



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.

I sistemi tariffari per le quattro attività si basano su principi comuni e prevedono, in particolare, che i ricavi di riferimento per la formulazione delle tariffe siano determinati in modo da garantire la copertura dei costi sostenuti dall'operatore e un'equa remunerazione del capitale investito. Le categorie di costi riconosciuti sono tre:

- il costo del capitale investito netto ai fini regolatori RAB (Regulatory Asset Base) attraverso l'applicazione di un tasso di remunerazione dello stesso;
- gli ammortamenti economico - tecnici, a copertura dei costi di investimento;
- i costi operativi, a copertura dei costi di esercizio.

Per gli investimenti di sviluppo, destinati al potenziamento delle infrastrutture, è previsto un incremento del tasso di remunerazione, variabile in base alla tipologia degli investimenti stessi.

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 2012.



| | TRASPORTO | RIGASSIFICAZIONE | STOCCAGGIO | DISTRIBUZIONE |
|---|---|---|---|---|
| Termine periodo di regolazione | • 31 dicembre 2013 | • 30 settembre 2012 <i>Periodo transitorio:</i> 1 ottobre 2012 - 31 dicembre 2013 ^(a) | • 31 dicembre 2014 | • 31 dicembre 2012 <i>Periodo transitorio:</i> 1 gennaio 2013 - 31 dicembre 2013 ^(b) |
| 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% <i>Periodo transitorio:</i> • 8,2% | • 6,7% | • 7,6% (distribuzione) • 8% (misura) <i>Periodo transitorio:</i> • 7,7% (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 |

(a) Con Deliberazione 237/2012/R/gas, l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas ha prorogato per il periodo transitorio 1 ottobre 2012 - 31 dicembre 2013 i criteri per la determinazione delle tariffe di rigassificazione.

(b) Con Deliberazione 436/2012/R/gas, l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas ha prorogato per il periodo transitorio 1 gennaio 2013 - 31 dicembre 2013 i criteri per la determinazione delle tariffe di distribuzione.



SNAM

Trasporto di gas naturale



Premessa

In data 1 gennaio 2012 ha avuto efficacia l'operazione di conferimento del ramo d'azienda "Trasporto, dispacciamento, telecontrollo e misura del gas naturale" da Snam S.p.A. (ex Snam Rete Gas S.p.A.) alla Snam Rete Gas S.p.A. (ex Snam Trasporto S.p.A.), società controllata al 100% che opera, quale Gestore del sistema di trasporto, in continuità a partire dal 1 gennaio 2012.

Il nuovo assetto, in vigore dal 1 gennaio 2012, colloca al vertice del gruppo Snam S.p.A. che detiene il 100% del capitale sociale delle quattro società operative (Snam Rete Gas S.p.A., Gnl Italia S.p.A., Stogit S.p.A. e Italgas S.p.A.) a cui fanno capo, rispettivamente, la gestione e lo sviluppo delle attività di trasporto, rigassificazione, stoccaggio e distribuzione di gas naturale. Alla Snam S.p.A. sono altresì attribuiti compiti di indirizzo strategico, direzione e coordinamento e controllo.

Si precisa che a partire dal 1 gennaio 2012 le informazioni relative alla capogruppo Snam S.p.A. sono allocate al settore di attività "Corporate"⁸. Fino al 31 dicembre 2011, le relative informazioni, non oggetto di rappresentazione separata, erano aggregate all'interno del settore di attività "Trasporto di gas naturale", in coerenza con le attività svolte fino a tale data dalla Capogruppo.

⁸ Ai sensi dell'IFRS 8 "Settori operativi" il settore Corporate non rappresenta un settore operativo. Pertanto, i settori operativi oggetto di informativa separata sono i medesimi dell'esercizio 2011 (Trasporto, rigassificazione, stoccaggio e distribuzione di gas naturale).

RETE GAS

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

| (milioni di €) | 2010 | 2011 | 2012 | Var.ass. | Var.% |
|---|--------|--------|---------------|----------|--------|
| Ricavi della gestione caratteristica (*) (**) | 1.929 | 1.945 | 1.916 | (29) | (1,5) |
| - di cui ricavi di trasporto di gas naturale | 1.873 | 1.867 | 1.902 | 35 | 1,9 |
| Costi operativi (*) (**) | 343 | 387 | 478 | 91 | 23,5 |
| Utile operativo | 1.185 | 1.137 | 1.135 | (2) | (0,2) |
| Investimenti tecnici | 902 | 892 | 700 | (192) | (21,5) |
| - di cui incentivati | 763 | 709 | 557 | (152) | (21,4) |
| - di cui non incentivati | 139 | 183 | 143 | (40) | (21,9) |
| Capitale investito netto al 31 dicembre | 10.404 | 10.686 | 11.119 | 433 | 4,1 |
| Volumi di gas naturale immessi nella Rete Nazionale Gasdotti (miliardi di metri cubi) | 83,31 | 78,30 | 75,78 | (2,52) | (3,2) |
| Rete dei gasdotti (chilometri in esercizio) | 31.680 | 32.010 | 32.245 | 235 | 0,7 |
| - di cui Rete Nazionale | 8.894 | 9.080 | 9.277 | 197 | 2,2 |
| - di cui Rete Regionale | 22.786 | 22.930 | 22.968 | 38 | 0,2 |
| Dipendenti in servizio al 31 dicembre (numero) | 2.636 | 2.755 | 1.978 | (777) | (28,2) |

(*) Prima delle elisioni di consolidamento.

(**) I dati del 2011 includono: (i) i ricavi derivanti dal riaddebito, alle Società controllate, dei costi sostenuti per la prestazione di servizi svolti centralmente dalla Capogruppo (62 milioni di euro); (ii) i proventi derivanti dall'affitto e dalla manutenzione dei cavi di telecomunicazione in fibra ottica (10 milioni di euro). A partire dal 1 gennaio 2012, in coerenza con il nuovo assetto societario del gruppo Snam, i costi ed i ricavi derivanti dalla gestione delle attività sono attribuiti al settore di attività Corporate.

Risultati finanziari

I **ricavi di trasporto di gas naturale** ammontano a 1.902 milioni di euro, in aumento di 35 milioni di euro, pari all'1,9% rispetto all'esercizio 2011. L'aumento è attribuibile essenzialmente al contributo degli investimenti effettuati nel 2010 (+93 milioni di euro), i cui effetti sono stati in parte assorbiti dall'aggiornamento tariffario (-58 milioni di euro) e dai minori volumi di gas trasportato (-8 milioni di euro). Sull'aumento dei ricavi hanno altresì inciso i maggiori ricavi derivanti dalle componenti tariffarie che trovano contropartita nei costi (+8 milioni di euro).

L'**utile operativo** del 2012 di 1.135 milioni di euro si riduce di 2 milioni di euro, pari allo 0,2%, rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. I maggiori ricavi di trasporto (+27 milioni di euro, al netto delle componenti che trovano contropartita nei costi) sono stati più che assorbiti dall'incremento dei costi operativi (-16 milioni di euro, al netto delle componenti che trovano contropartita nei ricavi), a seguito dei maggiori accantonamenti netti al fondo rischi ed oneri (-27 milioni di euro), in parte compensati dalle minori minusvalenze da radiazione di immobilizzazioni (+10 milioni di euro), e dai maggiori ammortamenti (-14 milioni di euro), dovuti principalmente all'entrata in esercizio di nuove infrastrutture.

Andamento operativo

INVESTIMENTI TECNICI

| (milioni di €) | 2010 | 2011 (*) | 2012 | Var. ass. | Var. % |
|---|------------|------------|------------|--------------|---------------|
| Sviluppo | 671 | 601 | 426 | (175) | (29,1) |
| Investimenti con incentivo del 3% | 456 | 495 | 340 | (155) | (31,3) |
| Investimenti con incentivo del 2% | 215 | 106 | 86 | (20) | (18,9) |
| Mantenimento e altro | 231 | 291 | 274 | (17) | (5,8) |
| Investimenti con incentivo dell'1% | 92 | 108 | 131 | 23 | 21,3 |
| Investimenti non incentivati | 139 | 183 | 143 | (40) | (21,9) |
| | 902 | 892 | 700 | (192) | (21,5) |

(*) Alcuni progetti appartenenti precedentemente a categorie di investimenti con incentivo del 2%, sono stati classificati come investimenti con incentivo del 3%. Coerentemente, i corrispondenti valori relativi al 2011 sono stati riclassificati.

Gli **investimenti tecnici** del 2012 ammontano a 700 milioni di euro, in riduzione di 192 milioni di euro, pari al 21,5%, rispetto al 2011 (892 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.

Gli investimenti che è previsto beneficiano di una remunerazione incentivata sono pari all'80% del totale. La suddivisione per categorie degli investimenti 2011 e 2012 sarà sottoposta all'Autorità in sede di approvazione delle proposte tariffarie per gli anni 2013 e 2014. Si precisa che, relativamente all'anno 2014, la suddivisione potrà differire da quella del periodo di regolazione in corso, che terminerà il 31 dicembre 2013.

I principali investimenti per i quali è previsto un **incentivo del 3%** (340 milioni di euro) hanno riguardato:

- il potenziamento delle infrastrutture di trasporto in Valle Padana (183 milioni di euro);
- il potenziamento delle infrastrutture di importazione in Sicilia e Calabria (48 milioni di euro);
- la nuova infrastruttura di trasporto sul versante Adriatico (27 milioni di euro);
- l'allacciamento del terminale di rigassificazione Offshore LNG Toscana (OLT) di Livorno (26 milioni di euro);
- il completamento dei lavori di costruzione del metanodotto Palaia-Collesalveti, in Toscana (16 milioni di euro).

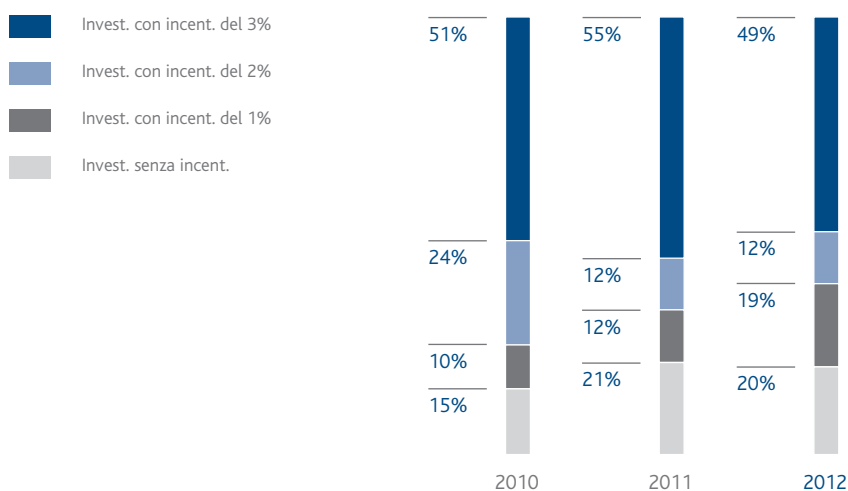
I principali investimenti per i quali è previsto un **incentivo del 2%** (86 milioni di euro) hanno riguardato:

- i lavori di metanizzazione della Regione Calabria (15 milioni di euro);
- il completamento dei lavori di costruzione del metanodotto di collegamento dell'impianto di stoccaggio Edison Gas di Collalto, in Veneto (7 milioni di euro).

I principali investimenti per i quali è previsto un **incentivo dell'1%** (131 milioni di euro) hanno riguardato opere volte al mantenimento dei livelli di sicurezza e qualità degli impianti.

Gli **investimenti non incentivati** (143 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

I volumi di gas sono espressi in Standard metri cubi (Smc) con Potere Calorifico Superiore (PCS) convenzionalmente pari a 38,1 MJ/Smc. Il dato elementare è misurato in energia (MJ) ed è ottenuto moltiplicando i metri cubi fisici effettivamente misurati per il relativo potere calorifico.

DISPONIBILITÀ DI GAS NATURALE

| (miliardi di m ³) | 2010 | 2011 | 2012 | Var.ass. | Var. % |
|--|--------------|--------------|---------------|---------------|--------------|
| Da importazioni | 75,17 | 70,27 | 67,61 | (2,66) | (3,8) |
| Da produzione nazionale | 8,14 | 8,03 | 8,17 | 0,14 | 1,7 |
| Totale gas immesso in Rete | 83,31 | 78,30 | 75,78 | (2,52) | (3,2) |
| Saldo netto prelievi/immissioni stoccaggio (*) | (0,64) | (0,89) | (1,51) | (0,62) | 69,7 |
| Totale disponibilità di gas naturale | 82,67 | 77,41 | 74,27 | (3,14) | (4,1) |

(*) Inteso come saldo tra prelievo da stoccaggio (+) e immissioni in stoccaggio (-) espressi al lordo dei consumi per iniezione/erogazione.

La disponibilità di gas naturale in Italia nel 2012 è stata pari a 74,27 miliardi di metri cubi, in riduzione di 3,14 miliardi di metri cubi (-4,1%) rispetto al 2011.

I quantitativi di gas immesso nella Rete di Trasporto Nazionale sono diminuiti del 3,2%, a 75,78 miliardi di metri cubi (78,30 miliardi di metri cubi nel 2011). La riduzione delle importazioni (-2,66 miliardi metri cubi; -3,8%) è stata solo parzialmente compensata dall'incremento della produzione nazionale (+0,14 miliardi metri cubi; +1,7%).

Il gas naturale immesso nella Rete Nazionale dai campi di produzione nazionale o dai loro centri di raccolta e trattamento è stato pari a 8,17 miliardi di metri cubi, in aumento di 0,14 miliardi di metri cubi, pari all'1,7%, rispetto al 2011.

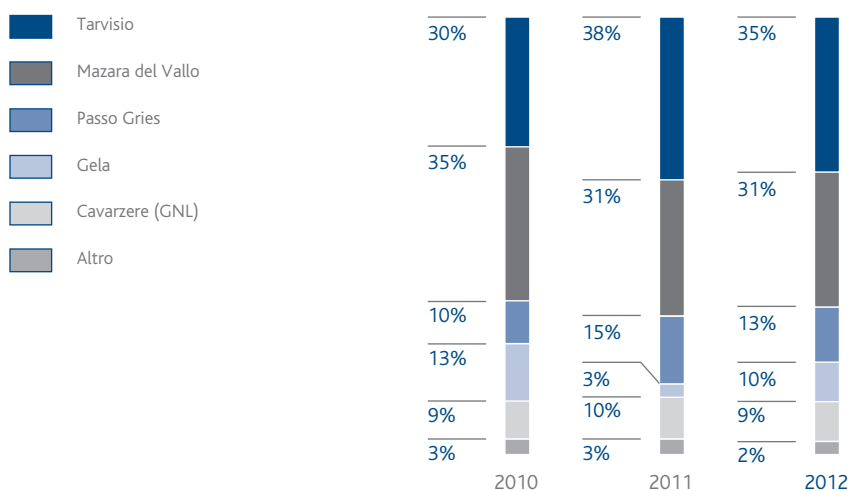
L'analisi delle importazioni per punto di entrata è la seguente:

IMPORTAZIONI PER PUNTI DI ENTRATA

| (miliardi di m ³) | 2010 | 2011 | 2012 | Var.ass. | Var. % |
|-------------------------------|--------------|--------------|--------------|---------------|--------------|
| Punti di entrata | | | | | |
| Tarvisio | 22,49 | 26,45 | 23,85 | (2,60) | (9,8) |
| Mazara del Vallo | 26,29 | 21,55 | 20,82 | (0,73) | (3,4) |
| Passo Gries | 7,83 | 10,86 | 9,03 | (1,83) | (16,9) |
| Gela | 9,41 | 2,34 | 6,47 | 4,13 | |
| Cavarzere (GNL) | 7,04 | 7,02 | 6,17 | (0,85) | (12,1) |
| Panigaglia (GNL) | 1,98 | 1,89 | 1,12 | (0,77) | (40,7) |
| Gorizia | 0,13 | 0,16 | 0,15 | (0,01) | (6,3) |
| | 75,17 | 70,27 | 67,61 | (2,66) | (3,8) |

Con riferimento alle importazioni per punto di entrata, si evidenziano minori volumi immessi dai punti di entrata di Tarvisio (-2,60 miliardi di metri cubi; -9,8%) a seguito del calo delle importazioni di gas proveniente dalla Russia, di Passo Gries (-1,83 miliardi di metri cubi; -16,9%), di Mazara del Vallo (-0,73 miliardi di metri cubi; -3,4%) e dei terminali di rigassificazione di Cavarzere e Panigaglia (rispettivamente -0,85 e -0,77 miliardi di metri cubi), cui fa fronte un aumento delle importazioni dal punto di entrata di Gela (+4,13 miliardi di metri cubi), penalizzato nel 2011 dagli effetti della crisi libica.

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) | 2010 | 2011 | 2012 | Var.ass. | Var. % |
|-------------------------------|--------------|--------------|--------------|---------------|--------------|
| eni | 35,45 | 35,12 | 36,29 | 1,17 | 3,3 |
| Enel Trade | 10,34 | 9,34 | 8,43 | (0,91) | (9,7) |
| Altri | 37,52 | 33,84 | 31,06 | (2,78) | (8,2) |
| | 83,31 | 78,30 | 75,78 | (2,52) | (3,2) |

PRELIEVI DI GAS NATURALE

| (miliardi di m ³) | 2010 | 2011 | 2012 | Var.ass. | Var. % |
|--|--------------|--------------|--------------|---------------|--------------|
| Riconsegna al mercato nazionale | 81,54 | 76,69 | 73,49 | (3,20) | (4,2) |
| Esportazioni e transiti (*) | 0,54 | 0,42 | 0,38 | (0,04) | (9,5) |
| Consumi ed emissioni Snam Rete Gas | 0,47 | 0,27 | 0,27 | | |
| Gas non contabilizzato e altre variazioni (**) | 0,12 | 0,03 | 0,13 | 0,10 | |
| Totale prelievi di gas naturale | 82,67 | 77,41 | 74,27 | (3,14) | (4,1) |

(*) Include le esportazioni verso la Repubblica di San Marino.

(**) Include la variazione dell'invaso rete. 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.

Il gas naturale prelevato dalla Rete di Trasporto Nazionale nel 2012 (74,27 miliardi di metri cubi) è stato destinato principalmente: (i) alla riconsegna agli utenti presso i punti di uscita dalla rete (73,49 miliardi di metri cubi); (ii) alle esportazioni e transiti (0,38 miliardi di metri cubi), principalmente verso la 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).

RICONDUZIONE TRA GAS PRELEVATO DALLA RETE E DOMANDA GAS ITALIA

| (miliardi di m ³) | 2010 | 2011(*) | 2012 | Var.ass. | Var. % (**) |
|--|--------------|--------------|--------------|---------------|--------------|
| Quantitativi prelevati | 82,67 | 77,41 | 74,27 | (3,14) | (4,1) |
| Esportazioni (-) | (0,54) | (0,42) | (0,38) | 0,04 | (9,5) |
| Gas immesso su rete regionale di altri operatori | 0,06 | 0,06 | 0,05 | (0,01) | (2,6) |
| Altri consumi (***) | 0,91 | 0,87 | 0,97 | 0,10 | 11,5 |
| Totale domanda Italia | 83,10 | 77,92 | 74,91 | (3,01) | (3,9) |

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

(**) Le variazioni percentuali sono state calcolate con riferimento ai dati espressi in metri cubi.

(***) 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) | 2010 | 2011 (*) | 2012 | Var.ass. | Var. % (**) |
|-------------------------------|--------------|--------------|--------------|---------------|--------------|
| Residenziale e terziario | 33,91 | 30,82 | 31,19 | 0,37 | 1,2 |
| Termoelettrico | 30,06 | 28,21 | 25,11 | (3,10) | (11,1) |
| Industriale (***) | 17,36 | 17,04 | 16,63 | (0,41) | (2,3) |
| Altro (****) | 1,77 | 1,85 | 1,98 | 0,13 | 7,1 |
| | 83,10 | 77,92 | 74,91 | (3,01) | (3,9) |

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

(**) Le variazioni percentuali sono state calcolate con riferimento ai dati espressi in metri cubi.

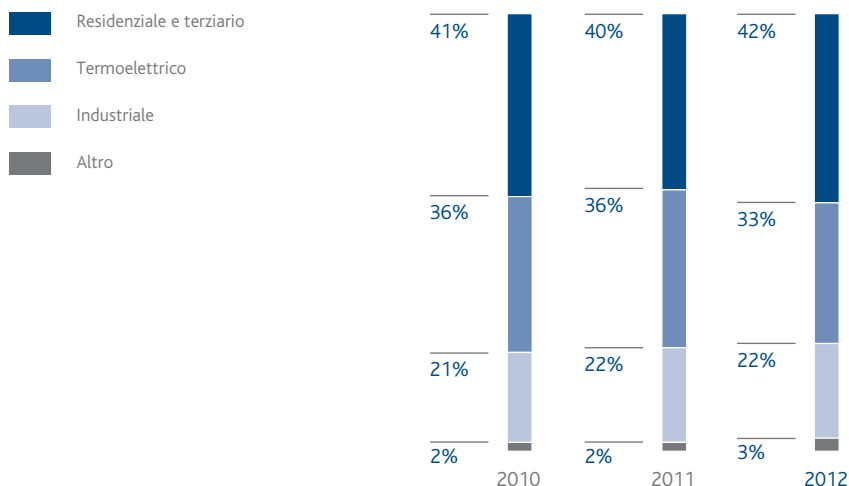
(***) Comprende i consumi dei settori Industria, Agricoltura e Pesca, Sintesi Chimica e Autotrazione.

(****) Include esportazioni e altri consumi.

La domanda di gas in Italia nel 2012 è stata pari a 74,91 miliardi di metri cubi, in riduzione di 3,01 miliardi di metri cubi (-3,9%) rispetto al 2011, a seguito dei minori consumi del settore termoelettrico (-11,1%) e del settore industriale (-2,3%) in parte mitigati dai maggiori consumi del settore residenziale e terziario (+1,2%) dovuti all'effetto climatico.

La domanda di gas naturale in termini normalizzati per la temperatura registra una riduzione del 5,8% rispetto al corrispondente valore del 2011.

DOMANDA GAS PER SETTORE (% sul totale domanda gas)



CAPACITÀ DI TRASPORTO

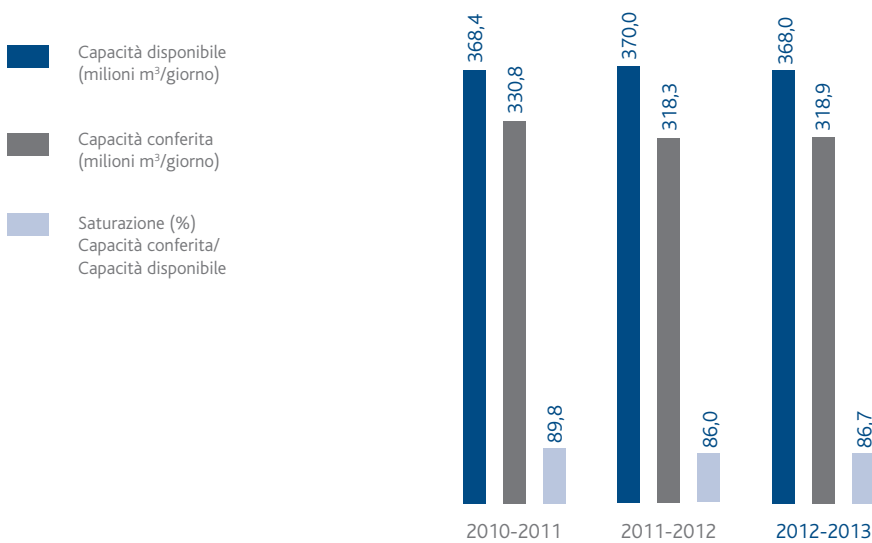
| (milioni di m ³ /giorno) | Anno termico 2010-2011 | | | Anno termico 2011-2012 | | | Anno termico 2012-2013 | | |
|-------------------------------------|------------------------|--------------------|-----------------|------------------------|--------------------|-----------------|------------------------|--------------------|-----------------|
| | Capacità di trasporto | Capacità conferita | Saturazione (%) | Capacità di trasporto | Capacità conferita | Saturazione (%) | Capacità di trasporto | Capacità conferita | Saturazione (%) |
| Punti di entrata | | | | | | | | | |
| Tarvisio | 119,2 | 110,3 | 92,5 | 118,8 | 109,9 | 92,5 | 116,8 | 107,9 | 92,4 |
| Mazara del Vallo | 105,0 | 98,9 | 94,2 | 105,0 | 88,2 | 84,0 | 105,0 | 86,7 | 82,6 |
| Passo Gries | 64,8 | 55,0 | 84,9 | 64,4 | 61,7 | 95,8 | 64,4 | 61,6 | 95,7 |
| Gela | 35,2 | 34,3 | 97,4 | 37,6 | 21,9 | 58,2 | 37,6 | 30,6 | 81,4 |
| Cavarzere (GNL) | 26,4 | 24,6 | 93,2 | 26,4 | 24,6 | 93,2 | 26,4 | 21,0 | 79,5 |
| Panigaglia (GNL) | 13,0 | 7,2 | 55,4 | 13,0 | 11,4 | 87,7 | 13,0 | 11,0 | 84,6 |
| Gorizia | 4,8 | 0,5 | 10,4 | 4,8 | 0,6 | 12,5 | 4,8 | 0,1 | 2,1 |
| | 368,4 | 330,8 | 89,8 | 370,0 | 318,3 | 86,0 | 368 | 318,9 | 86,7 |

La capacità di trasporto della rete ha permesso di soddisfare, anche per l'anno termico 2012 - 2013, tutta la domanda di capacità da parte degli utenti. La capacità di trasporto ad inizio dell'anno termico 2012 - 2013 è pari a 368 milioni di metri cubi/giorno. Nell'anno termico è inoltre stato realizzato il nuovo Punto di Entrata di Livorno la cui capacità è subordinata alla richiesta di conferimento ai sensi della Deliberazione 168/06 dell'AEEG e del Decreto MSE del 24 novembre 2010. 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 questi ultimi è stata inoltre messa a disposizione capacità di trasporto modulata nell'arco dell'anno (introducendo due periodi: estivo ed invernale), nell'ottica di incrementare la capacità di trasporto nel periodo invernale.

Snam Rete Gas ha predisposto il piano di lungo termine delle disponibilità di capacità di trasporto, comunicato al Ministero dello Sviluppo Economico in data 29 giugno 2012 e pubblicato sul sito di Snam Rete Gas all'indirizzo www.snamretegas.it nella sezione Business & Servizi.

Si segnala infine che per il processo di definizione delle capacità di trasporto è stata ottenuta la conferma della certificazione ISO 9001.

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.

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 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 circa 13,7 miliardi di euro.

Deliberazione 403/2012/R/gas - "Certificazione di Snam Rete Gas S.p.A., in qualità di Gestore di Trasporto Indipendente del gas naturale, a seguito del parere della Commissione Europea del 1 agosto 2012 C (2012) 5333".

L'Autorità per l'Energia e il Gas ha completato la procedura di certificazione di Snam Rete Gas come Gestore di Trasporto Indipendente del gas naturale, attestandone la separazione funzionale dall'impresa verticalmente integrata, così come previsto dal Terzo pacchetto europeo (direttiva europea 2009/73/CE) e dal decreto di recepimento 1 giugno 2011, n. 93.

La certificazione (delibera 403/2012/R/gas) è stata adottata a seguito del parere favorevole della Commissione europea sulla certificazione preliminare adottata dall'Autorità (delibera 191/2012/E/GAS). Nella decisione finale, l'Autorità ha confermato tutte le prescrizioni e raccomandazioni poste a carico di Snam Rete Gas con la decisione preliminare di certificazione, al fine di assicurare una gestione neutrale dell'infrastruttura di trasporto dagli interessi nelle attività di produzione e di fornitura. A seguito della certificazione, Snam Rete Gas S.p.A. è quindi autorizzata ad operare, anche a livello europeo, nell'attività di trasporto del gas naturale. A seguito della separazione proprietaria di Snam Rete Gas da eni, nelle modalità definite dal DPCM, l'Autorità dovrà procedere ad una nuova certificazione.

Deliberazione 515/2012/R/gas - "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 2013".

Con tale deliberazione, pubblicata in data 6 dicembre 2012, l'Autorità ha approvato le tariffe di trasporto, dispacciamento e misura per l'anno 2013.

Le tariffe sono state determinate sulla base dei ricavi di riferimento riconosciuti, pari a 1.952 milioni di euro (di cui circa 129 milioni di euro relativi agli incentivi per gli investimenti). I ricavi effettivi dell'anno 2013 dovranno tenere conto dei volumi trasportati rispetto al valore di riferimento, assunto pari a 75,7 miliardi di metri cubi.

La RAB al 31 dicembre 2011 per l'attività di trasporto, dispacciamento e misura è di circa 14,3 miliardi di euro.

In tale deliberazione l'Autorità ha avviato un procedimento, che dovrà essere completato entro il 30 ottobre 2013, finalizzato all'eventuale riconoscimento degli oneri sostenuti dalle imprese di trasporto, relativi ai costi per il recepimento delle misure introdotte dal Decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93 in materia di certificazione dei gestori del sistema di trasporto ed ai costi derivanti dall'implementazione della deliberazione ARG/gas 45/11.

Servizio di bilanciamento - Deliberazioni dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas: ARG/gas 45/11; ARG/gas 155/11; 351/2012/R/gas

Con decorrenza dal 1 dicembre 2011 è divenuta operativa l'attività di bilanciamento del gas naturale, ai sensi della deliberazione ARG/gas 45/11 dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, che attribuisce 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 approvvigionarsi dei quantitativi di gas necessari a bilanciare il sistema ed offerti sul mercato dagli utenti attraverso una piattaforma dedicata del Gestore dei Mercati Energetici (GME), e provvedere al regolamento economico delle posizioni di disequilibrio di bilanciamento dei singoli utenti, attraverso acquisti e vendite di gas sulla base di un prezzo unitario di riferimento (c.d. principio del merito economico).

Snam Rete Gas, in qualità di responsabile del bilanciamento, con riferimento all'anno 2012 ha emesso fatture per oltre 2 miliardi di euro e ricevuto dagli utenti del bilanciamento fatture di pari importo.

La disciplina regolatoria ha previsto specifiche clausole al fine di garantire la neutralità del Responsabile del Bilanciamento ed ha individuato nella Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico (CCSE) il soggetto che, in ultima istanza, dovrà farsi carico di garantire al Responsabile Bilanciamento, ovvero a Snam Rete Gas, il pagamento delle somme non incassate dagli utenti. In particolare, la disciplina regolatoria inizialmente stabilita dall'AEEG con delibera ARG/gas 155/11 prevedeva che gli utenti fossero obbligati a prestare specifiche garanzie a copertura della propria esposizione e, laddove Snam Rete Gas avesse operato diligentemente e non fosse riuscita a recuperare gli oneri connessi all'erogazione del servizio, detti oneri sarebbero stati recuperati attraverso un apposito corrispettivo determinato dall'AEEG. La citata delibera, con riferimento alle partite economiche insorte nell'ambito del sistema di bilanciamento, disponeva che il Responsabile del Bilanciamento avrebbe ricevuto dalla CCSE il valore dei crediti non corrisposti entro il termine del mese successivo a quello di comunicazione⁹.

In considerazione del fatto che il TAR Lombardia ha provvisoriamente sospeso l'efficacia di tale sistema di garanzie nel periodo di tempo compreso tra il 1 dicembre 2011 ed il 31 maggio 2012¹⁰, alcuni utenti hanno operato vendendo ingenti quantitativi di gas approvvigionandosi sul mercato del bilanciamento, non ottemperando al pagamento degli importi dovuti e accumulando, pertanto, un rilevante debito nei confronti di Snam Rete Gas che ha raggiunto nel corso dell'anno un importo pari a circa 400 milioni di euro. Con la deliberazione 282/2012/R/Gas, pubblicata in data 6 luglio 2012, l'Autorità ha avviato un'istruttoria conoscitiva in relazione alle modalità di erogazione del servizio di bilanciamento per il periodo compreso tra il 1 dicembre 2011 e il 31 maggio 2012, da concludersi entro 120 giorni dall'avvio. Con deliberazione 444/2012/R/gas l'Autorità ha successivamente esteso tale periodo al 23 ottobre 2012, e prolungato la durata dell'istruttoria di ulteriori 60 giorni.

L'AEEG, con delibera 351/2012/R/gas del 3 agosto 2012, ha modificato la disciplina dei termini di rimborso prevista dalla delibera 155/11. Nello specifico, la delibera 351/2012/R/gas ha definito le modalità di recupero dei crediti insorti nell'ambito del sistema di bilanciamento nel periodo 1 dicembre 2011 - 31 maggio 2012 stabilendone l'erogazione lungo un periodo minimo di rateizzazione di 36 mesi e con un importo massimo mensile pari a 6 milioni di euro, prevedendo, fra l'altro, il riconoscimento degli interessi maturati a favore di Snam Rete Gas, la cui liquidazione avverrà successivamente alla corresponsione del valore nominale dei crediti. Nel 2012, la Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico (CCSE) ha liquidato a Snam Rete Gas un importo complessivo pari 13 milioni di euro.

Nel mese di dicembre 2012 Snam Rete Gas ha ceduto pro-soluto con notifica il credito verso la CCSE, derivante dalla copertura degli oneri per il servizio di bilanciamento utenti, ai sensi della delibera 351/2012/R/gas del 3 agosto 2012, per un valore nominale di 300 milioni di euro, pari alla sola quota capitale.

9 Da presentare alla CCSE a cura del Responsabile del Bilanciamento decorsi quattro mesi dalla scadenza delle fatture non pagate.

10 Le garanzie sono state reintrodotte dalla Delibera AEEG n. 181/2012/R/gas con efficacia 1 giugno 2012.

Snam Rete Gas ha avviato tutte le azioni necessarie per il recupero dei crediti in relazione alle partite economiche insorte nell'ambito del sistema di bilanciamento.

Snam Rete Gas ha altresì attivato il recupero giudiziale nei confronti di tutti gli utenti morosi, dopo aver risolto i rispettivi contratti di Trasporto per mancato pagamento.

Progetto PRISMA - European Capacity Platform - verso l'integrazione dell'Italia con i principali mercati continentali

In data 4 dicembre 2012, Snam Rete Gas ha sottoscritto a Lipsia l'ingresso, insieme ai principali player europei del settore, nell'azionariato di PRISMA - European Capacity Platform GmbH¹¹, progetto internazionale che consentirà a 19 operatori europei attivi nel trasporto gas in 7 Paesi (Italia, Austria, Belgio, Danimarca, Francia, Germania e Olanda) di offrire la capacità di trasporto attraverso un'unica piattaforma informatica comune a partire dall'aprile 2013.

Il progetto anticipa, su base volontaria, l'implementazione delle disposizioni del futuro Codice di Rete europeo che entrerà in vigore entro il 2014 con l'obiettivo di favorire l'armonizzazione delle regole di accesso e di erogazione dei servizi e facilitare la creazione del mercato interno del gas naturale.

Il Codice di Rete europeo, elaborato dall'ENTSO (European Network of Transmission System Operators for Gas) stabilisce le modalità di conferimento della capacità di trasporto ai punti di interconnessione tra i sistemi degli Stati Membri dell'Unione Europea (c.d. Network Code on Capacity Allocation Mechanisms - CAM NC) prevedendo il conferimento della capacità secondo meccanismi d'asta.

Aderendo al progetto, Snam Rete Gas persegue gli obiettivi di favorire l'integrazione dell'Italia con i principali mercati continentali in linea con i principi del Terzo Pacchetto Energia dell'Unione Europea.

11 Tale denominazione sociale, in vigore dal 1 gennaio 2013, sostituisce la precedente Trac - X Transport Capacity Exchange GmbH.



Rigassificazione di Gas Naturale Liquefatto (GNL)



PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

| (milioni di €) | 2010 | 2011 | 2012 | Var.ass. | Var.% |
|--|------|------|-------------|----------|--------|
| Ricavi della gestione caratteristica (*) (**) | 35 | 34 | 34 | | |
| - di cui ricavi di rigassificazione di GNL | 24 | 23 | 23 | | |
| Costi operativi (**) | 24 | 23 | 25 | 2 | 8,7 |
| Utile operativo | 7 | 7 | 5 | (2) | (28,6) |
| Investimenti tecnici | 3 | 3 | 3 | | |
| Volumi di GNL rigassificati (miliardi di metri cubi) | 1,98 | 1,89 | 1,12 | (0,77) | (40,7) |
| Discariche di navi metaniere (numero) | 54 | 50 | 31 | (19) | (38,0) |
| Dipendenti in servizio al 31 dicembre (numero) | 70 | 74 | 78 | 4 | 5,4 |

(*) 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

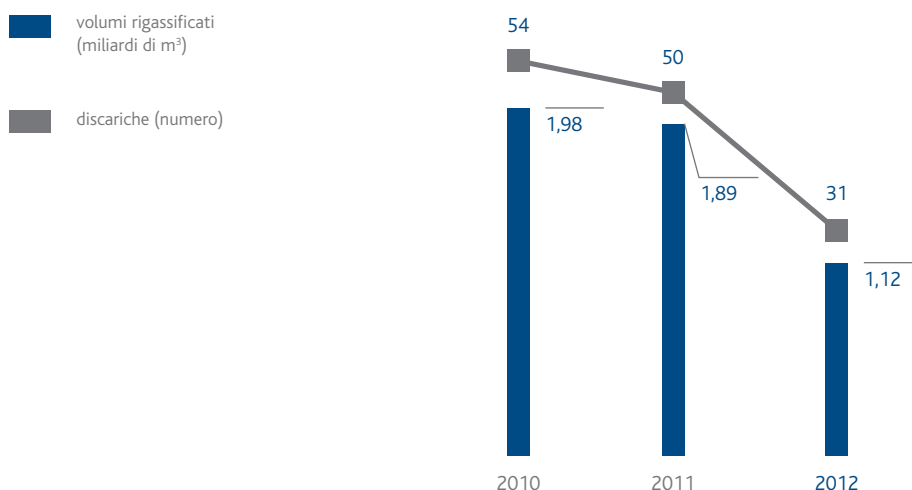
I **ricavi di rigassificazione di GNL** ammontano a 23 milioni di euro, in linea rispetto all'esercizio 2011. I ricavi sono relativi ai corrispettivi di capacità¹² (22 milioni di euro; 21 milioni di euro nel 2011) e ai corrispettivi variabili correlati ai volumi di GNL rigassificati (1 milioni di euro; 2 milioni di euro nel 2011). L'**utile operativo** ammonta a 5 milioni di euro, in riduzione di 2 milioni di euro, pari al 28,6% rispetto al 2011, a seguito essenzialmente dell'incremento dei costi operativi (-2 milioni di euro) dovuto principalmente all'utilizzo per esubero, nel 2011, di parte del fondo rischi a seguito della risoluzione di contenziosi in materia di tributi locali.

¹² 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.

Andamento operativo

Nel corso del 2012 il terminale GNL di Panigaglia (SP) ha rigassificato 1,12 miliardi di metri cubi di gas naturale (1,89 miliardi di metri cubi nel 2011), effettuando 31 scariche da navi metaniere di vario tipo (50 scariche nel 2011).

VOLUMI DI GNL RIGASSIFICATI E NUMERO DI DISCARICHE DI NAVI METANIERE



Investimenti tecnici

Gli investimenti tecnici dell'esercizio 2012 ammontano 3 milioni di euro (parimenti nel 2011) ed hanno riguardato principalmente progetti relativi al mantenimento della sicurezza degli impianti dello stabilimento.

Provvedimenti legislativi

Proroga dell'autorizzazione all'esercizio dello stabilimento di rigassificazione di GNL Italia

Il Decreto legislativo 18 ottobre 2012, n. 179, convertito con modificazioni nella Legge 17 dicembre 2012, n. 221, recante "Ulteriori misure urgenti per la crescita del Paese" (c.d. Sviluppo bis), ha prorogato la durata delle concessioni per la costruzione e l'esercizio dei terminali di rigassificazione di gas naturale liquefatto attualmente in funzione.

In particolare, all'art. 34 comma 19 del citato Decreto, è stabilito che gli impianti per i quali vi sono progetti di ampliamento e sviluppo ancora in fase di autorizzazione, continuano ad essere eserciti fino al completamento delle procedure autorizzative in corso, in virtù dell'originario diritto di concessione, la cui scadenza deve intendersi automaticamente prorogata fino all'anzidetto completamento.

Sulla base di tali disposizioni, l'originaria autorizzazione a costruire ed esercire lo stabilimento di Panigaglia, rilasciata a GNL Italia S.p.A. nel 1968, e che, dopo il prolungamento avvenuto nel 1992, sarebbe scaduta il prossimo 21 maggio 2013, si ritiene prolungata sino alla conclusione del procedimento per l'autorizzazione all'ampliamento della capacità di rigassificazione del sito, tutt'ora in corso.

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.

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 aggiuntivi 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 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 circa 0,1 miliardi di euro.

Deliberazione 237/2012/R/gas – "Proroga dei criteri per la determinazione delle tariffe di rigassificazione per il periodo transitorio ottobre 2012 - dicembre 2013".

Con tale deliberazione, pubblicata in data 8 giugno 2012, l'Autorità ha prorogato gli attuali criteri tariffari del servizio di rigassificazione per il periodo transitorio 1 ottobre 2012 – 31 dicembre 2013 prevedendo, in particolare, l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito riconosciuto, dal 7,6% all'8,2% in termini reali pre - tasse.

Deliberazione 312/2012/R/gas – "Approvazione delle proposte tariffarie per il servizio di rigassificazione, relative al periodo transitorio ottobre 2012 - dicembre 2013, per le società GNL Italia S.p.A. e Terminale GNL Adriatico S.r.l.".

Con tale deliberazione, pubblicata in data 27 luglio 2012, l'Autorità ha approvato le tariffe per il servizio di rigassificazione offerto da GNL Italia, relative al periodo transitorio ottobre 2012 - dicembre 2013. Le tariffe sono state determinate sulla base dei ricavi di riferimento annuali di circa 28 milioni di euro e del riconoscimento di maggiori oneri derivanti da imposte locali, emersi a seguito della risoluzione di contenziosi. I ricavi effettivi dovranno tenere conto dei volumi rigassificati e delle capacità contrattuali. La RAB al 31 dicembre 2011 per l'attività di rigassificazione è fissata pari a circa 0,1 miliardi di euro.

Stoccaggio di gas naturale



PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

| (milioni di €) | 2010 | 2011 | 2012 | Var.ass. | Var. % |
|---|-------|-------|--------------|----------|--------|
| Ricavi della gestione caratteristica (*) | 355 | 372 | 401 | 29 | 7,8 |
| - di cui ricavi di stoccaggio di gas naturale | 349 | 372 | 401 | 29 | 7,8 |
| Costi operativi (*) | 63 | 64 | 69 | 5 | 7,8 |
| Utile operativo | 218 | 255 | 270 | 15 | 5,9 |
| Investimenti tecnici | 252 | 296 | 233 | (63) | (21,3) |
| - di cui incentivati | 218 | 258 | 194 | (64) | (24,8) |
| - di cui non incentivati | 34 | 38 | 39 | 1 | 2,6 |
| Capitale investito netto al 31 dicembre | 2.258 | 2.642 | 2.820 | 178 | 6,7 |
| Concessioni (numero) | 10 | 10 | 10 | | |
| - di cui operative (**) | 8 | 8 | 8 | | |
| Gas naturale movimentato in stoccaggio (miliardi di metri cubi) | 15,59 | 15,31 | 15,63 | 0,32 | 2,1 |
| - di cui iniezione | 8,00 | 7,78 | 8,43 | 0,65 | 8,4 |
| - di cui erogazione | 7,59 | 7,53 | 7,20 | (0,33) | (4,4) |
| Capacità di stoccaggio complessiva (miliardi di metri cubi): | 14,2 | 15,0 | 15,2 | 0,2 | 1,3 |
| - di cui disponibile (***) | 9,2 | 10,0 | 10,7 | 0,7 | 7,0 |
| - di cui strategico | 5,0 | 5,0 | 4,5 | (0,5) | (10,0) |
| Dipendenti in servizio al 31 dicembre (numero) | 279 | 278 | 307 | 29 | 10,4 |

(*) 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 401 milioni di euro¹³, in aumento di 29 milioni di euro, pari al 7,8%, rispetto all'esercizio 2011. L'aumento è dovuto essenzialmente al contributo degli investimenti effettuati nel 2010 (+26 milioni di euro) e a meccanismi di aggiornamento tariffario (+3 milioni di euro), i cui effetti sono stati in parte assorbiti dalla riduzione dei volumi di gas movimentato (-5 milioni di euro). I ricavi di stoccaggio si riferiscono allo stoccaggio di modulazione (335 milioni di euro; +10,6%) e allo stoccaggio strategico (61 milioni di euro; -7,6%).

L'**utile operativo** conseguito nel 2012 ammonta a 270 milioni di euro, si incrementa di 15 milioni di euro, pari al 5,9%, rispetto all'esercizio 2011. I maggiori ricavi di stoccaggio (+26 milioni di euro, al netto dei ricavi che trovano contropartita nei costi), sono stati in parti compensati dall'incremento degli ammortamenti (-7 milioni di euro), a seguito principalmente dell'entrata in esercizio di nuove infrastrutture, e dall'incremento dei costi operativi (-2 milioni di euro, al netto delle componenti che trovano contropartita nei ricavi) dovuto principalmente alla dinamica dei fondi rischi ed oneri.

¹³ Includono i corrispettivi ricevuti da eni ad integrazione dei ricavi di stoccaggio relativi all'anno termico 1 aprile 2011 - 31 marzo 2012 (5 milioni di euro) a fronte dell'accordo sottoscritto tra eni e Stogit relativo alle attività connesse al D.Lgs 130/2010.

Andamento operativo

INVESTIMENTI TECNICI

| (milioni di €) | 2010 | 2011 | 2012 | Var.ass. | Var. % |
|--|------------|------------|------------|-------------|---------------|
| Sviluppo di nuovi campi (incentivo del 4% per 16 anni) | 144 | 193 | 95 | (98) | (50,8) |
| Potenziamento di capacità (incentivo del 4% per 8 anni) | 74 | 65 | 99 | 34 | 52,3 |
| Mantenimento e altro | 34 | 38 | 39 | 1 | 2,6 |
| | 252 | 296 | 233 | (63) | (21,3) |

Gli **investimenti tecnici** del 2012 ammontano a 233 milioni di euro, in riduzione di 63 milioni di euro, pari al 21,3%, rispetto al 2011.

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'83,26% degli investimenti è previsto benefico di una remunerazione incentivata. La suddivisione per categorie degli investimenti 2011 e 2012 sarà sottoposta all'Autorità in sede di approvazione delle proposte tariffarie rispettivamente per l'anno 2013 e 2014.

Gli investimenti per i quali è previsto un **incentivo del 4% per sedici anni** (95 milioni di euro) sono relativi alle attività di sviluppo in corso nel campo di stoccaggio di Bordolano e Fiume Treste, principalmente per l'iniezione del Cushion Gas¹⁴, l'acquisto di materiali e l'esecuzione lavori sugli impianti.

Gli investimenti per i quali è previsto un **incentivo del 4% per otto anni** (99 milioni di euro) si riferiscono alle attività in corso relative a progetti di sovrappressione, principalmente nei campi di stoccaggio di Settala Sabbioncello e Minerbio.

Gli investimenti di **mantenimento e altro** (39 milioni di euro) riguardano principalmente la realizzazione di opere volte al mantenimento di adeguati livelli di sicurezza, qualità ed efficienza degli impianti, all'implementazione di nuovi sistemi informativi e all'adeguamento di quelli esistenti.

Gas naturale movimentato in stoccaggio

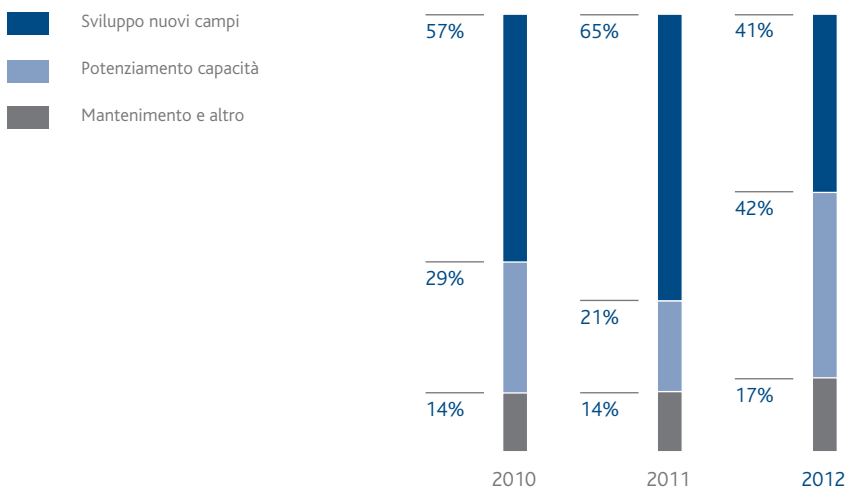
Il gas naturale movimentato nel sistema di stoccaggio nell'esercizio 2012 è pari a 15,63 miliardi di metri cubi, in aumento di 0,32 miliardi di metri cubi, pari al 2,09%, rispetto ai volumi movimentati nel 2011. L'incremento è attribuibile principalmente alle maggiori iniezioni (+0,65 miliardi di metri cubi; +8,35%) per la ricostituzione degli stoccaggi riconducibili all'emergenza climatica verificatasi nel primo trimestre del 2012, parzialmente compensate da minori erogazioni da stoccaggio (-0,33 miliardi di metri cubi; -4,38%). La capacità complessiva di stoccaggio al 31 dicembre 2012, comprensiva dello stoccaggio strategico, è pari a 15,7 miliardi di metri cubi (+0,7 miliardi di metri cubi; +4,7%), di cui 10,7 miliardi di metri cubi relativi alla capacità disponibile conferita (10 miliardi di metri cubi nell'anno termico 2011-2012), 4,5 miliardi di metri cubi relativi allo stoccaggio strategico (5 miliardi di metri cubi nell'anno termico 2011-2012) e 0,5 miliardi di metri cubi relativi alla capacità resasi disponibile dalla riduzione dello stoccaggio strategico.

Tale capacità verrà conferita, come disposto dal D.Lgs. 1 giugno 2011, n. 93, secondo le modalità definite con Decreto ministeriale del 15 febbraio 2013 recante misure in materia di stoccaggio di modulazione, di erogazione di gas naturale, di modalità d'asta e disposizioni in materia di sicurezza del sistema nazionale del gas naturale.

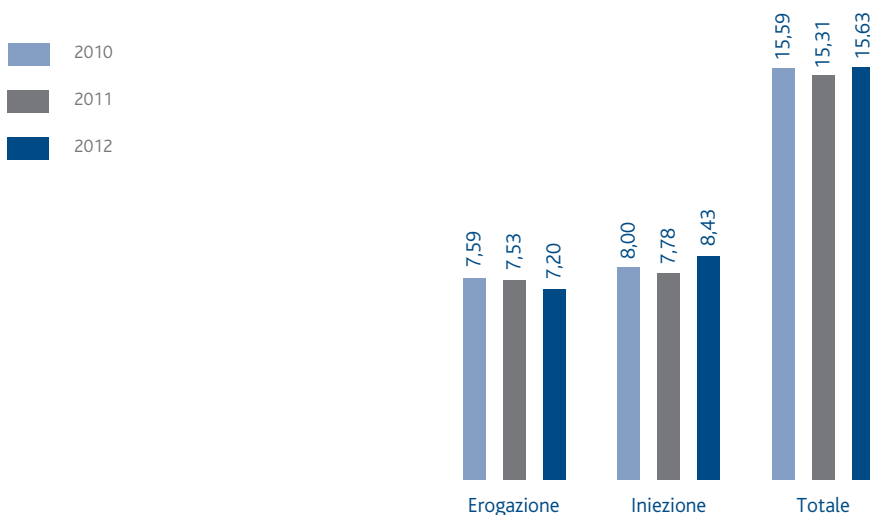
14 Il Cushion Gas è il quantitativo minimo indispensabile di gas presente o inserito nei giacimenti prima della fase di stoccaggio, che ha la funzione di consentire l'erogazione dei restanti volumi di gas senza pregiudicare nel tempo le caratteristiche minerarie dei giacimenti stessi.

Si evidenzia che nell'ambito del regime regolatorio antecedente l'attuale disciplina del bilanciamento, alcuni utenti del servizio di stoccaggio hanno effettuato prelievi di gas strategico non provvedendo al reintegro dei quantitativi prelevati, né al pagamento dei corrispettivi fissati dall'Autorità, accumulando rilevante debito nei confronti della società. In considerazione del quadro normativo (cfr. deliberazione ARG/gas 119/10 art. 10, comma 5 dell'Allegato A), che lascia l'impresa di Stoccaggio in posizione di neutralità rispetto agli effetti derivanti dal prelievo di gas strategico da parte degli utenti, a fronte dei corrispettivi per l'utilizzo del gas strategico non reintegrato, si è provveduto ad iscrivere una passività di pari importo¹⁵.

INCIDENZA INVESTIMENTI PER INCENTIVO (% sul totale investimento)



GAS NATURALE MOVIMENTATO IN STOCCAGGIO (miliardi di m³)



15 A fronte di prelievi da parte di utenti di Stogit di gas strategico non reintegrato dai medesimi nei termini previsti dal Codice di Stoccaggio, Stogit ha avviato nei loro confronti fin dal 2011 numerose iniziative, anche in sede giudiziale. In particolare, per il recupero delle somme dovute, la Società ha richiesto ed ottenuto due decreti ingiuntivi – per uno dei quali, nel giudizio di opposizione, è stata concessa la provvisoria esecuzione – promosso giudizi in sede ordinaria finalizzati ad ottenere un'ordinanza di ingiunzione di pagamento ed avviato un procedimento d'urgenza per il reintegro del gas prelevato, per il quale è in corso il giudizio di merito. Si segnala che tale provvedimento è stato reso improseguibile a causa della presentazione, da parte dell'utente, della domanda di ammissione al concordato preventivo accolta dal Tribunale in data 24 settembre 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%. 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 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 circa 3,2 miliardi di euro e di ricavi di riferimento pari a 388,6 milioni di euro.

Deliberazione 185/2012/R/gas - "Meccanismo di conguaglio dei costi di ripristino dei siti di stoccaggio e modifiche dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas 3 agosto 2010, ARG/gas 119/10".

Con tale deliberazione, pubblicata in data 10 maggio 2012, l'Autorità ha definito un meccanismo di conguaglio delle eventuali differenze risultanti tra l'ammontare complessivo del fondo di ripristino riconosciuto all'impresa di stoccaggio e i costi effettivamente sostenuti per l'attività di ripristino dei siti di stoccaggio.

Deliberazione 313/2012/R/gas - "Approvazione dei corrispettivi d'impresa e determinazione dei corrispettivi unici per il servizio di stoccaggio e del corrispettivo transitorio per l'attività di misura, relativi all'anno 2013".

Con tale deliberazione, pubblicata in data 27 luglio 2012, l'Autorità ha approvato le tariffe di stoccaggio per l'anno 2013. La RAB al 31 dicembre 2011 per l'attività di stoccaggio del gas naturale è pari a circa 3,5 miliardi di euro. Le tariffe per l'attività di stoccaggio relative all'anno 2013 sono determinate sulla base di ricavi di riferimento riconosciuti pari a 437 milioni di euro.



Distribuzione di gas naturale



PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

| (milioni di €) | 2010 | 2011 | 2012 | Var.ass. | Var.% |
|---|--------|--------|---------------|----------|-------|
| Ricavi della gestione caratteristica (*) | 1.233 | 1.297 | 1.434 | 137 | 10,6 |
| - di cui ricavi di distribuzione di gas naturale | 1.197 | 1.263 | 1.398 | 135 | 10,7 |
| Ricavi della gestione caratteristica al netto degli effetti dell'IFRIC 12 | 884 | 937 | 1.109 | 172 | 18,4 |
| - di cui ricavi di distribuzione di gas naturale | 848 | 903 | 1.073 | 170 | 18,8 |
| Costi operativi (*) | 640 | 633 | 698 | 65 | 10,3 |
| Costi operativi al netto degli effetti dell'IFRIC 12 | 291 | 273 | 373 | 100 | 36,6 |
| Utile operativo | 455 | 559 | 626 | 67 | 12,0 |
| Investimenti tecnici | 386 | 394 | 359 | (35) | (8,9) |
| Capitale investito netto al 31 dicembre | 3.519 | 3.589 | 3.859 | 270 | 7,5 |
| Distribuzione gas (milioni di metri cubi) | 7.953 | 7.450 | 7.462 | 12 | 0,2 |
| Rete di distribuzione (**) (chilometri) | 52.530 | 52.516 | 52.586 | 70 | 0,1 |
| Contatori attivi (milioni) | 5.848 | 5.897 | 5.907 | 0,010 | 0,2 |
| Dipendenti in servizio al 31 dicembre (numero) | 3.119 | 3.005 | 3.016 | 11 | 0,4 |

(*) Prima delle elisioni di consolidamento.

(**) A partire dal 2012 il dato fa riferimento ai chilometri di rete gestiti da Italgas. Coerentemente, i corrispondenti valori dei periodi posti a confronto sono stati rideterminati.



Risultati finanziari

I **ricavi di distribuzione di gas naturale** del 2012 ammontano a 1.398 milioni di euro, in aumento di 135 milioni di euro, pari al 10,7% rispetto all'esercizio 2011. Escludendo i ricavi derivanti dall'applicazione dell'IFRIC 12, i ricavi di distribuzione registrano un aumento di 170 milioni di euro, pari al 18,8%. L'aumento è attribuibile principalmente: (i) all'impatto positivo delle delibere 315/2012/R/gas e 450/2012/R/gas dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas¹⁶, che hanno modificato alcuni criteri di determinazione delle tariffe del terzo periodo di regolazione, in particolare eliminando gli effetti della cosiddetta gradualità relativa agli anni 2009, 2010 e 2011 (+143 milioni di euro); (ii) ai meccanismi di aggiornamento tariffario (+59 milioni di euro). Tali effetti sono stati in parte compensati dall'iscrizione, nel 2011, di maggiori ricavi relativi agli anni termici dal 2005 - 2006 al 2007 - 2008 (-32 milioni di euro)¹⁷.

L'**utile operativo** conseguito nel 2012 ammonta a 626 milioni di euro e include accantonamenti al fondo per oneri ambientali (71 milioni di euro) oggetto di indennizzo, al netto dell'effetto fiscale, da eni a Snam, in virtù di accordi stipulati tra le parti in sede di closing dell'operazione di acquisizione di Italgas. Tali oneri, pertanto, non rilevano ai fini del bilancio consolidato. L'aumento di 67 milioni di euro, pari al 12,0% rispetto all'esercizio 2011, è dovuto essenzialmente: (i) ai maggiori ricavi per il servizio di vettoriamento del gas naturale (+170 milioni di euro); (ii) all'incremento degli altri ricavi e proventi (+24 milioni di euro),

¹⁶ Per maggiori dettagli si veda il successivo paragrafo "Regolamentazione".

¹⁷ Ricavi aggiuntivi riconosciuti ai sensi della Deliberazione ARG/gas 119/11 dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas.

a seguito principalmente della cessione di impianti trasferiti ai comuni concedenti l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale; (iii) ai maggiori proventi da prestazioni tecniche di distribuzione (+5 milioni di euro) derivanti essenzialmente dal riconoscimento dei costi relativi alle letture di switch¹⁸. Tali effetti sono stati in parte compensati: (i) dall'incremento dei costi operativi (-100 milioni di euro) attribuibile principalmente ai maggiori accantonamenti netti al fondo per oneri ambientali (-65 milioni di euro) e alle maggiori minusvalenze da cessione di impianti trasferiti ai comuni concedenti l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale (-16 milioni di euro); (ii) dai maggiori ammortamenti e svalutazioni (-29 milioni di euro), riconducibili all'entrata in esercizio di nuove infrastrutture (-16 milioni di euro), ed a svalutazioni di asset (-4 milioni di euro) a fronte di ripristini di valore operati nell'esercizio 2011(-9 milioni di euro).

Andamento operativo

INVESTIMENTI TECNICI

| (milioni di €) | 2010 | 2011 | 2012 | Var.ass. | Var. % |
|---|------------|------------|------------|-------------|---------------|
| Distribuzione | 237 | 215 | 246 | 31 | 14,4 |
| Sviluppo e mantenimento Rete | 196 | 171 | 196 | 25 | 14,6 |
| Sostituzione di tubazioni in ghisa (incentivo del 2%) | 41 | 44 | 50 | 6 | 13,6 |
| Misura (remunerazione dell'8%) | 112 | 144 | 79 | (65) | (45,1) |
| Altri investimenti | 37 | 35 | 34 | (1) | (2,9) |
| | 386 | 394 | 359 | (35) | (8,9) |

Gli **investimenti di distribuzione** (246 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** (79 milioni di euro) hanno riguardato principalmente il piano di sostituzione dei contatori e la telelettura.

Gli **altri investimenti** (34 milioni di euro) si riferiscono principalmente a investimenti informatici, immobiliari e altri beni strumentali.

Distribuzione gas

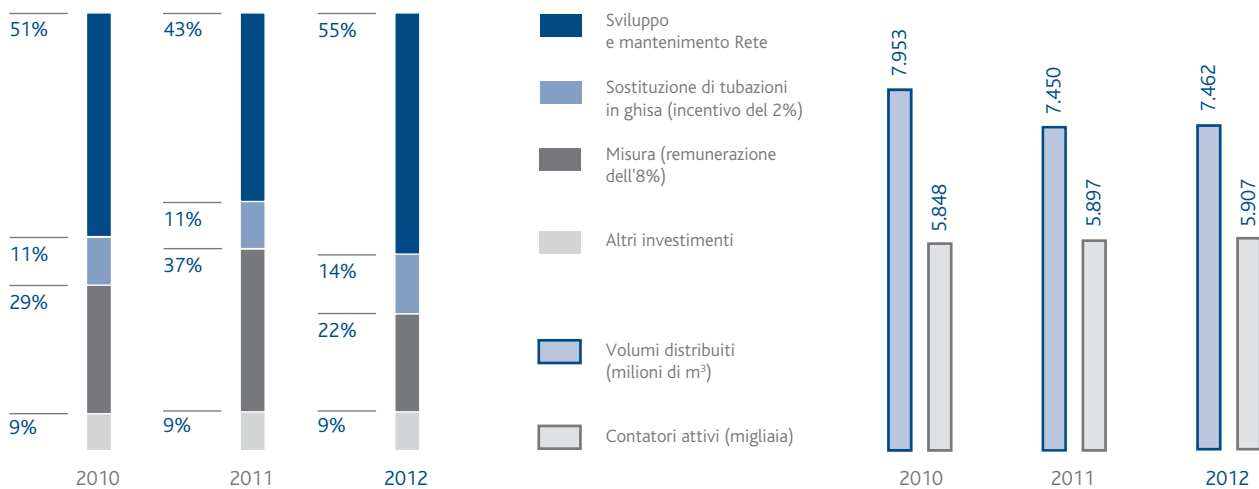
Nel 2012 sono stati distribuiti 7.462 milioni di metri cubi di gas, in aumento di 12 milioni di metri cubi, pari allo 0,2%, rispetto al 2011 a seguito principalmente dell'effetto climatico.

Al 31 dicembre 2012 Snam risulta concessionaria del servizio di distribuzione del gas in 1.435 comuni (1.449 al 31 dicembre 2011), di cui 1.337 in esercizio e 98 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 5,907 milioni di unità (5,897 al 31 dicembre 2011).

¹⁸ La deliberazione ARG/gas 159/08 dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas ha previsto l'introduzione di uno specifico meccanismo di perequazione dei costi di misura, che consenta alle imprese l'equilibrio economico-finanziario, in relazione al fatto che l'effettuazione delle letture di switch viene assicurata obbligatoriamente e gratuitamente.

INCIDENZA INVESTIMENTI PER INCENTIVO (% sul totale investimenti)

CONTATORI ATTIVI E VOLUMI DI GAS



Rete di distribuzione

La rete di distribuzione gas al 31 dicembre 2012 si estende per 52.586 chilometri (52.516 chilometri al 31 dicembre 2011). L'aumento di 70 chilometri è determinato dal saldo tra gli incrementi e le riduzioni della rete.

Gli incrementi sono principalmente attribuibili:

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

Concessione di distribuzione nel Comune di Roma Capitale

Con Determina Dirigenziale n. 1406 del 10 settembre 2012 del Comune di Roma, Italgas si è aggiudicata la gara per l'affidamento del servizio di distribuzione gas nel territorio comunale di Roma Capitale, assicurandosi per una durata di dodici anni la gestione operativa della più importante concessione in Italia per estensione (quasi 5.000 chilometri di rete) e numero di utenze (circa 1,3 milioni di punti di riconsegna). L'affidamento della concessione è stato formalizzato in data 20 novembre 2012.

Sul piano industriale, i principali elementi dell'offerta Italgas hanno riguardato l'estensione della rete di circa 330 chilometri, l'ammodernamento delle condotte e delle strutture esistenti per complessivi 700 chilometri, l'ulteriore miglioramento delle caratteristiche funzionali degli impianti di prelievo e riduzione del gas e la sostituzione dei misuratori esistenti con nuovi apparecchi in telelettura. Oltre a queste specifiche attività tecniche, l'offerta ha anche previsto la realizzazione di una serie di significativi interventi volti al miglioramento dell'efficienza energetica sull'intera rete. Per quanto concerne la sicurezza e la qualità del servizio, Italgas ha offerto il massimo livello previsto nel bando di gara rispetto agli obblighi stabiliti dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, che sono stati presi a riferimento come standard di servizio.

Nel corso del 2012 Italgas e Acea hanno sottoscritto un accordo finalizzato, tra l'altro, alla verifica circa la possibilità di effettuare congiuntamente alcune attività relative alla distribuzione del gas naturale nel territorio comunale di Roma. L'accordo inoltre prevede la facoltà di Acea di richiedere a Italgas di acquistare una quota compresa tra il 5% e il 25% di una società di nuova costituzione conferitaria del ramo d'azienda di Italgas relativo alla distribuzione del gas nel comune di Roma, compatibilmente con la normativa applicabile in materia di concorrenza e subordinatamente all'ottenimento delle necessarie autorizzazioni. Il relativo corrispettivo sarà determinato tenuto conto, tra l'altro, di quanto corrisposto da Italgas al Comune di Roma per l'aggiudicazione della gara del servizio di distribuzione gas sul territorio comunale di Roma.

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 prezzario definito dall'Autorità (metodologia "MEAV" - Modern Equivalent Asset Value, basata sul concetto di costo di sostituzione a nuovo);
- la determinazione, da parte dell'Autorità, delle tariffe di riferimento di ogni impresa, corrispondenti ai costi riconosciuti per remunerazione del capitale investito netto, ammortamenti e costi operativi;
- la suddivisione del territorio nazionale in sei ambiti tariffari e determinazione, da parte dell'Autorità, delle correlate tariffe obbligatorie che i distributori devono applicare agli utenti delle proprie reti;
- l'introduzione di un meccanismo di perequazione, gestito dall'Autorità attraverso la Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico, al fine di garantire l'equivalenza tra i ricavi conseguiti da ciascuna impresa attraverso l'applicazione della tariffa obbligatoria che, ovviamente non riflette i costi specifici di ogni impresa 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).

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.

Deliberazione 315/2012/R/gas - "Modifiche alla regolazione tariffaria per l'erogazione del servizio di distribuzione e misura del gas naturale e di altri gas, in ottemperanza alla sentenza del Consiglio di Stato n. 2521/2012. Rideterminazione delle tariffe di riferimento e delle opzioni tariffarie per i gas diversi dal gas naturale per gli anni 2009 e 2010" e Deliberazione 450/2012/R/gas - "Determinazione delle tariffe di riferimento e rideterminazione delle opzioni tariffarie per i gas diversi dal gas naturale, per gli anni 2011 e 2012, in ottemperanza alla sentenza del Consiglio di Stato n. 2521/2012".

Con tali deliberazioni, l'Autorità ha rideterminato le tariffe di riferimento per gli anni 2009, 2010, 2011 e 2012.

Con riferimento agli anni 2009, 2010 e 2011, l'Autorità ha, tra l'altro, ottemperato alla sentenza del Consiglio di Stato 2521/2012 che ha stabilito, in particolare, l'illegittimità dell'applicazione del meccanismo di gradualità¹⁹ sulla base di un criterio applicato a livello nazionale. Per effetto di tali deliberazioni, relativamente al triennio 2009-2011, sono stati riconosciuti a Italgas ricavi incrementali pari a 143 milioni di euro, di cui 128 milioni di euro incassati alla data del 31 dicembre 2012.

Deliberazione 436/2012/R/gas - Proroga, al 31 dicembre 2013, del periodo di applicazione delle disposizioni contenute nel "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)". Disposizioni transitorie per l'anno 2013.

Con tale deliberazione, pubblicata in data 26 ottobre 2012, l'Autorità ha prorogato gli attuali criteri tariffari del servizio di distribuzione di gas naturale per il periodo transitorio 1 gennaio - 31 dicembre 2013 prevedendo, in particolare l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito riconosciuto per il servizio di distribuzione, dal 7,6% al 7,7% in termini reali pre-tasse e l'aggiornamento delle componenti a copertura dei costi operativi con l'applicazione dei tassi di recupero di produttività adottati per la determinazione delle tariffe 2012, ridotti applicando il decalage previsto dalla deliberazione 315/2012/R/gas.

Con tale deliberazione, pubblicata il 6 novembre 2012, al fine di dare esecuzione alla sentenza del Consiglio di Stato n. 2521/12, l'Autorità ha determinato le tariffe di riferimento per gli anni 2011 e 2012.

Deliberazione 24 dicembre 2012 553/2012/R/gas - "Aggiornamento delle tariffe relative ai servizi di distribuzione e misura del gas per l'anno 2013"

Con tale deliberazione, l'Autorità ha determinato le tariffe di riferimento e le tariffe obbligatorie per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale per l'anno 2013, in coerenza con le disposizioni transitorie definite nella deliberazione 436/2012/R/gas.

¹⁹ In particolare, tale meccanismo prevedeva un adeguamento graduale, nell'arco dei quattro anni del terzo periodo di regolazione, del capitale investito netto e della sua remunerazione e della componente tariffaria a copertura degli ammortamenti qualora fosse risultata una variazione superiore al 5% a livello nazionale tra il capitale investito netto determinato secondo i nuovi criteri del terzo periodo di regolazione e quello che sarebbe risultato dall'aggiornamento del capitale investito netto riconosciuto nel secondo periodo di regolazione. In considerazione del fatto che la variazione del capitale investito netto aggregata a livello nazionale è risultata superiore al 5%, il meccanismo di gradualità ha trovato applicazione per tutte le imprese distributrici. A seguito della citata sentenza, invece, la variazione del capitale investito netto deve essere determinata a livello di singola impresa distributtrice e non più a livello nazionale. Ne consegue che, in caso di variazione del capitale investito netto inferiore al 5%, i relativi adeguamenti tariffari devono essere interamente riconosciuti all'impresa di distribuzione fin dal primo anno del periodo di regolazione e non più dilazionato su un arco temporale di quattro anni.