lavori di *revamping* della centrale di Enna, in Sicilia; (ii) il proseguimento dei lavori di costruzione e della consegna dei materiali per il potenziamento della centrale di Montesano, in Campania; (iii) i lavori complementari sui tratti già in esercizio ed i lavori di costruzione del tratto in galleria del metanodotto Montalbano-Messina, in Sicilia;
- nell'ambito del progetto di allacciamento del terminale di rigassificazione *Offshore* LNG Toscana (OLT) di Livorno (50 milioni di euro) i lavori per la realizzazione di una infrastruttura di collegamento con l'impianto situato al largo della costa toscana.

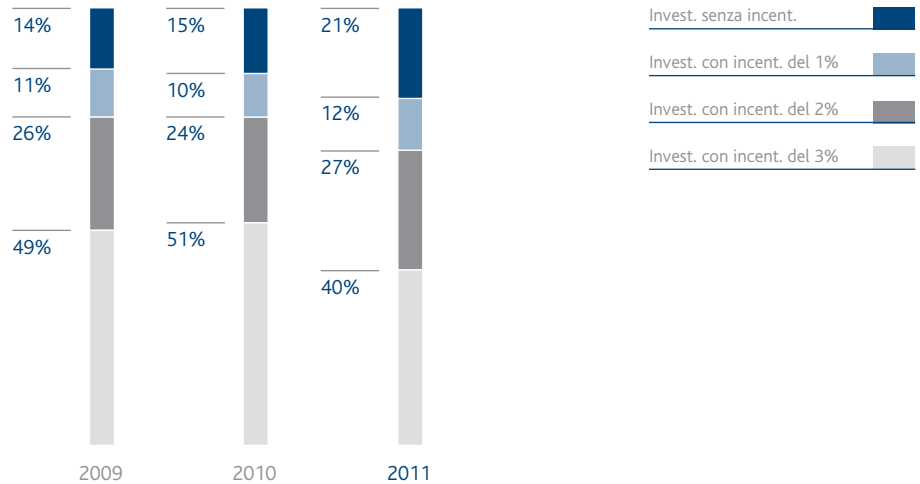
I principali investimenti per i quali è previsto un **incentivo del 2%** (245 milioni di euro) hanno riguardato:

- nell'ambito dell'iniziativa di potenziamento delle infrastrutture di trasporto in Valle Padana (116 milioni di euro): (i) il proseguimento dei lavori di costruzione del metanodotto Cremona-Sergnano, in Lombardia; (ii) la consegna dei materiali ed il proseguimento dell'acquisizione dei permessi del metanodotto Zimella-Cervignano, in Veneto-Lombardia;
- nell'ambito dell'iniziativa di metanizzazione della Regione Calabria (23 milioni di euro) i lavori di costruzione relativi a metanodotti ed allacciamenti connessi.

I principali investimenti per i quali è previsto un **incentivo dell'1%** (108 milioni di euro) hanno riguardato numerose opere volte al mantenimento dei livelli di sicurezza e qualità degli impianti.

Gli **investimenti non incentivati** (183 milioni di euro) includono progetti di sostituzione di beni ed impianti e progetti relativi all'implementazione di nuovi sistemi informativi, allo sviluppo degli esistenti e all'acquisto di altri beni strumentali all'attività operativa.

INCIDENZA INVESTIMENTI PER INCENTIVO (% sul totale investimento)



Bilancio gas della Rete di Trasporto Nazionale

DISPONIBILITÀ DI GAS NATURALE

(miliardi di m ³)	2009	2010 (*)	2011	Var. ass.	Var. %
Da importazioni	68,67	75,17	70,27	(4,90)	(6,5)
Da produzione nazionale	8,23	8,14	8,03	(0,11)	(1,4)
Totale gas immesso in Rete	76,90	83,31	78,30	(5,01)	(6,0)
Saldo netto prelievi/immissioni stoccaggio (**)	0,78	(0,64)	(0,89)	(0,25)	39,1
Totale disponibilità di gas naturale	77,68	82,67	77,41	(5,26)	(6,4)

(*) I dati relativi al 2010 sono stati allineati a quelli pubblicati nel Bilancio della Rete Nazionale di Trasporto.

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

PRELIEVI DI GAS NATURALE

(miliardi di m ³)	2009	2010 (*)	2011	Var. ass.	Var. %
Riconsegna al mercato nazionale	76,66	81,54	76,69	(4,85)	(5,9)
Esportazioni	0,48	0,54	0,42	(0,12)	(22,2)
Consumi ed emissioni Snam Rete Gas	0,34	0,47	0,27	(0,20)	(42,6)
Gas non contabilizzato e altre variazioni (**)	0,20	0,12	0,03	(0,09)	(75,0)
Totale prelievi di gas naturale	77,68	82,67	77,41	(5,26)	(6,4)

(*) I dati relativi al 2010 sono stati allineati a quelli pubblicati nel Bilancio della Rete Nazionale di Trasporto.

(**) Include la variazione dell'invaso rete. Per la definizione di Gas Non Contabilizzato (GNC) si veda il successivo paragrafo "Prelievi di gas naturale".

La disponibilità di gas naturale in Italia nel 2011 è stata pari a 77,41 miliardi di metri cubi, in riduzione di 5,26 miliardi di metri cubi (-6,4%) rispetto al 2010.

I quantitativi di gas immesso nella Rete di Trasporto Nazionale sono diminuiti del 6,0%, a 78,30 miliardi di metri cubi (83,31 miliardi di metri cubi nel 2010), per effetto delle minori importazioni (-4,90 miliardi di metri cubi; -6,5%), nonché della riduzione della produzione nazionale (-0,11 miliardi di metri cubi; -1,4%).

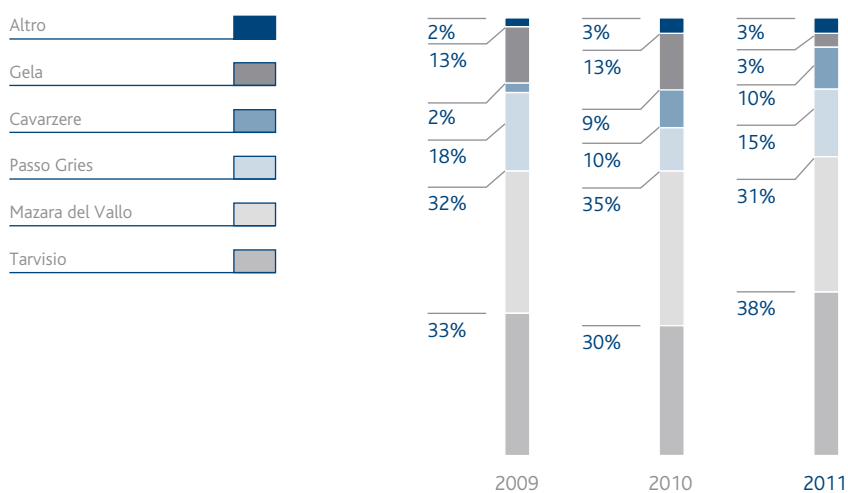
L'analisi delle importazioni per punto di entrata è la seguente:

IMPORTAZIONI PER PUNTI DI ENTRATA

(miliardi di m ³)	2009	2010	2011	Var. ass.	Var. %
Punti di entrata					
Tarvisio	22,92	22,49	26,45	3,96	17,6
Mazara del Vallo	21,66	26,29	21,55	(4,74)	(18,0)
Passo Gries	12,02	7,83	10,86	3,03	38,7
Cavarzere (GNL)	1,53	7,04	7,02	(0,02)	(0,3)
Gela	9,17	9,41	2,34	(7,07)	(75,1)
Panigaglia (GNL)	1,32	1,98	1,89	(0,09)	(4,5)
Gorizia	0,05	0,13	0,16	0,03	23,1
	68,67	75,17	70,27	(4,90)	(6,5)

Le importazioni (70,27 miliardi di metri cubi) registrano una riduzione del 6,5% rispetto all'esercizio 2010. In particolare, si evidenziano minori volumi immessi dal punto di entrata di Gela (-7,07 miliardi di metri cubi; -75,1%), a seguito degli effetti della crisi libica, e di Mazara del Vallo (-4,74 miliardi di metri cubi; -18,0%), a cui fa fronte un aumento delle importazioni dal punto di entrata di Tarvisio (+3,96 miliardi di metri cubi; +17,6%) e Passo Gries (+3,03 miliardi di metri cubi; +38,7%) penalizzato nel 2010 dall'interruzione, in territorio svizzero, della linea di importazione che collega l'Italia con il Nord Europa.

GAS NATURALE IMMESSO IN RETE PER PUNTI DI ENTRATA (% sul totale gas immesso in Rete)



VOLUMI DI GAS NATURALE IMMESSI IN RETE PER UTENTE

(miliardi di m ³)	2009	2010 (*)	2011	Var.ass.	Var. %
Eni	39,58	35,45	35,12	(0,33)	(0,9)
Enel Trade	8,65	10,34	9,34	(1,00)	(9,7)
Altri	28,67	37,52	33,84	(3,68)	(9,8)
	76,90	83,31	78,30	(5,01)	(6,0)

(*) I dati relativi al 2010 sono stati allineati a quelli pubblicati nel Bilancio della Rete Nazionale di Trasporto.

Prelievi di gas naturale

Il gas naturale prelevato dalla Rete di Trasporto Nazionale nel 2011 (77,41 miliardi di metri cubi) è stato destinato principalmente: (i) alla riconsegna agli utenti presso i punti di uscita dalla rete (76,69 miliardi di metri cubi); (ii) alle esportazioni (0,42 miliardi di metri cubi), principalmente in Slovenia; (iii) ai consumi delle centrali di compressione e alle emissioni di gas dalla rete e dagli impianti di Snam Rete Gas (0,27 miliardi di metri cubi).

Nel bilancio energetico redatto da Snam Rete Gas è definito convenzionalmente Gas Non Contabilizzato (GNC) la differenza fisiologica tra la quantità di gas misurato all'ingresso della rete e la quantità di gas misurato all'uscita, derivante dalla tolleranza tecnica degli strumenti di misura.

RICONDUZIONE TRA GAS PRELEVATO DALLA RETE E DOMANDA GAS ITALIA

(miliardi di m ³)	2009	2010 (*)	2011	Var.ass.	Var. %
Quantitativi prelevati	77,68	82,67	77,41	(5,26)	(6,4)
Esportazioni (-)	(0,48)	(0,54)	(0,42)	0,12	(22,2)
Gas immesso su rete regionale di altri operatori	0,08	0,06	0,06		
Altri consumi (**)	0,74	0,91	0,79	(0,12)	(13,2)
Totale domanda Italia	78,02	83,10	77,84	(5,26)	(6,3)

(*) La domanda di gas è stata allineata a quella pubblicata dal Ministero dello Sviluppo Economico.

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

DOMANDA GAS ITALIA

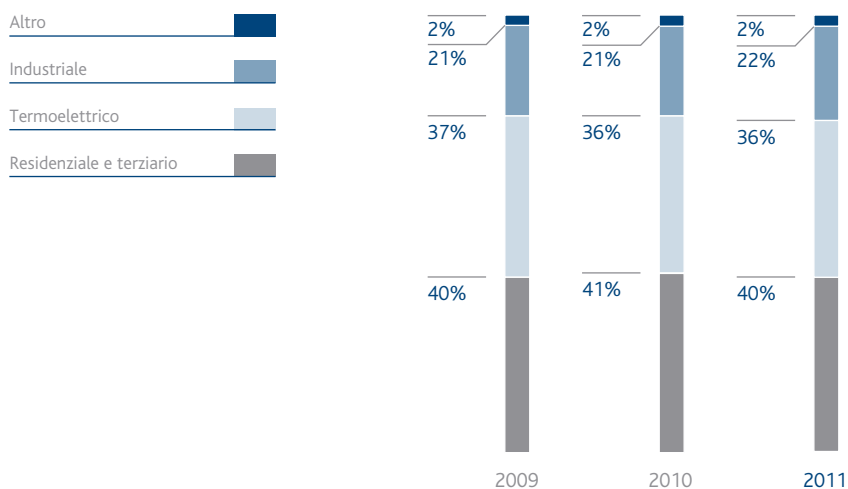
(miliardi di m ³)	2009	2010 (*)	2011	Var.ass.	Var. %
Residenziale e terziario	31,60	33,91	31,14	(2,77)	(8,2)
Termoelettrico	29,02	30,06	27,97	(2,09)	(6,9)
Industriale (**)	16,07	17,36	17,03	(0,33)	(1,9)
Altro	1,33	1,77	1,70	(0,07)	(4,0)
	78,02	83,10	77,84	(5,26)	(6,3)

(*) La domanda di gas è stata allineata a quella pubblicata dal Ministero dello Sviluppo Economico.

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

La domanda di gas in Italia nel 2011 è stata pari a 77,84 miliardi di metri cubi, in riduzione di 5,26 miliardi di metri cubi (-6,3%) rispetto al 2010, a seguito dei minori consumi del settore residenziale e terziario (-8,2%), che risente delle temperature più miti registrate nel 2011, e del settore termoelettrico (-6,9%). La domanda di gas naturale in termini normalizzati per la temperatura registra una riduzione del 3,1% rispetto al corrispondente valore del 2010.

DOMANDA GAS PER SETTORE (% sul totale domanda gas)



CAPACITÀ DI TRASPORTO

(milioni di m ³ /giorno)	Anno termico 2009-2010			Anno termico 2010-2011			Anno termico 2011-2012		
	Capacità di trasporto	Capacità conferita	Saturazione (%)	Capacità di trasporto	Capacità conferita	Saturazione (%)	Capacità di trasporto	Capacità conferita	Saturazione (%)
Punti di entrata									
Tarvisio	119,7	102,8	85,9	119,2	110,3	92,5	118,8	109,9	92,5
Mazara del Vallo	103,6	98,7	95,3	105,0	98,9	94,2	105,0	88,2	84,0
Passo Gries	64,9	59,0	90,9	64,8	55,0	84,9	64,4	61,7	95,8
Gela	33,0	32,9	99,7	35,2	34,3	97,4	37,6	21,9	58,2
Cavarzere (GNL)	26,4	21,0	79,5	26,4	24,6	93,2	26,4	24,6	93,2
Panigaglia (GNL)	13,0	7,2	55,4	13,0	7,2	55,4	13,0	11,4	87,7
Gorizia	4,8			4,8	0,5	10,4	4,8	0,6	12,5
	365,4	321,6	88,0	368,4	330,8	89,8	370,0	318,3	86,0

Gli interventi di sviluppo e potenziamento delle infrastrutture di trasporto hanno permesso di incrementare, all'inizio dell'anno termico 2011 - 2012, la capacità di trasporto della rete a 370,0 milioni di metri cubi/giorno (+0,4% rispetto all'inizio dell'anno termico 2010 - 2011).

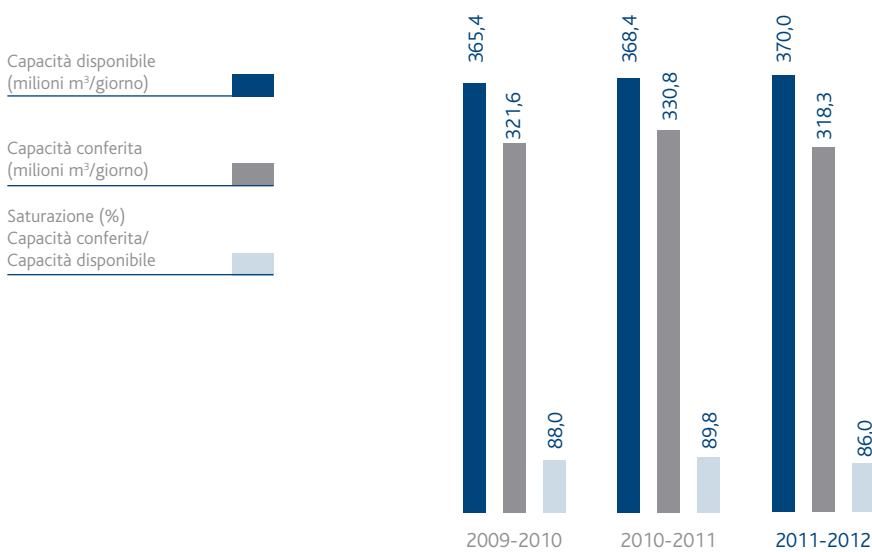
L'incremento è attribuibile all'aumento della capacità di trasporto di Gela, in seguito all'entrata in esercizio di un potenziamento sulle infrastrutture di importazione dal Nord Africa.

La capacità di trasporto della rete ha permesso di soddisfare, anche per l'anno termico 2011 - 2012, tutta la domanda di capacità da parte degli utenti. In aggiunta alle capacità sopra descritte, relative ai punti di entrata interconnessi con l'estero e con i terminali GNL, sono disponibili capacità di trasporto ai punti di entrata interconnessi con le produzioni nazionali per un totale di 34 milioni di metri cubi/giorno.

Snam Rete Gas ha predisposto il piano di lungo termine delle disponibilità di capacità di trasporto, comunicato al Ministero dello Sviluppo Economico in data 30 giugno 2011 e pubblicato sul sito di Snam Rete Gas all'indirizzo www.snamretegas.it nella sezione *Business & Servizi*.

Il documento evidenzia i dati delle capacità in tutti i punti di entrata interconnessi con l'estero e con i terminali GNL, per l'anno termico 2012 - 2013 e per i successivi anni fino al 30 settembre 2021.

CAPACITÀ DI TRASPORTO E SATURAZIONE



Regolamentazione

Deliberazione ARG/gas 184/09 - "Approvazione della parte II - Regolazione delle tariffe per il servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il periodo di regolazione 2010-2013 (RTTG), approvazione della parte III - Regolazione delle tariffe per il servizio di misura del trasporto di gas naturale per il periodo di regolazione 2010 - 2013 (RMTG), disposizioni in materia di corrispettivo transitorio per il servizio di misura del trasporto gas per l'anno 2010 e modifiche all'Allegato A della deliberazione n. 11/07".

Con la deliberazione ARG/gas 184/09, pubblicata in data 2 dicembre 2009, l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas ha emanato i criteri per la definizione delle tariffe di trasporto e di misura del gas naturale sulla Rete Nazionale e Regionale dei gasdotti per il terzo periodo di regolazione (1 gennaio 2010 - 31 dicembre 2013).

La valutazione del capitale investito netto (RAB) viene effettuata sulla base della metodologia del costo storico rivalutato. Il tasso di remunerazione (WACC) del capitale investito netto è stato fissato pari al 6,4% in termini reali prima delle imposte.

Sono stati confermati gli incentivi ai nuovi investimenti, prevedendo una maggiore remunerazione rispetto al tasso base (WACC) variabile, in relazione alla tipologia di investimento, dall'1% al 3% e per un periodo da 5 a 15 anni. I ricavi associati ai nuovi investimenti vengono riconosciuti a partire dal secondo anno successivo a quello in cui i costi sono stati sostenuti ("spending") e sono garantiti indipendentemente dai volumi trasportati.

La metodologia di aggiornamento delle tariffe "*price cap*" viene applicata alla sola componente dei ricavi relativa ai costi operativi, pari a circa il 15% dei ricavi di riferimento, che vengono aggiornati con l'inflazione e ridotti di un coefficiente di recupero di produttività annuale fissato pari al 2,1% (3,5% nel precedente periodo regolatorio). Le componenti di ricavo correlate alla remunerazione e agli ammortamenti vengono determinate sulla base dell'aggiornamento annuale del capitale investito netto (RAB). In particolare, nel terzo periodo regolatorio, gli ammortamenti sono sottratti al meccanismo del *price-cap* e calcolati sulla base di una vita utile economico-tecnica delle infrastrutture di trasporto pari a 50 anni (40 anni nel precedente periodo regolatorio).

La struttura tariffaria basata sul modello *entry/exit* è stata confermata anche per il terzo periodo di regolazione, insieme al corrispettivo capacitivo per il servizio di misura.

Il *fuel gas*, infine, viene trattato come un costo *pass-through* riconosciuto in natura dagli utenti ed escluso dal meccanismo del *price-cap*.

Deliberazione ARG/gas 218/10 - "Approvazione delle proposte tariffarie relative ai corrispettivi di trasporto e dispacciamento del gas naturale, del corrispettivo transitorio per il servizio di misura del trasporto gas per l'anno 2011 in attuazione delle disposizioni di cui alla deliberazione dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas 1 dicembre 2009, ARG/gas 184/09".

In base ai criteri descritti, con la deliberazione ARG/gas 218/10, l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas ha approvato le tariffe di trasporto, dispacciamento e misura per l'anno 2011.

Le tariffe sono state determinate sulla base dei ricavi di riferimento riconosciuti, al netto delle quote di terzi, pari a 1.817 milioni di euro (di cui circa 113 milioni di euro relativi agli incentivi per gli investimenti di sviluppo e circa 36 milioni di euro relativi ai ricavi associati ai costi per il servizio di modulazione oraria). I ricavi effettivi dell'anno 2011 hanno tenuto conto della crescita dei volumi trasportati rispetto al valore di riferimento, assunto pari a 75,7 miliardi di metri cubi.

Inoltre, è stato determinato in 54,9 milioni di euro l'importo riconosciuto alla Società in relazione ai maggiori oneri sostenuti per l'acquisto del *fuel gas* nel periodo 1 ottobre 2008 - 31 dicembre 2009.

La RAB al 31 dicembre 2009 per l'attività di trasporto, dispacciamento e misura è di 13,1 miliardi di euro.

Deliberazione ARG/gas 45/11 - "Disciplina del bilanciamento economico del gas naturale".

Con tale deliberazione, pubblicata in data 14 aprile 2011, l'Autorità ha inteso riformare a partire dal 1 luglio 2011, termine posticipato al 1 dicembre 2011 con la deliberazione ARG/gas 81/11 pubblicata in data 23 giugno 2011, la regolazione dei servizi di dispacciamento, trasporto e stoccaggio del gas naturale, introducendo un nuovo regime di bilanciamento basato su criteri di mercato e attribuendo a Snam Rete Gas, in qualità di impresa maggiore di trasporto, il ruolo di Responsabile del Bilanciamento. Tale ruolo prevede l'obbligo da parte di Snam Rete Gas di acquisire, sulla base di criteri di merito economico, le risorse necessarie a garantire la sicura ed efficiente movimentazione del gas dai punti d'immissione ai punti di prelievo, al fine di assicurare il costante equilibrio della rete.

Il provvedimento ha previsto in una prima fase un regime di bilanciamento semplificato che non modifica le vigenti modalità di dispacciamento fisico della rete e si basa sull'utilizzo dello stoccaggio degli utenti come unica risorsa di bilanciamento, selezionata secondo criteri di merito economico. A partire dai primi mesi del 2012, la deliberazione ha inoltre previsto uno sviluppo del quadro regolatorio di riferimento finalizzato all'evoluzione della disciplina del servizio di bilanciamento.


Deliberazione ARG/gas 178/11 - "Approvazione delle proposte tariffarie relative ai corrispettivi di trasporto e dispacciamento del gas naturale e del corrispettivo transitorio per il servizio di misura del trasporto gas per l'anno 2012, in attuazione delle disposizioni di cui alla deliberazione dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas 1 dicembre 2009, ARG/gas 184/09".

L'Autorità con la deliberazione ARG/gas 178/11, ha approvato le tariffe di trasporto, dispacciamento e misura per l'anno 2012.


Le tariffe sono state determinate sulla base dei ricavi di riferimento riconosciuti, al netto delle quote di terzi, pari a 1.862 milioni di euro (di cui circa 113 milioni di euro relativi agli incentivi per gli investimenti di sviluppo e circa 41 milioni di euro relativi ai ricavi associati ai costi per il servizio di modulazione oraria). I ricavi effettivi dell'anno 2012 dovranno tenere conto della crescita dei volumi trasportati rispetto al valore di riferimento, assunto pari a 75,7 miliardi di metri cubi.

La RAB al 31 dicembre 2010 per l'attività di trasporto, dispacciamento e misura è di 13,7 miliardi di euro.





Rigassificazione di
Gas Naturale Liquefatto (GNL)



PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

(milioni di €)	2009	2010	2011	Var.ass.	Var. %
Ricavi della gestione caratteristica (*) (**)	36	35	34	(1)	(2,9)
- di cui ricavi di rigassificazione di GNL	21	24	23	(1)	(4,2)
Costi operativi (**)	27	24	23	(1)	(4,2)
Utile operativo	5	7	7		
Investimenti tecnici	7	3	3		
Volumi di GNL rigassificati (miliardi di metri cubi)	1,32	1,98	1,89	(0,09)	(4,5)
Discariche di navi metaniere (numero)	38	54	50	(4)	(7,4)
Dipendenti in servizio al 31 dicembre (numero)	87	70	74	4	5,7

(*) I ricavi della gestione caratteristica includono il riaddebito ai Clienti degli oneri relativi al servizio di trasporto di gas naturale, fornito da Snam Rete Gas S.p.A.. Ai fini del bilancio consolidato tali ricavi sono elisi, unitamente ai costi del trasporto, in capo a GNL Italia S.p.A. al fine di rappresentare la sostanza dell'operazione.

(**) Prima delle elisioni di consolidamento.

Risultati finanziari

I ricavi di rigassificazione di GNL ammontano a 23 milioni di euro, in riduzione di un milione di euro rispetto all'esercizio 2010. I ricavi sono relativi ai corrispettivi di capacità⁶ (21 milioni di euro) e ai corrispettivi variabili correlati ai volumi di GNL rigassificati (2 milioni di euro).

L'utile operativo ammonta a 7 milioni di euro, invariato rispetto al 2010.

Andamento operativo

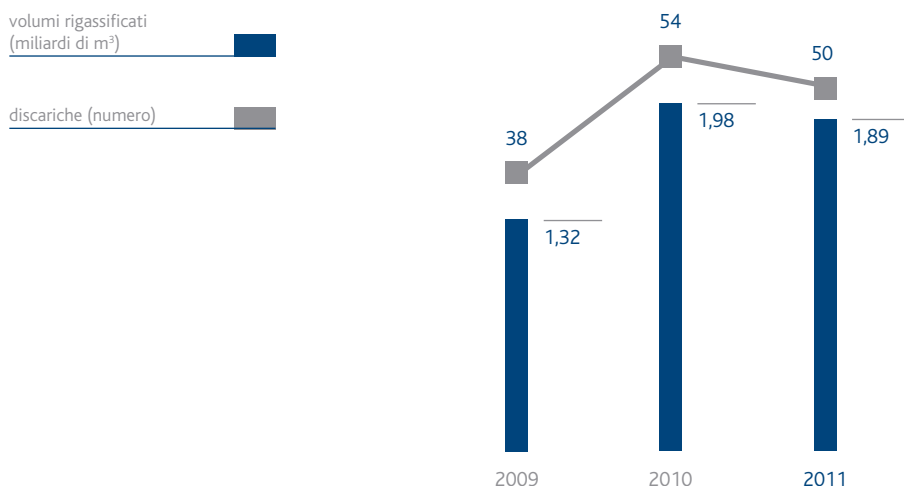
QUANTITATIVI DI GNL RIGASSIFICATO PER UTENTE

(miliardi di m ³)	2009	2010	2011	Var.ass.	Var. %
Enel Trade	1,01	1,28	1,33	0,05	3,9
Eni	0,10	0,22	0,02	(0,20)	(90,9)
Altri	0,21	0,48	0,54	0,06	12,5
	1,32	1,98	1,89	(0,09)	(4,5)

Nel corso del 2011 il terminale GNL di Panigaglia (SP) ha rigassificato 1,89 miliardi di metri cubi di gas naturale (1,98 miliardi di metri cubi nel 2010), effettuando 50 discariche da navi metaniere di vario tipo, di cui una *spot* (54 discariche nel 2010, di cui 3 carichi *spot*).

6 I corrispettivi di capacità includono i ricavi correlati all'impegno di rigassificazione del volume annuo di GNL e una quota di ricavo relativa all'attività di ricezione e scarico delle navi metaniere.

VOLUMI DI GNL RIGASSIFICATI E NUMERO DI DISCARICHE DI NAVI METANIERE



Investimenti tecnici

Gli investimenti tecnici dell'esercizio 2011 ammontano 3 milioni di euro (parimenti nel 2010) ed hanno riguardato principalmente progetti relativi al mantenimento della sicurezza degli impianti dello stabilimento.

Regolamentazione

Deliberazione ARG/gas 92/08 - "Criteri per la determinazione delle tariffe per il servizio di rigassificazione e modifiche alle deliberazioni n. 166/05 e n. 11/07".

Con la deliberazione ARG/gas 92/08, pubblicata in data 9 luglio 2008, l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas ha definito i criteri tariffari per il servizio di rigassificazione validi per il terzo periodo di regolazione (1 ottobre 2008 – 30 settembre 2012).

Ai fini della determinazione dei ricavi di riferimento sono stati sostanzialmente confermati i meccanismi già in vigore nel secondo periodo, ivi compreso il tasso di remunerazione del capitale investito netto, pari al 7,6% in termini reali prima delle imposte. Con riferimento alla struttura tariffaria, è stata mantenuta la ripartizione dei ricavi in una componente correlata alla capacità di rigassificazione ed una componente correlata ai volumi rigassificati, in un rapporto di 90/10 (80/20 nel secondo periodo di regolazione).

L'aggiornamento delle tariffe avviene con una metodologia "price cap" applicata alla sola componente relativa ai costi operativi, con un fattore di recupero di produttività pari allo 0,5%.

La componente dei ricavi correlata alla remunerazione e all'ammortamento viene aggiornata sulla base del ricalcolo annuale del capitale investito, nonché dei ricavi addizionali derivanti dagli incentivi riconosciuti agli investimenti realizzati nei precedenti periodi di regolazione.

I nuovi investimenti sono incentivati tramite il riconoscimento di un tasso di remunerazione maggiorato fino a 3 punti percentuali rispetto al tasso base (WACC) e per una durata fino a 16 anni. Sia l'incremento del tasso di remunerazione, sia la durata, sono differenziati in funzione della tipologia di investimento.

Deliberazione ARG/gas 108/10 - "Approvazione delle proposte tariffarie per il servizio di rigassificazione relative all'anno termico 2010 - 2011 per le società Gnl Italia S.p.A. e Terminale GNL Adriatico S.r.l., in attuazione della deliberazione dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas 7 luglio 2008, ARG/gas 92/08".

Con tale provvedimento, pubblicato in data 19 luglio 2010, l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas ha approvato, ai sensi di quanto previsto dalla deliberazione ARG/gas 92/08, le tariffe relative all'anno termico 2010 - 2011 per il servizio di rigassificazione offerto da GNL Italia.

Le tariffe sono state determinate sulla base dei ricavi di riferimento pari a 25,6 milioni di euro. I ricavi effettivi dell'anno termico 2010 - 2011 hanno tenuto conto dei volumi rigassificati e delle capacità contrattuali. Il capitale investito netto al 31 dicembre 2009 (RAB) risulta pari a 109,7 milioni di euro.

Deliberazione ARG/gas 107/11 – “Approvazione delle proposte tariffarie per il servizio di rigassificazione relative all'anno termico 2011 - 2012 per le società GNL Italia S.p.A. e Terminale GNL Adriatico S.r.l., in attuazione della deliberazione dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas 7 luglio 2008, ARG/gas 92/08”.

Con tale provvedimento, pubblicato in data 2 agosto 2011, l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas ha approvato, ai sensi di quanto previsto dalla deliberazione ARG/gas 92/08, le tariffe relative all'anno termico 2011 - 2012 per il servizio di rigassificazione offerto da GNL Italia.

Le tariffe sono state determinate sulla base dei ricavi di riferimento pari a 26 milioni di euro. I ricavi effettivi dovranno tenere conto dei volumi rigassificati e delle capacità contrattuali. Il capitale investito netto al 31 dicembre 2010 (RAB) risulta pari a 108 milioni di euro.

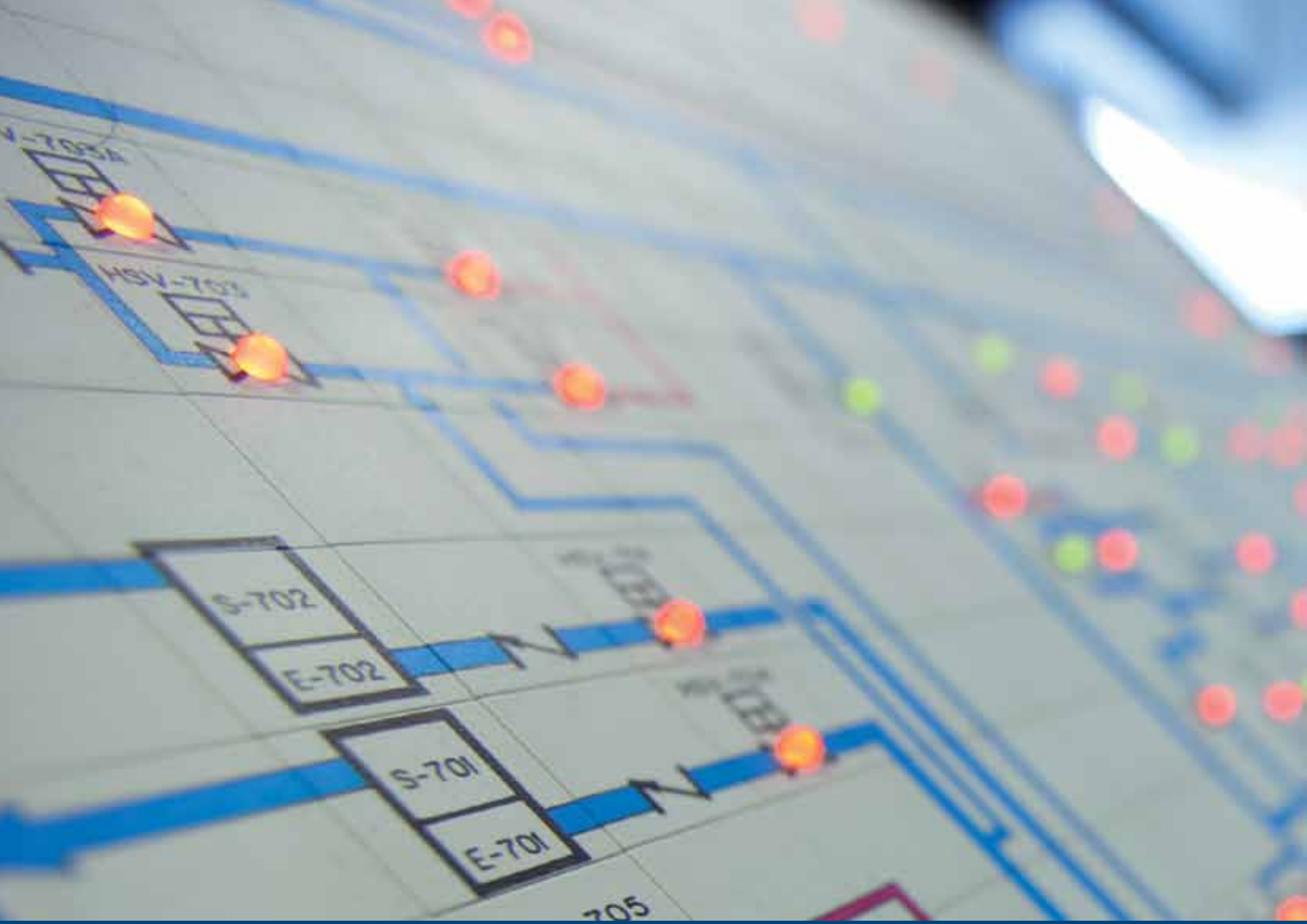
Riflessi sull'attività di rigassificazione per l'evento sul metanodotto La Spezia - Cortemaggiore

A seguito dell'evento sul metanodotto La Spezia - Cortemaggiore verificatosi in data 18 gennaio 2012, l'interruzione della linea non ha consentito di immettere in rete gli usuali quantitativi di volumi rigassificati e di conseguenza, in tali condizioni, la portata immessa dallo stabilimento GNL di Panigaglia è stata pari a circa il 10% della portata nominale. Ciò non ha consentito di svuotare regolarmente i due serbatoi di stoccaggio, in modo da creare lo spazio sufficiente per ricevere i carichi delle navi programmate.

Pertanto non è stato possibile ricevere n. 2 carichi di gas dalle navi in accordo alle date previste; tuttavia, è stato raggiunto un accordo con gli utenti interessati per riprogrammare i carichi stessi in date successive, senza alcuna significativa conseguenza di tipo economico.

L'avvenuto ripristino del metanodotto in data 28 gennaio 2012 ha permesso di ristabilire anche la piena capacità di rigassificazione del Terminale e di ricevere regolarmente tutte le navi previste nel mese di febbraio.





Stoccaggio di gas naturale



PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

(milioni di €)	2009 (*)	2010	2011	Var.ass.	Var.%
Ricavi della gestione caratteristica (**)	161	355	372	17	4,8
- di cui ricavi di stoccaggio di gas naturale	158	349	372	23	6,6
Costi operativi (**)	38	63	64	1	1,6
Utile operativo	92	218	255	37	17,0
Investimenti tecnici	282	252	296	44	17,5
Capitale investito netto al 31 dicembre	2.093	2.258	2.642	384	17,0
Concessioni (numero)	10	10	10		
- di cui operative (***)	8	8	8		
Gas naturale movimentato in stoccaggio (miliardi di metri cubi)	16,52	15,59	15,31	(0,28)	(1,8)
- di cui iniezione	7,81	8,00	7,78	(0,22)	(2,8)
- di cui erogazione	8,71	7,59	7,53	(0,06)	(0,8)
Capacità di stoccaggio complessiva (miliardi di metri cubi)	13,9	14,2	15,0	0,8	5,6
- di cui disponibile (****)	8,9	9,2	10,0	0,8	8,7
- di cui strategico	5,0	5,0	5,0		
Dipendenti in servizio al 31 dicembre (numero)	301	279	278	(1)	(0,4)

(*) I risultati economici dell'esercizio 2009 sono rilevati a partire dal 30 giugno 2009, data di perfezionamento dell'operazione di acquisizione di Stogit da Eni.

(**) Prima delle elisioni di consolidamento.

(***) Con capacità di working gas per i servizi di modulazione.

(****) Capacità di working gas per i servizi di modulazione, minerario e bilanciamento. La capacità disponibile è quella dichiarata all'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas all'inizio dell'anno termico 2011 - 2012, ai sensi della deliberazione ARG/gas 119/10.

Risultati finanziari

I **ricavi di stoccaggio del gas naturale** ammontano a 372 milioni di euro⁷, in aumento di 23 milioni di euro, pari al 6,6%, rispetto all'esercizio 2010. L'aumento è dovuto essenzialmente al contributo degli investimenti effettuati nel 2009 (+29 milioni di euro) e ai volumi di gas movimentati (+6 milioni di euro), i cui effetti sono stati in parte assorbiti dall'aggiornamento tariffario (-15 milioni di euro). I ricavi di stoccaggio si riferiscono allo stoccaggio di modulazione (303 milioni di euro; +7,4%) e allo stoccaggio strategico (66 milioni di euro; -1,5%).

L'**utile operativo** conseguito nel 2011 ammonta a 255 milioni di euro, in aumento di 37 milioni di euro, pari al 17,0%, rispetto all'esercizio 2010. L'aumento è dovuto essenzialmente ai maggiori ricavi di stoccaggio (+23 milioni di euro), al controllo dei costi di gestione, nonché alla riduzione degli ammortamenti (+20 milioni di euro) sui costi stimati attualizzati da sostenere al momento dell'abbandono dei siti di stoccaggio. Tali effetti sono stati parzialmente assorbiti da minori proventi (-3 milioni di euro, al netto del costo del gas venduto) derivanti dalla cessione, nel 2010, di parte del gas strategico non più necessario ai fini della prestazione dei servizi di stoccaggio.

La riduzione degli ammortamenti, in particolare, è connessa all'adeguamento, a partire dal 1 gennaio 2011, con effetto prospettico, del *timing* degli esborsi a fronte degli oneri stimati per lo smantellamento e il ripristino dei siti, che ha comportato un aumento di 20 anni (corrispondenti alla durata delle due possibili proroghe di 10 anni ciascuna⁸) della stima dei tempi previsti per l'estinzione delle obbligazioni.

7 I ricavi di stoccaggio dell'esercizio 2011 includono i ricavi derivanti dal servizio di Bilanciamento utenti – corrispettivo extra punta - ai sensi delle deliberazioni dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas ARG/gas 165/09 e ARG/gas 119/10.

8 Ai sensi dell'articolo 11, comma 1 del D.Lgs. 164/2000 l'attività di stoccaggio del gas naturale in giacimenti o in unità geologiche profonde è svolta su concessione, di durata non superiore a venti anni. La concessione è conferita dal Ministero dello Sviluppo Economico d'intesa, per le concessioni di stoccaggio in terraferma, con la Regione interessata. Il concessionario ha diritto a non più di due proroghe di dieci anni qualora abbia eseguito i programmi di stoccaggio ed adempiuto tutti gli altri obblighi derivanti dalla concessione.

Tale revisione è coerente con la remunerazione riconosciuta ai fini tariffari da parte dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas che, con deliberazione ARG/gas 119/10, ha previsto una specifica quota di ricavo destinata al riconoscimento dei costi di ripristino dei siti di stoccaggio tenendo conto della durata massima della concessione (40 anni dalla data di assegnazione della stessa, incluse le due possibili proroghe) al fine di consentire il pieno recupero dei costi.

Andamento operativo

INVESTIMENTI TECNICI

(milioni di €)	2009	2010	2011	Var.ass.	Var. %
Sviluppo di nuovi campi (incentivo del 4% per 16 anni)	221	144	193	49	34,0
Potenziamento di capacità (incentivo del 4% per 8 anni)	36	74	65	(9)	(12,2)
Mantenimento e altro	25	34	38	4	11,8
	282	252	296	44	17,5

Gli **investimenti tecnici** del 2011 ammontano a 296 milioni di euro, in aumento di 44 milioni di euro, pari al 17,5%, rispetto al 2010.

Gli investimenti sono stati classificati in coerenza con la deliberazione ARG/gas 119/10 dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, che ha individuato differenti categorie di progetti cui è associato un diverso livello di incentivo.

L'87% degli investimenti è previsto benefico di una remunerazione incentivata. La suddivisione per categorie degli investimenti 2011 sarà sottoposta all'Autorità in sede di approvazione della proposta tariffaria per il 2013.

Gli investimenti per i quali è previsto un **incentivo del 4% per sedici anni** (193 milioni di euro) sono relativi alle attività di sviluppo in corso nei campi di Fiume Treste, nonché nel campo di stoccaggio di Bordolano principalmente per l'iniezione del *Cushion Gas*⁹.

Gli investimenti per i quali è previsto un incentivo **del 4% per otto anni** (65 milioni di euro) si riferiscono alle attività in corso relative a progetti di sovrappressione, principalmente nei campi di stoccaggio di Minerbio, Sabbioncello e di Settala.

Gli investimenti di **mantenimento e altro** (38 milioni di euro) riguardano principalmente la realizzazione di opere volte al mantenimento di adeguati livelli di sicurezza e qualità degli impianti e progetti relativi all'implementazione di nuovi sistemi informativi e all'adeguamento di quelli esistenti.

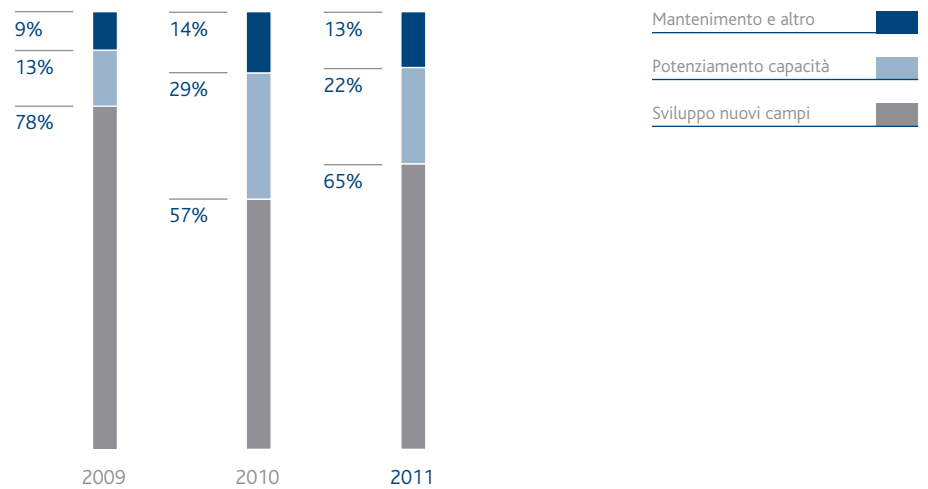
Gas naturale movimentato in stoccaggio

I volumi di gas movimentati nel Sistema di Stoccaggio nell'esercizio 2011 ammontano a 15,31 miliardi di metri cubi, in lieve riduzione (-0,28 miliardi di metri cubi; -1,8%) rispetto ai volumi movimentati nel 2010 (15,59 miliardi di metri cubi). La riduzione è dovuta principalmente alle minori iniezioni di gas per la ricostituzione degli stoccaggi (-0,22 miliardi di metri cubi; -2,75%).

La capacità complessiva di stoccaggio al 31 dicembre 2011, comprensiva dello stoccaggio strategico, è pari a 15 miliardi di metri cubi, in aumento del 5,6% rispetto al 2010. L'aumento è connesso agli investimenti di potenziamento e sviluppo realizzati nelle concessioni di Fiume Treste, Minerbio e Settala.

9 Il *Cushion gas* è il quantitativo minimo indispensabile di gas presente o inserito nei giacimenti in fase di stoccaggio, che ha la funzione di consentire l'erogazione dei restanti volumi di gas senza pregiudicare nel tempo le caratteristiche minerarie dei giacimenti stessi.

INCIDENZA INVESTIMENTI PER INCENTIVO (% sul totale investimento)



GAS NATURALE MOVIMENTATO IN STOCCAGGIO (miliardi di m³)



Decreto di proroga della concessione di stoccaggio di Fiume Treste

Con Decreto Ministeriale del 6 giugno 2011 emanato dalla Direzione Generale per le Risorse Minerarie ed Energetiche, il Ministero dello Sviluppo Economico ha accordato la prima proroga decennale della concessione di stoccaggio di gas naturale di Fiume Treste.

L'istanza di proroga era stata presentata da Stogit il 18 settembre 2009 al Ministero dello Sviluppo Economico che, preso atto del corretto adempimento di tutti gli obblighi derivanti dalla concessione, ha dato corso alla prima proroga decennale prevista dalla normativa, proroga che decorrerà dal 21 giugno 2012.

Regolamentazione

Deliberazione ARG/gas 119/10 - *"Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe del servizio di stoccaggio del gas naturale per il periodo 2011 - 2014 (TUSG): approvazione della parte II "Regolazione delle tariffe per il servizio di stoccaggio di gas naturale per il periodo di regolazione 2011 - 2014 (RTSG)", disposizioni in materia di corrispettivo transitorio per il servizio di misura del trasporto gas per l'anno 2011.* Con tale deliberazione, pubblicata in data 5 agosto 2010, l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas ha emanato i criteri per la definizione delle tariffe di stoccaggio per il terzo periodo di regolazione (1 gennaio 2011 - 31 dicembre 2014).

La valutazione del capitale investito netto (RAB) viene effettuata sulla base della metodologia del costo storico rivalutato. Il tasso di remunerazione (WACC) del capitale investito netto è stato fissato pari al 6,7% in termini reali prima delle imposte.

Sono stati confermati gli incentivi ai nuovi investimenti, prevedendo una maggiore remunerazione rispetto al tasso base (WACC) pari al 4% per una durata pari a 8 anni per i potenziamenti di capacità esistenti e per una durata di 16 anni per lo sviluppo di nuovi campi. I ricavi associati ai nuovi investimenti vengono riconosciuti a partire dal secondo anno successivo a quello in cui i costi sono stati sostenuti (*"spending"*) e sono garantiti indipendentemente dai volumi di gas movimentati.

La metodologia di aggiornamento delle tariffe *"price cap"* viene applicata alla sola componente dei ricavi relativa ai costi operativi, pari a circa il 18% dei ricavi di riferimento, che vengono aggiornati con l'inflazione e ridotti di un coefficiente di recupero di produttività annuale fissato pari a 0,6% (2% sui costi operativi e 1,5% sugli ammortamenti nel precedente periodo regolatorio). Le componenti di ricavo correlate alla remunerazione e agli ammortamenti vengono determinate sulla base dell'aggiornamento annuale del capitale investito netto (RAB). In particolare, nel terzo periodo regolatorio, gli ammortamenti sono sottratti al meccanismo del *price-cap*.

Con tale deliberazione, ai fini dell'applicazione delle tariffe, viene preso a riferimento l'anno solare invece che l'anno termico e viene confermata la tariffa unica a livello nazionale ed il relativo meccanismo di perequazione dei ricavi.

Deliberazione ARG/gas 202/10 - *"Approvazione dei corrispettivi d'impresa e determinazione dei corrispettivi unici per il servizio di stoccaggio e determinazione del corrispettivo transitorio per il servizio di misura del trasporto del gas, relativi all'anno 2011, in attuazione della deliberazione dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas 3 agosto 2010, ARG/gas 119/10"*.

Con tale deliberazione, pubblicata in data 24 novembre 2010, l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas ha approvato le tariffe di stoccaggio nonché i corrispettivi transitori di misura per l'anno 2011, stabilite sulla base di una RAB al 31 dicembre 2009 pari a 3,0 miliardi di euro e di ricavi di riferimento pari a 359,4 milioni di euro.

Deliberazione ARG/gas 106/11 - *"Approvazione dei corrispettivi d'impresa e determinazione dei corrispettivi unici per il servizio di stoccaggio e determinazione del corrispettivo transitorio per il servizio di misura del trasporto del gas, relativi all'anno 2012, in attuazione delle deliberazioni dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas 3 agosto 2010, ARG/gas 119/10 e 23 marzo 2011, ARG/gas 29/11"*.

Con tale deliberazione, pubblicata in data 2 agosto 2011, l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas ha approvato le tariffe di stoccaggio nonché i corrispettivi transitori di misura per l'anno 2012, stabilite sulla base di una RAB al 31 dicembre 2010 pari a 3,2 miliardi di euro e di ricavi di riferimento pari a 388,6 milioni di euro.



Distribuzione di gas naturale

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

(milioni di €)	2009 (*)	2010	2011	Var.ass.	Var.%
Ricavi della gestione caratteristica (**)	406	1.233	1.297	64	5,2
- di cui ricavi di distribuzione di gas naturale	394	1.197	1.263	66	5,5
Ricavi della gestione caratteristica al netto degli effetti dell'IFRIC 12	406	884	937	53	6,0
- di cui ricavi di distribuzione di gas naturale	394	848	903	55	6,5
Costi operativi (**)	147	640	633	(7)	(1,1)
Costi operativi al netto degli effetti dell'IFRIC 12	147	291	273	(18)	(6,2)
Utile operativo	203	455	559	104	22,9
Investimenti tecnici	334	386	394	8	2,1
Capitale investito netto al 31 dicembre	3.419	3.519	3.589	70	2,0
Distribuzione gas (milioni di metri cubi)	7.537	7.953	7.450	(503)	(6,3)
Rete di distribuzione (chilometri)	49.973	50.307	50.301	(6)	
Contatori attivi (milioni)	5.771	5.848	5.897	0,049	0,8
Dipendenti in servizio al 31 dicembre (numero)	3.545	3.119	3.005	(114)	(3,7)

(*) I risultati economici dell'esercizio 2009 sono rilevati a partire dal 30 giugno 2009, data di perfezionamento dell'operazione di acquisizione di Italgas da Eni.

(**) Prima delle elisioni di consolidamento.

Risultati finanziari

I **ricavi di distribuzione di gas naturale** del 2011 ammontano a 1.263 milioni di euro, in aumento di 66 milioni di euro, pari al 5,5% rispetto all'esercizio 2010. Escludendo i ricavi derivanti dall'applicazione dell'IFRIC 12, i ricavi di distribuzione registrano un aumento di 55 milioni di euro, pari al 6,5%. L'aumento è dovuto principalmente al riconoscimento da parte dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, di maggiori ricavi di distribuzione del gas naturale per gli anni termici dal 2005 - 2006 al 2007 - 2008 (32 milioni di euro)¹⁰ e agli effetti (20 milioni di euro) derivanti dall'applicazione del meccanismo di gradualità, introdotto dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas con deliberazione n. 79/09¹¹.

L'**utile operativo** conseguito nel 2011 ammonta a 559 milioni di euro, in aumento di 104 milioni di euro, pari al 22,9%, rispetto all'esercizio 2010. L'aumento è dovuto essenzialmente: (i) ai maggiori ricavi per il servizio di vettoriamento del gas naturale (+55 milioni di euro); (ii) all'incremento degli altri ricavi e proventi (+23 milioni di euro), a seguito principalmente di maggiori plusvalenze derivanti dalla cessione di impianti trasferiti ai comuni concedenti l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale (+12 milioni di euro); (iii) ai minori costi operativi (+18 milioni di euro) a fronte essenzialmente della riduzione degli oneri per esodi agevolati (+17 milioni di euro); (iv) ai minori ammortamenti e svalutazioni (+10 milioni di euro) a seguito dei ripristini di valore (9 milioni di euro) operati su alcuni asset oggetto di svalutazione nel 2010 (10 milioni di euro), in parte assorbiti dall'incremento degli ammortamenti di periodo.

10 Per maggiori informazioni si veda il paragrafo "Regolamentazione - Deliberazione ARG/gas 119/11".

11 In particolare, l'Autorità con tale deliberazione, che ha modificato i criteri tariffari in vigore con la precedente delibera n. 159/08, ha previsto l'introduzione, nel nuovo periodo regolatorio, di un aumento graduale delle tariffe per le componenti tariffarie a copertura degli ammortamenti, che si è aggiunto a quello già previsto per la remunerazione del capitale investito.

Andamento operativo

(milioni di €)	2009	2010	2011	Var. ass.	Var. %
Distribuzione	192	237	215	(22)	(9,3)
Sviluppo e mantenimento Rete	158	196	171	(25)	(12,8)
Sostituzione di tubazioni in ghisa (incentivo del 2%)	34	41	44	3	7,3
Misura (remunerazione dell'8%)	110	112	144	32	28,6
Altri investimenti	32	37	35	(2)	(5,4)
	334	386	394	8	2,1

Gli **investimenti di distribuzione** (215 milioni di euro) hanno riguardato principalmente il rinnovo delle tratte di tubazioni, anche attraverso la sostituzione di tubazioni in ghisa, le estensioni e i potenziamenti della rete di distribuzione.

Gli **investimenti di misura** (144 milioni di euro) hanno riguardato principalmente il piano di sostituzione dei contatori e la telelettura.

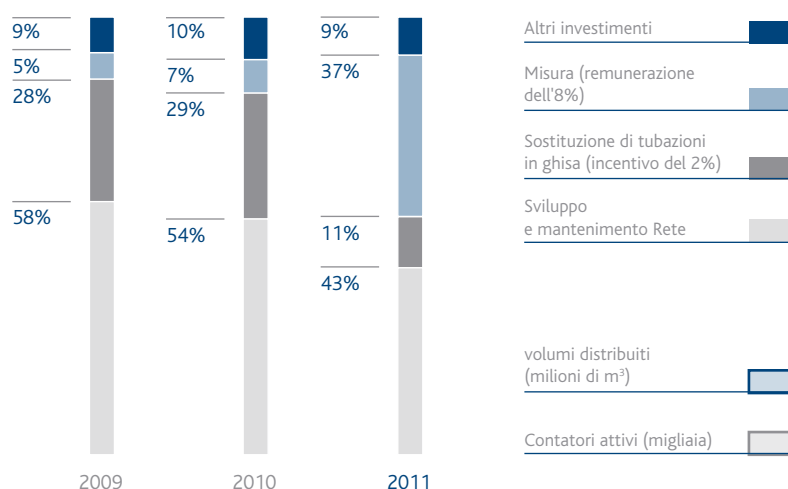
Gli **altri investimenti** (35 milioni di euro) si riferiscono principalmente ad investimenti informatici, immobiliari e altri beni strumentali.

Distribuzione gas

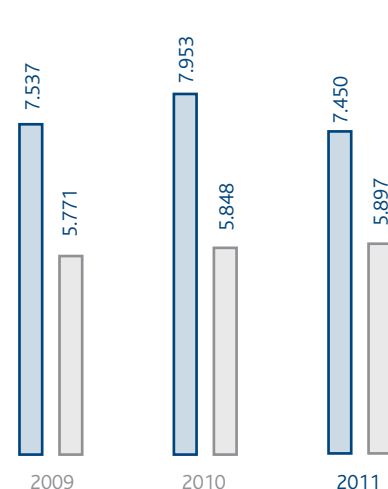
Nel 2011 sono stati distribuiti 7.450 milioni di metri cubi di gas, in riduzione di 503 milioni di metri cubi, pari al 6,3%, rispetto al 2010 per effetto principalmente delle temperature più miti registrate nell'anno. Al 31 dicembre 2011 Snam risulta concessionaria del servizio di distribuzione del gas in 1.449 comuni (1.448 al 31 dicembre 2010), di cui 1.330 in esercizio e 119 con rete da completare e/o da realizzare, con un numero di contatori attivi collocati presso i punti di riconsegna del gas ai clienti finali (famiglie, imprese, ecc.) pari a 5,897 milioni di unità (5,848 al 31 dicembre 2010).

INCIDENZA INVESTIMENTI PER INCENTIVO

(% sul totale investimenti)



CONTATORI ATTIVI E VOLUMI DI GAS



Rete di distribuzione

La rete di distribuzione gas al 31 dicembre 2011 si estende per 50.301 chilometri (50.307 chilometri al 31 dicembre 2010). La lieve riduzione di 6 chilometri è determinata dal saldo tra gli incrementi e le riduzioni della rete. Gli incrementi sono principalmente attribuibili:

- all'aggiudicazione tramite gara della concessione di Ussita (MC);
- alla costruzione di nuove reti, in particolare nella regione Calabria;
- alle estensioni delle reti realizzate a fronte di impegni derivanti dai contratti di concessione.

Decreto Ministeriale per la determinazione degli ambiti territoriali nel settore della distribuzione del gas naturale ("Decreto Ambiti")

Nella Gazzetta Ufficiale del 31 marzo 2011 è stato pubblicato il primo dei quattro decreti ministeriali previsti per la riforma della normativa che regola il settore della distribuzione del gas naturale.

Il Decreto Ambiti, emesso dal Ministero per lo Sviluppo economico di concerto con il Ministero per i Rapporti con le Regioni e la Coesione Territoriale il 19 gennaio 2011, istituisce in particolare ambiti territoriali minimi pluri-comunali (ATEM) con riferimento ai quali dovranno essere necessariamente assegnate le nuove concessioni di distribuzione gas.

Il Decreto individua 177 ATEM definiti con riferimento a territori provinciali, loro ripartizioni nel caso delle province maggiormente popolate o grandi aree metropolitane. E' consentita l'aggregazione volontaria di più ATEM contigui.

Con successivo Decreto Legislativo 1 giugno 2011, n. 93 è stato stabilito che:

- gli Enti Locali che, alla data di entrata in vigore dello stesso D.Lgs., pubblicato in Gazzetta Ufficiale il 28 giugno 2011, in caso di procedura di gara aperta, abbiano pubblicato bandi di gara, o, in caso di procedura di gara ristretta, abbiano inviato anche le lettere di invito, includenti in entrambi i casi la definizione dei criteri di valutazione dell'offerta e del valore di rimborso al gestore uscente, e non siano pervenuti all'aggiudicazione dell'impresa vincitrice, possono procedere all'affidamento del servizio di distribuzione di gas naturale secondo le procedure applicabili alla data di indizione della relativa gara;
- altrimenti, a decorrere dalla medesima data, le gare per l'affidamento del servizio saranno effettuate unicamente per gli ambiti territoriali individuati dal Decreto Ambiti.

Decreto Ministeriale per la salvaguardia degli effetti occupazionali generati dal cambio del gestore del servizio di distribuzione ("Decreto tutela livelli occupazionali")

Il Decreto sulla tutela occupazionale, adottato dal Ministro dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministro del Lavoro e delle Politiche Sociali il 21 aprile 2011 e pubblicato in Gazzetta Ufficiale il 4 maggio 2011, governa gli effetti sociali connessi ai nuovi affidamenti delle concessioni di distribuzione gas.

Il provvedimento prevede, per il gestore subentrante nell'affidamento del servizio, l'obbligo di assunzione del personale del gestore uscente addetto alla gestione degli impianti di distribuzione del gas e di quota parte del personale di staff che svolge funzioni territoriali e centrali.

Tuttavia, al fine di evitare comportamenti opportunistici da parte del gestore uscente e ostacoli al processo di efficienza operativa, l'obbligo di assunzione è limitato ad un numero di addetti inferiore ad un valore di riferimento.

Decreto Ministeriale per l'individuazione dei Comuni che fanno parte di ciascuno dei 177 Ambiti Territoriali Minimi pluri-comunali ("Decreto Determinazione Comuni per ciascun Ambito")

Il Decreto di determinazione dei Comuni rientranti in ciascun Ambito, adottato dal Ministro per lo Sviluppo economico di concerto con il Ministro per i Rapporti con le Regioni e la Coesione Territoriale il 18 ottobre 2011 e pubblicato in Gazzetta Ufficiale il 28 ottobre 2011, determina l'elenco dei Comuni appartenenti a ciascun ambito territoriale del settore della distribuzione del gas naturale.

Inoltre, nel fornire l'elenco dei Comuni, il Decreto aggiunge al nome dell'Ambito, indicato nell'Allegato 1 al Decreto Ambiti, anche una caratterizzazione geografica, qualora assente, al fine di facilitarne l'identificazione.

Decreto Ministeriale per l'individuazione dei criteri attraverso cui verranno indette e aggiudicate le gare d'ambito ("Decreto Criteri di gara")

Il Decreto Criteri di gara, adottato dal Ministro dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministro per i Rapporti con le Regioni e pubblicato in Gazzetta Ufficiale in data 27 gennaio 2012 contiene indicazioni sui requisiti di partecipazione, sui criteri di valutazione delle offerte, sul valore dell'indennizzo da corrispondere al gestore uscente, nonché sul "bando di gara tipo".

Il valore di rimborso ai titolari degli affidamenti e delle concessioni cessanti alla scadenza del periodo transitorio di cui al Decreto Legislativo 23 maggio 2000, n. 164, sarà calcolato in base a quanto stabilito nelle convenzioni, o, se non desumibile, in base ai criteri del Regio Decreto 15 ottobre 1925, n. 2578 (criterio della stima industriale). In caso di contenzioso, sarà riconosciuto al gestore uscente il maggior valore tra la RAB di località e il valore stimato dall'Ente Locale, con eventuale conguaglio a valle della risoluzione del contenzioso. Il gestore subentrante acquisisce la proprietà dell'impianto con il pagamento del valore di rimborso al gestore uscente, ad eccezione delle eventuali porzioni di impianto di proprietà comunale.

Le gare saranno aggiudicate in base all'offerta più vantaggiosa, nel rispetto dei seguenti criteri:

- condizioni economiche;
- criteri di sicurezza;
- criteri di qualità del servizio;
- piani di sviluppo degli impianti.

Concessione di distribuzione nel Comune di Roma Capitale

Italgas gestisce l'attività di distribuzione nel comune di Roma Capitale che presentava, al 31 dicembre 2010, un numero di clienti finali pari a 1,265 milioni.

La relativa concessione è scaduta il 31 dicembre 2009 e in data 26 settembre 2011 è stato pubblicato il bando di gara per l'affidamento del servizio di distribuzione gas nel territorio di Roma Capitale.

Avverso il bando, Italgas ha proposto ricorso avanti il TAR Lazio chiedendone l'annullamento in quanto pubblicato in data successiva al 29 giugno 2011, data definita dal D. Lgs. 93/2011 come termine oltre il quale le gare per l'assegnazione del servizio di distribuzione gas devono essere indette unicamente a livello di ambito territoriale minimo.

Successivamente, in data 21 novembre 2011, sono stati pubblicati all'Albo pretorio di Roma Capitale, gli atti recanti "*Errata corrige ed integrazione bando gara d'appalto*", "*Errata corrige ed integrazione del disciplinare di gara*" ed "*Errata corrige ed integrazione del capitolato d'oneri*".

Anche tali atti però, pur introducendo modifiche ed integrazioni, hanno confermato la prosecuzione della gara avviata e pertanto sono stati oggetto di impugnazione con Motivi Aggiunti all'originario ricorso.

La dichiarazione di inammissibilità del ricorso pronunciata dal TAR Lazio è stata impugnata da Italgas di fronte al Consiglio di Stato. Il Consiglio di Stato, in data 29 febbraio 2012, ha respinto l'appello e confermato l'impugnata sentenza.

Regolamentazione

Deliberazione ARG/gas n. 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). Disposizioni transitorie per l'anno 2009".

Con tale deliberazione, pubblicata in data 17 novembre 2008 (e successive integrazioni), l'Autorità ha definito i criteri tariffari per il servizio di distribuzione e per il servizio di misura per il terzo periodo di regolazione, dal 1 gennaio 2009 al 31 dicembre 2012. In sintesi la delibera prevede:

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

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

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

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

Le componenti di ricavo correlate alla remunerazione e agli ammortamenti vengono determinate sulla base dell'aggiornamento annuale del capitale investito netto (RAB). In particolare, nel terzo periodo regolatorio, gli ammortamenti sono sottratti al meccanismo del *price-cap* e calcolati sulla base di una vita utile economico-tecnica delle infrastrutture di distribuzione pari a 50 anni.

Deliberazione ARG/gas n. 235/10 – "Aggiornamento per l'anno 2011 delle tariffe obbligatorie per l'erogazione dei servizi di distribuzione e misura del gas naturale e delle opzioni tariffarie per il servizio di distribuzione e misura di gas diversi dal naturale a mezzo di reti canalizzate. Avvio di procedimento per il riesercizio del potere di regolazione tariffaria in conformità con le sentenze del TAR Lombardia, Sez. III, 11 ottobre 2010, nn. 6912, 6914, 6915 e 6916. Disposizioni in materia di opzioni tariffarie per il servizio di distribuzione e misura di gas diversi dal naturale a mezzo di reti canalizzate per l'anno 2010".

Con tale deliberazione, pubblicata in data 16 dicembre 2010, l'Autorità ha approvato le tariffe obbligatorie per l'anno 2011 ed ha avviato un procedimento finalizzato all'adozione di modifiche alla regolazione vigente in materia di determinazioni tariffarie per l'erogazione dei servizi di distribuzione e misura del gas naturale e di altri gas, al fine di ottemperare alle sentenze con cui il TAR Lombardia ha accolto

parzialmente i ricorsi presentati da alcuni operatori nei confronti del Testo Unico della regolazione delle tariffe di distribuzione e misura del gas per il periodo 2009 - 2012, approvato con la delibera ARG/gas n. 159/08 e successive integrazioni e modificazioni.

L'Autorità ha pertanto avviato un procedimento per valutare le dovute modifiche alla regolazione tariffaria vigente e, nelle more dello svolgimento di detto procedimento, ha sospeso la determinazione delle tariffe di riferimento per l'anno 2011.

Anche la definitiva approvazione delle tariffe di riferimento per l'anno 2009 e 2010 è stata rimandata ad un successivo provvedimento.

La deliberazione prevede, infine, lo slittamento di un ulteriore anno, cioè a partire dal 2012, dell'introduzione del metodo "MEAV" per la valorizzazione a costi standard degli investimenti ai fini tariffari, nelle more della definizione del relativo prezzario da parte dell'Autorità.

Deliberazione ARG/gas n. 119/11 – "Ottemperanza alle decisioni del Consiglio di Stato del 10 maggio 2007 n. 2242/07 e n. 2243/07 e del TAR Lombardia del 23 aprile 2009 n. 3517/09 e n. 3518/09 in merito alla determinazione del vincolo sui ricavi di distribuzione del gas naturale per le società Napoletana Gas S.p.A. e Toscana Energia S.p.A. per gli anni termici dal 2004 - 2005 al 2007 - 2008 e chiusura del procedimento di cui alla deliberazione dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas 2 agosto 2005 n. 171/05, avviato su istanza della società Italgas S.p.A. per l'anno termico 2005/2006".

Con tale deliberazione, pubblicata in data 13 settembre 2011, l'Autorità ha riconosciuto, a chiusura del procedimento di cui alla deliberazione dell'Autorità n. 171/05, come successivamente modificata ed integrata dalla deliberazione n. 44/07, avviato su istanza della società Italgas S.p.A., la rettifica dei ricavi di distribuzione per gli anni termici dal 2005 - 2006 al 2007 - 2008 per un importo complessivamente pari a 26,5 milioni di euro. Con lo stesso provvedimento l'Autorità ha riconosciuto, in ottemperanza alle decisioni del Consiglio di Stato n. 2242/07 e n. 2243/07 del 10 maggio 2007 e del TAR Lombardia n. 3517/09 e n. 3518/09 del 23 aprile 2009, alle società Toscana Energia S.p.A. e Napoletanagas S.p.A. la rettifica dei ricavi di distribuzione, per gli anni termici dal 2004 - 2005 al 2007 - 2008, limitatamente alla sola componente di gestione (CGD) del vincolo ricavi distribuzione (VRD), quantificata rispettivamente in euro 5,4 milioni e in euro 5,6 milioni. Infine, l'Autorità ha dato mandato alla Cassa conguglio per il settore elettrico (CCSE) di liquidare gli importi relativi alle istanze presentate dalle tre Società tramite il Conto per la perequazione tariffaria distribuzione gas di cui all'articolo 93 dell'Allegato A alla delibera ARG/gas 159/08.

Deliberazione ARG/gas n. 195/11 – "Aggiornamento, per l'anno 2012 delle tariffe obbligatorie per l'erogazione dei servizi di distribuzione e misura del gas naturale e delle opzioni tariffarie per il servizio di distribuzione e misura di gas diversi dal naturale a mezzo di reti canalizzate".

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

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