

Gas & Power

**Principali indicatori di performance/sostenibilità**

		2008	2009	2010
Indice di frequenza infortuni dipendenti	(infortuni/ora lavorate) x 1.000.000	5,30	3,85	3,74
Ricavi della gestione caratteristica ^[a]	(milioni di euro)	37.062	30.447	29.576
Utile operativo		4.030	3.687	2.896
Utile operativo adjusted		3.564	3.901	3.119
- Mercato		1.309	1.721	733
- Business regolati Italia ^[b]		1.732	1.796	2.043
- Trasporto internazionale		523	384	343
Utile netto adjusted		2.648	2.916	2.558
EBITDA pro-forma adjusted		4.310	4.403	3.853
- Mercato		2.271	2.392	1.670
- Business regolati Italia		1.284	1.345	1.486
- Trasporto internazionale		755	666	697
Investimenti tecnici		2.058	1.686	1.685
Capitale investito netto adjusted a fine periodo		22.273	25.024	27.270
ROACE adjusted	(%)	12,2	12,3	9,8
Vendite gas mondo ^[c]	(miliardi di metri cubi)	104,23	103,72	97,06
Vendite di GNL ^[d]		12,0	12,9	15,0
Clienti in Italia	(milioni)	6,63	6,88	6,88
Volumi trasportati in Italia	(miliardi di metri cubi)	85,64	76,90	83,32
Vendite di energia elettrica	(terawattora)	29,93	33,96	39,54
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	11.692	11.404	11.245
Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	14,60	14,60	15,79
Indice di soddisfazione clienti	(scala likert)	7,3	7,8	7,7

[a] Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

[b] Dal 1° gennaio 2010, nel settore d'attività Trasporto si è proceduto all'aggiornamento della vita utile dei metanodotti (da 40 a 50 anni), oggetto di recente revisione ai fini tariffari da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas. La Società, tenuto anche conto dei meccanismi di riconoscimento delle componenti tariffarie legate ai nuovi ammortamenti, ha ritenuto adeguato rideterminare la vita utile di tali asset, allineandola alla durata convenzionale tariffaria. L'impatto sul risultato operativo del 2010 è di 31 milioni di euro.

[c] Include le vendite di gas del settore Exploration & Production pari a 5,65 miliardi di metri cubi (6,00 e 6,17 miliardi di metri cubi nel 2008 e 2009) di cui 2,33 miliardi di metri cubi in Europa (3,36 e 2,57 miliardi di metri cubi nel 2008 e 2009) e 3,32 miliardi di metri cubi nel Golfo del Messico (2,64 e 3,60 miliardi di metri cubi nel 2008 e 2009).

[d] Si riferiscono alle vendite di GNL delle società consolidate e collegate del settore Gas & Power (già incluse nelle vendite gas mondo) e del settore Exploration & Production.

Francia

> Nel dicembre 2010 Eni ha incrementato al 55,2% la propria partecipazione azionaria in Altergaz, società che commercializza gas principalmente nei segmenti retail e middle in Francia, rilevando circa il 15% in mano ai soci fondatori che hanno esercitato il put option right. Per effetto dell'operazione Eni acquisisce il controllo della società.

Brasile: cessione della partecipazione in Gas Brasiliano Distribuidora

> Nel maggio 2010 è stato firmato con un'affiliata di Petrobras il contratto preliminare di compravendita della Gas Brasiliano Distribuidora, società interamente controllata da Eni titolare della concessione di distribuzione e vendita del gas in un'area dello Stato di San Paolo, Brasile. Il contratto è in attesa di ratifica da parte delle competenti autorità brasiliane.

Cessione del 25% del capitale sociale di GreenStream BV

> Nell'aprile 2010 è stato ceduto alla compagnia di Stato libica NOC (National Oil Corporation) il 25% e il controllo della GreenStream BV, la società che possiede e gestisce il gasdotto di importazione del gas naturale dalla Libia all'Italia.

Nuovo modello di pricing e di risk management

> Nel corso del 2010, a fronte del mutato contesto di mercato, Eni ha adottato nuove strategie di pricing e risk management finalizzate alla gestione attiva del margine economico e all'ottimizzazione del valore degli asset (contratti di fornitura gas, base clienti, capacità).

Cessione dei gasdotti internazionali

> Sono in corso le procedure di dismissione delle partecipazioni Eni nei gasdotti di importazione dal Nord Europa e dalla Russia TENP/Transitgas e TAG nell'ambito degli impegni concordati il 29 settembre 2010 con la Commissione Europea per chiudere senza accertamento dell'illecito e, quindi, senza sanzioni, un procedimento antitrust avente ad oggetto asseriti comportamenti anticoncorrenziali nel mercato europeo del gas a carico Eni.

Risultati finanziari

> Nel 2010, l'utile netto adjusted è stato di 2.558 milioni di euro con una flessione del 12,3% rispetto al 2009 dovuto al notevole ridimensionamento della performance dell'attività Mercato, penalizzata dal calo dei margini unitari e dalla forte contrazione dei volumi nel mercato nazionale. Il peggioramento dell'attività Mercato è stato in parte attenuato dalla solida performance operativa dei Business regolati Italia.

> Vendite di gas mondo: considerati i rischi per l'anno 2011 in relazione alla crisi libica (vedi "Evoluzione prevedibile della gestione" a pag. 99), nel prossimo quadriennio Eni prevede di aumentare le vendite di gas in Italia e nei mercati target europei a un tasso medio annuo del 5%. Il conseguimento dei target di vendita farà leva sul rafforzamento della leadership nel mercato europeo, su azioni di marketing volte a consolidare la base clienti in Italia, nonché sulle rinegoziazioni dei contratti di fornitura di lungo termine.

> Il ROACE adjusted è stato del 9,8% (12,3% nel 2009).

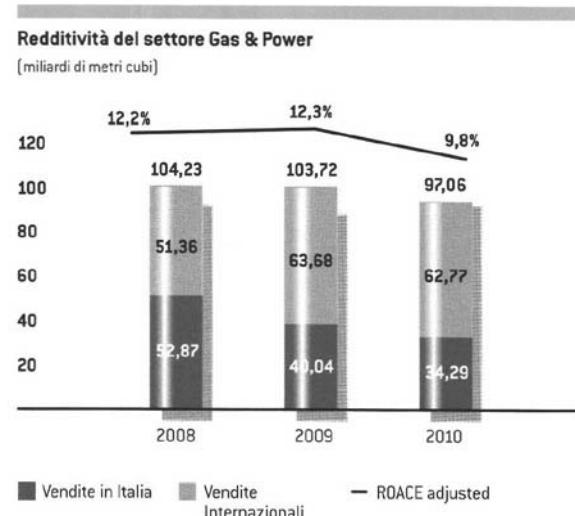
> Sono stati investiti 1.685 milioni di euro per lo sviluppo e il mantenimento delle reti di trasporto e di distribuzione in Italia, l'incremento della capacità di stoccaggio e il programma di miglioramento degli standard di efficienza della generazione elettrica.

Risultati operativi

> Nel 2010 le vendite di gas naturale di 97,06 miliardi di metri cubi hanno registrato una flessione del 6,4% rispetto al 2009 per effetto essenzialmente della rilevante contrazione dei volumi commercializzati in Italia legata all'auto-approvvigionamento di gas da parte dei clienti termoelettrici e all'intensa pressione competitiva sulla clientela industriale e sui grossisti alimentata dall'eccesso di offerta e dalla contenuta dinamica della domanda. Questi effetti negativi sono stati compensati dalla crescita organica in alcuni mercati europei.

> Le vendite di energia elettrica di 39,54 terawattora sono aumentate di 5,58 terawattora rispetto al 2009, pari al 16,4%.

> I volumi di gas trasportati sulla rete in Italia di 83,32 miliardi di metri cubi sono aumentati dell'8,3% rispetto al 2009.



Mercato

Gas Naturale

Approvvigionamenti di gas naturale

I volumi di gas naturale approvvigionati dalle società consolidate sono stati di 82,49 miliardi di metri cubi con una diminuzione rispetto al 2009 di 6,16 miliardi di metri cubi, pari al 6,9%.

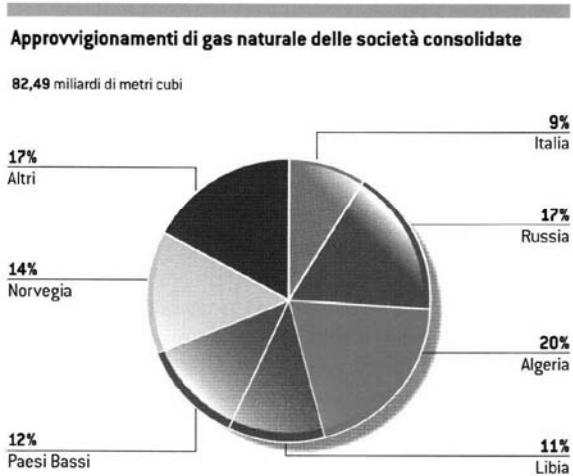
I volumi di gas approvvigionati all'estero (75,20 miliardi di metri cubi dalle società consolidate), importati in Italia o venduti sui mercati esteri, pari a circa il 92% del totale, sono diminuiti di 6,59 miliardi di metri cubi rispetto al 2009 (-8,1%), per effetto essenzialmente della flessione delle vendite, con relativi minori ritiri dalla Russia (-7,73 miliardi di metri cubi) in particolare di gas destinato al mercato italiano, dai Paesi Bassi (-1,57 miliardi di metri cubi) e dalla Norvegia (-1,17 miliardi di metri cubi), quest'ultima anche a seguito dell'incidente occorso alla linea del gasdotto Transitgas nell'agosto 2010. In aumento i ritiri dall'Algeria (+2,41 miliardi di metri cubi) e dal Regno Unito (+1,08 miliardi di metri cubi) e le disponibilità di GNL.

Gli approvvigionamenti in Italia (7,29 miliardi di metri cubi) sono aumentati di 0,43 miliardi di metri cubi rispetto al 2009, pari al 6,3%, anche per effetto della crescita della produzione nazionale.

Nel 2010 i principali flussi approvvigionati di gas equity derivano dalle produzioni: (i) dei giacimenti nazionali (6,7 miliardi di metri cubi); (ii) dei giacimenti libici Wafa e Bahr Essalam la cui produzione è in gran parte importata in Italia attraverso il gasdotto GreenStream. Nel 2010 i due giacimenti hanno fornito 2,5 miliardi di metri cubi in quota Eni; (iii) delle aree nel Mare del Nord britannico e norvegese (2,6 miliardi di metri cubi); (iv) di altre aree europee (della Croazia per 0,4 miliardi di metri cubi).

Considerando anche le vendite dirette del settore Exploration & Production in Europa e nel Golfo del Messico e il GNL approvvigionato al terminale di liquefazione di Bonny in Nigeria, i volumi di gas equity sono stati di circa 20 miliardi di metri cubi e hanno coperto circa il 21% del totale delle disponibilità per la vendita.

Approvvigionamenti di gas naturale	(miliardi di metri cubi)	2008	2009	2010	Var. ass.	Var. %
ITALIA		8,00	6,86	7,29	0,43	6,3
Russia		22,91	22,02	14,29	[7,73]	[35,1]
Algeria (incluso il GNL)		19,22	13,82	16,23	2,41	17,4
Libia		9,87	9,14	9,36	0,22	2,4
Paesi Bassi		9,83	11,73	10,16	[1,57]	[13,4]
Norvegia		6,97	12,65	11,48	[1,17]	[9,2]
Regno Unito		3,12	3,06	4,14	1,08	35,3
Ungheria		2,84	0,63	0,66	0,03	4,8
Qatar (GNL)		0,71	2,91	2,90	[0,01]	[0,3]
Altri acquiretti di gas naturale		4,07	4,49	4,42	[0,07]	[1,6]
Altri acquiretti di GNL		2,11	1,34	1,56	0,22	16,4
ESTERO		81,65	81,79	75,20	[6,59]	[8,1]
Totale approvvigionamenti delle società consolidate		89,65	88,65	82,49	[6,16]	[6,9]
Prelievi (immissioni) da [a] stoccaggio		[0,08]	1,25	[0,20]	[1,45]	..
Perdite di rete, differenze di misura ed altre variazioni		[0,25]	[0,30]	[0,11]	0,19	63,3
DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE		89,32	89,60	82,18	[7,42]	[8,3]
Disponibilità per la vendita delle società consolidate		8,91	7,95	9,23	1,28	16,1
Volumi E&P		6,00	6,17	5,65	[0,52]	[8,4]
TOTALE DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA		104,23	103,72	97,06	[6,66]	[6,4]



Vendite di gas naturale

Le vendite di gas naturale del 2010 sono state di 97,06 miliardi di metri cubi (inclusi gli autoconsumi, le vendite delle società consolidate e le vendite E&P in Europa e nel Golfo del Messico) con una riduzione di 6,66 miliardi di metri cubi rispetto al 2009, pari al 6,4%, dovuta alla rilevante flessione registrata nel mercato nazionale.

Le vendite in Italia sono state di 34,29 miliardi di metri cubi con un decremento di 5,75 miliardi di metri cubi rispetto al 2009 (-14,4%)

a causa dell'auto-approvvigionamento di gas da parte dei clienti termoelettrici (-5,64 miliardi di metri cubi) e all'intensa pressione competitiva sulla clientela industriale (-1,17 miliardi di metri cubi) e sui grossisti (-1,08 miliardi di metri cubi) alimentata dall'eccesso di offerta e dalla contenuta dinamica della domanda. In aumento le vendite PSV e Borsa (+2,28 miliardi di metri cubi) e sostanzialmente invariate a 6,39 miliardi di metri cubi le vendite ai residenziali (+0,09 miliardi di metri cubi rispetto all'esercizio precedente).

Le vendite internazionali di 62,77 miliardi di metri cubi sono in flessione di 0,91 miliardi di metri cubi (-1,4%) a causa in particolare della diminuzione delle vendite agli importatori in Italia (-2,04 miliardi di metri cubi, pari al 19,5%) che hanno risentito dell'eccesso di offerta. Nonostante la pressione competitiva, le vendite nei mercati europei target a 46,08 miliardi di metri cubi hanno registrato un trend positivo (+2,5% con circa un miliardo di metri cubi in più) legato principalmente alla crescita organica con incrementi in Francia (+1,18 miliardi di metri cubi), Nord Europa (inclusa UK, +0,91 miliardi di metri cubi), Germania/Austria (+0,31 miliardi di metri cubi), Penisola Iberica (+0,30 miliardi di metri cubi) parzialmente assorbiti dalle flessioni in Turchia (-0,84 miliardi di metri cubi), Belgio (-0,80 miliardi di metri cubi) e Ungheria (-0,22 miliardi di metri cubi).

Le vendite nei mercati extra europei (2,60 miliardi di metri cubi) sono in aumento di 0,54 miliardi di metri cubi (+26,2%).

Le vendite Exploration & Production in Europa e Stati Uniti (5,65 miliardi di metri cubi) sono in flessione di 0,52 miliardi di metri cubi.

Vendite di gas per mercato	[miliardi di metri cubi]	2008	2009	2010	Var. ass.	Var. %
ITALIA		52,87	40,04	34,29	(5,75)	(14,4)
Grossisti		7,52	5,92	4,84	(1,08)	(18,2)
Gas release		3,28	1,30	0,68	(0,62)	(47,7)
PSV e borsa		1,89	2,37	4,65	2,28	96,2
Industriali		9,59	7,58	6,41	(1,17)	(15,4)
PMI e terziario		1,05	1,08	1,09	0,01	0,9
Termoelettrici		17,69	9,68	4,04	(5,64)	(58,3)
Residenziali		6,22	6,30	6,39	0,09	1,4
Autoconsumi		5,63	5,81	6,19	0,38	6,5
VENDITE INTERNAZIONALI		51,36	63,68	62,77	(0,91)	(1,4)
Resto d'Europa		43,03	55,45	54,52	(0,93)	(1,7)
Importatori in Italia		11,25	10,48	8,44	(2,04)	(19,5)
Mercati europei		31,78	44,97	46,08	1,11	2,5
Penisola Iberica		7,44	6,81	7,11	0,30	4,4
Germania - Austria		5,29	5,36	5,67	0,31	5,8
Belgio		5	14,86	14,06	(0,80)	(5,4)
Ungheria		2,82	2,58	2,36	(0,22)	(8,5)
Nord Europa		3,21	4,31	5,22	0,91	21,1
Turchia		4,93	4,79	3,95	(0,84)	(17,5)
Francia		2,66	4,91	6,09	1,18	24,0
Altro		0,86	1,35	1,62	0,27	20,0
Mercati extra europei		2,33	2,06	2,60	0,54	26,2
E&P in Europa e nel Golfo del Messico		6,00	6,17	5,65	(0,52)	(8,4)
TOTALE VENDITE GAS MONDO		104,23	103,72	97,06	(6,66)	(6,4)

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Vendite di gas per entità	(miliardi di metri cubi)	2008	2009	2010	Var. ass.	Var. %
Vendite delle società consolidate		89,32	89,60	82,00	[7,60]	[8,5]
Italia [inclusi autoconsumi]	52,82	40,04	34,23	[5,81]	[14,5]	
Resto d'Europa	35,61	48,65	46,74	[1,91]	[3,9]	
Extra Europa	0,89	0,91	1,03	0,12	13,2	
Vendite delle società collegate [quota Eni]		8,91	7,95	9,41	1,46	18,4
Italia	0,05	-	0,06	0,06		
Resto d'Europa	7,42	6,80	7,78	0,98	14,4	
Extra Europa	1,44	1,15	1,57	0,42	36,5	
E&P in Europa e nel Golfo del Messico		6,00	6,17	5,65	[0,52]	[8,4]
TOTALE VENDITE GAS MONDO	104,23	103,72	97,06	[6,66]	[6,4]	

GNL

Nel 2010, le vendite di GNL [15 miliardi di metri cubi] sono in aumento di 2,1 miliardi di metri cubi, pari al 16,3%. In particolare le vendite di GNL del settore Gas & Power [11,2 miliardi di metri cubi,

incluse nelle vendite gas mondo] sono aumentate di 1,4 miliardi di metri cubi rispetto al 2009 essenzialmente per incremento dell'attività di commercializzazione e trading.

Vendite di GNL	(miliardi di metri cubi)	2008	2009	2010	Var. ass.	Var. %
Vendite G&P		8,4	9,8	11,2	1,4	14,3
Italia	0,3	0,1	0,2	0,1	100,0	
Resto d'Europa	7,0	8,9	9,8	0,9	10,1	
Extra Europa	1,1	0,8	1,2	0,4	50,0	
Vendite E&P		3,6	3,1	3,8	0,7	22,6
<i>Terminali:</i>						
Bontang [Indonesia]	0,7	0,8	0,7	[0,1]	[12,5]	
Point Fortin [Trinidad & Tobago]	0,5	0,5	0,6	0,1	20,0	
Bonny [Nigeria]	2,0	1,4	2,2	0,8	57,1	
Darwin [Australia]	0,4	0,4	0,3	[0,1]	[25,0]	
	12,0	12,9	15,0	2,1	16,3	

Energia elettrica**Disponibilità di energia elettrica**

Eni produce energia elettrica presso i siti di Ferrera Erbognone, Ravenna, Livorno, Taranto, Mantova, Brindisi, Ferrara e Bolgiano. Nel 2010 la produzione di energia elettrica è stata di 25,63 terawattora con un incremento di 1,54 terawattora rispetto al 2009, pari al 6,4%, per effetto essenzialmente delle maggiori produzioni presso i siti di Brindisi e Livorno.

Al 31 dicembre 2010 la potenza installata in esercizio è di 5,3 gigawatt¹ (5,3 gigawatt nel 2009).

Nel 2010 a completamento delle disponibilità di energia elettrica ha contribuito la maggiore attività di commercializzazione [+4,04 terawattora, pari al 40,9%] per effetto dei maggiori acquisti in borsa a condizioni favorevoli.

Entro il 2014 Eni prevede di completare il programma di espansione della capacità di generazione con l'obiettivo di una potenza instal-

lata in esercizio di 5,7 gigawatt. Il programma di sviluppo prevede il revamping della centrale di Bolgiano di recente acquisizione (Eni 100%), l'upgrading della centrale di Taranto (Eni 100%), la realizzazione di una nuova centrale a biomasse nell'ambito di un progetto Eni di riqualificazione industriale del sito di Porto Torres.

Vendite di energia elettrica

Nel 2010 le vendite di energia elettrica [39,54 terawattora] sono state destinate ai clienti del mercato libero (70%), borsa elettrica (18%), siti industriali (8%) e altro (4%).

L'incremento del 16,4% rispetto al 2009 è dovuto essenzialmente alla parziale ripresa della domanda elettrica e alla crescita del portafoglio clienti, e hanno riguardato principalmente le vendite sul mercato libero [+2,74 terawattora] che hanno beneficiato dell'incremento dell'attività di trading, nonché i maggiori volumi scambiati sulla borsa elettrica [+2,43 terawattora].

[1] Capacità disponibile a conclusione delle attività di smantellamento degli impianti obsoleti.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

		2008	2009	2010	Var. ass.	Var. %
Acquisti di gas naturale	[milioni di metri cubi]	4.530	4.790	5.154	364	7,6
Acquisti di altri combustibili	[migliaia di tep]	560	569	547	[22]	[3,9]
Produzione di energia elettrica	[terawattora]	23,33	24,09	25,63	1,54	6,4
Produzione di vapore	[migliaia di tonnellate]	10.584	10.048	10.983	935	9,3

Disponibilità di energia elettrica	[terawattora]	2008	2009	2010	Var. ass.	Var. %
Produzione di energia elettrica		23,33	24,09	25,63	1,54	6,4
Acquisti di energia elettrica [a]		6,60	9,87	13,91	4,04	40,9
		29,93	33,96	39,54	5,58	16,4
Mercato libero		22,89	24,74	27,48	2,74	11,1
Borsa elettrica		3,82	4,70	7,13	2,43	51,7
Siti		2,71	2,92	3,21	0,29	9,9
Altro [a]		0,51	1,60	1,72	0,12	7,5
Vendite di energia elettrica		29,93	33,96	39,54	5,58	16,4

[a] Includono gli sbilanciamenti di rete positivi e negativi.

Business regolati Italia

Trasporto e rigassificazione di gas naturale

I volumi di gas naturale trasportati in Italia [83,32 miliardi di metri cubi] sono in aumento di 6,42 miliardi di metri cubi rispetto al 2009 per effetto essenzialmente della ripresa della domanda gas in Italia.

Nei 2010 il terminale GNL di Panigaglia (La Spezia) ha rigassificato 1,98 miliardi di metri cubi di gas naturale (1,32 miliardi di metri cubi nel 2009).

Volumi di gas naturale trasportati [a] e rigassificati in Italia	[miliardi di metri cubi]	2008	2009	2010	Var. ass.	Var. %
Volumi trasportati		85,64	76,90	83,32	6,42	8,3
Volumi rigassificati		1,52	1,32	1,98	0,66	50,0

[a] Comprendono le quantità immesse negli stoccataggi nazionali.

Attività di stoccaggio

Nell'ambito dell'attività di stoccaggio sono stati erogati 7,59 miliardi di metri cubi di gas (-1,12 miliardi di metri cubi rispetto al 2009) e sono stati immessi in giacimento 8 miliardi di metri cubi (+0,19 miliardi di metri cubi rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente).

Nel 2010 la capacità complessiva di stoccaggio è stata pari a 14,2 miliardi di metri cubi di cui 5 destinata allo stoccaggio strategico. La quota di capacità di modulazione utilizzata dai clienti terzi è stata pari a circa il 71% (70% nel 2009).

		2008	2009	2010	Var. ass.	Var. %
Capacità di stoccaggio complessiva:	[miliardi di metri cubi]	13,7	13,9	14,2	0,3	2,2
- di cui strategico		5,1	5,0	5,0		
- di cui disponibile		8,6	8,9	9,2	0,3	3,4
Capacità di stoccaggio: quota utilizzata da Eni	[%]	39	30	29	[1]	[3,3]
Quantitativi di gas naturale movimentati in stoccaggio:	[miliardi di metri cubi]	11,57	16,52	15,59	[0,93]	[5,6]
- movimentato in iniezione		6,30	7,81	8,00	0,19	2,4
- movimentato in erogazione		5,27	8,71	7,59	[1,12]	[12,9]
Clienti servizi di stoccaggio	[numero]	48	56	60	4	7,1

Principali iniziative di sviluppo

Gas naturale

Francia

Nel dicembre 2010 Eni ha incrementato al 55,2% la propria partecipazione azionaria in Altergaz, società che commercializza gas principalmente nei segmenti retail e middle in Francia, rilevando circa il 15% in mano ai soci fondatori che hanno esercitato il put option right. Per effetto dell'operazione Eni acquisisce il controllo della società.

Cessione della partecipazione in Gas Brasiliano Distribuidora

Il 27 maggio 2010 Eni ha firmato il contratto preliminare di vendita della partecipazione totalitaria nella società Gas Brasiliano Distribuidora, che distribuisce e commercializza gas naturale in Brasile, a Petrobras Gás, compagnia interamente controllata da Petróleo Brasileiro ("Petrobras"). Il corrispettivo della cessione ammonta a circa 250 milioni di dollari. Il perfezionamento dell'operazione è soggetto all'approvazione delle competenti autorità brasiliane.

Business del GNL

USA - Cameron In considerazione delle mutate condizioni di mercato, il 1º marzo 2010 Eni ha ridefinito con la società americana Cameron LNG i termini del contratto, originariamente stipulato nel 2005, relativo all'acquisto di capacità di rigassificazione presso il terminale entrato in esercizio nel terzo trimestre del 2009. Il contratto prevede che Eni abbia a disposizione un send-out giornaliero di 572.000 milioni di btu/g [circa 5,7 miliardi di metri cubi anno] e uno stoccaggio dedicato pari a 160.000 metri cubi di GNL, elementi questi che consentiranno a Eni di disporre di una maggiore flessibilità nello sfruttare la stagionalità della domanda.

Inoltre, il 3 marzo 2011 Eni USA Gas Marketing Llc ha ottenuto dal Department of Energy americano l'autorizzazione ad esportare GNL originariamente importato negli USA dall'estero. Tale autorizzazione rappresenta un ulteriore strumento di flessibilità che consentirà di sfruttare i differenziali di prezzo esistenti tra il mercato americano e quello europeo.

Il progetto Brass di sviluppo delle riserve di gas Eni in Africa Occidentale destinate al terminale di Cameron ha start-up atteso nel 2016.

Progetto South Stream

Il 18 giugno 2010 Eni e Gazprom hanno firmato un Memorandum of Understanding che prevede l'ingresso della società francese EDF nel progetto South Stream. EDF acquisirà una partecipazione nella joint venture impegnata nella pianificazione e realizzazione di un nuovo sistema di trasporto di gas russo destinato ai mercati europei attraverso la rotta Mar Nero e Bulgaria.

Cessione del 25% del capitale sociale di GreenStream BV

Il 27 aprile 2010, Eni ha ceduto alla compagnia di Stato libica NOC (National Oil Corporation) il 25% del capitale sociale di GreenStream BV, la società che possiede e gestisce il gasdotto di importazione del gas naturale dalla Libia all'Italia. Per effetto della cessione che ha determinato la riduzione della partecipazione Eni in GreenStream al 50% e dei nuovi patti parasociali, Eni ha perso il controllo della società che pertanto è stata deconsolidata a partire dal 1º maggio 2010. La società nel 2010 ha trasportato circa 9 miliardi di metri cubi.

Interruzione del gasdotto GreenStream

Dal 22 febbraio u.s., in considerazione della crisi attualmente in atto in Libia, alcune attività di produzione petrolifera, di gas naturale e le forniture tramite il gasdotto GreenStream sono state sospese. Gli impianti non hanno subito alcun danneggiamento e tali sospensioni non pregiudicano la capacità di Eni di assicurare ai propri clienti l'approvvigionamento di gas.

Regolamentazione

D.Lgs. 13 agosto 2010, n. 130 recante misure per la maggior concorrenzialità nel mercato del gas naturale ed il trasferimento dei benefici risultanti ai clienti finali ai sensi dell'art. 30, commi 6 e 7, della Legge 23 luglio 2009, n. 99

In attuazione delle disposizioni della Legge 99/2009 ("Legge Sviluppo") il 13 agosto 2010 è stato approvato dal Consiglio dei Ministri il Decreto Legislativo che introduce limiti alle quote di mercato all'ingrosso per i soggetti che immettono gas nella rete nazionale di trasporto, in sostituzione dei vigenti "tetti antitrust" originariamente introdotti dal Decreto Legislativo n. 164 del 2000 e in scadenza a fine 2010, e individua nuove misure volte a promuovere una maggiore concorrenzialità nel mercato del gas naturale. Il decreto prevede che la quota di mercato detenuta da ciascun operatore sia calcolata incrementando la quota delle immissioni per tenere conto degli acquisti al PSV e delle vendite di gas destinato al mercato italiano operate a monte dei punti di ingresso in Italia. Tale quota di mercato potrà dunque assumere valori non inferiori alla quota di immissione in rete. Gli operatori del mercato del gas saranno tenuti a limitare la propria quota di mercato ad una soglia massima del 40% dei consumi nazionali. Meccanismi di gas release a prezzi regolamentati sono previsti in caso di superamento di tale limite. È prevista inoltre la possibilità di elevare la soglia al 55% a fronte dell'assunzione di impegni di potenziamento e sviluppo della capacità di stoccaggio per 4 miliardi di metri cubi in cinque anni. Eni ha assunto tale impegno e dovrà obbligatoriamente: (i) consentire a clienti industriali, aggregazioni di imprese, consorzi di clienti finali e produttori di energia elettrica la partecipazione alla realizzazione dell'infrastruttura di stoccaggio, tramite finanziamenti diretti o, in alternativa, la stipula di contratti di durata pluriennale relativi all'erogazione dei servizi di stoccaggio; (ii) impegnarsi a contribuire per il 50% al meccanismo di anticipazione dei benefici a condizioni economiche definite da Ministero e Autorità per l'energia elettrica e il gas. Il Decreto ha la finalità di trasferire ai clienti finali dei benefici derivanti dalla maggiore apertura del mercato, incentiva l'incremento della capacità di stoccaggio, a sostegno della sicurezza degli approvvigionamenti e di una maggiore flessibilità del sistema gas, prevedendo anche un contributo compensativo a favore dei comuni sul cui territorio vengono realizzati i nuovi campi di stoccaggio; esso, inoltre, prevede che nel 2011 venga resa operativa da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas la disciplina del bilanciamento di merito economico nel mercato del gas naturale. Gli impatti dell'introduzione delle misure ivi previste sui risultati economico-finanziari del Gruppo dipendono fortemente dalle norme attuative dello stesso ancora in via di definizione.

Delibera ARG/gas 89/10 – Modifica dei criteri per la determinazione e l'aggiornamento delle tariffe al mercato tutelato

Il 18 giugno 2010, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha pubblicato la delibera ARG/gas 89/10 che per l'anno termico 1° ottobre 2010 - 30 settembre 2011 prevede una riduzione del 7,5% della componente energia legata ai costi di approvvigionamento [QE], riconosciuta nella tariffa di fornitura del gas naturale per il servizio di tutela che riguarda i clienti residenziali e i condomini con consumi non superiori a 200.000 metri cubi. Considerato che l'intervento sulla QE non consente un'adeguata copertura dei costi di approvvigionamento del gas valutati con riferimento a un portafoglio efficiente di contratti di approvvigionamento di lungo termine, Eni ha presentato ricorso contro la delibera ARG/gas 89/10. Tale ricorso si inquadra nell'ambito del contenzioso amministrativo in corso che ha visto nel novembre 2010 la pubblicazione della decisione del TAR della Lombardia di annullamento della Delibera 79/07 dell'AEEG che istituisce il meccanismo di indicizzazione del costo della materia prima nelle forniture ai clienti tutelati.

Piattaforma di negoziazione per l'offerta gas

Il 18 marzo 2010 il Ministero dello Sviluppo Economico (MSE) ha pubblicato il Decreto che ha dato avvio, a partire dal 10 maggio 2010, alla piattaforma di negoziazione per l'offerta gas, un mercato organizzato per gli scambi di gas naturale volto al conseguimento di una maggiore concorrenzialità e flessibilità nel mercato all'ingrosso. La gestione e l'organizzazione della piattaforma negoziale sono assegnate al Gestore del Mercato Elettrico (GME). Sulla piattaforma, sono trattati i volumi di gas connessi all'adempimento da parte degli importatori di gas italiani da Paesi extra-UE degli obblighi sanciti dal Decreto Legge n. 7/2007 (si tratta di quote, variabili dal 5% al 10%, del gas importato sulla base di contratti di approvvigionamento da Paesi extra-UE per i quali la necessaria autorizzazione ministeriale è stata rilasciata dopo il gennaio 2007) nonché la vendita dei volumi corrispondenti alle royalty dovute allo Stato (e alle regioni Basilicata e Calabria) da parte dei titolari delle concessioni di coltivazione nazionali. Nel rispetto di tali obblighi Eni è tenuta a offrire sulla piattaforma circa 200 milioni di metri cubi relativamente alle importazioni effettuate negli anni termici 1° ottobre 2008 - 30 settembre 2009 (per una quota residua) e 1° ottobre 2009 - 30 settembre 2010, nonché circa 215 milioni di metri cubi per le royalty relative al 2009. È inoltre lasciata facoltà agli operatori, anche diversi dagli importatori, di trattare sulla piattaforma ulteriori volumi di gas rispetto ai quantitativi obbligatori secondo modalità di offerta e di consegna stabilite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas. Da dicembre 2010 il GME ha, inoltre, assunto la funzione di controparte centrale delle transazioni concluse dagli operatori sul mercato del gas naturale (articolato in mercato del

giorno prima e mercato infragiornaliero) dove gli operatori possono acquistare e vendere quantitativi di gas naturale a pronti.

Direttiva 2009/73/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale

Il 13 luglio 2009 è stata emanata la III Direttiva gas per l'ulteriore fase di apertura del mercato comune del gas (Direttiva 2009/73/CE). In particolare la Direttiva stabilisce che gli Stati membri, in cui il sistema di trasporto appartiene a un'impresa verticalmente integrata operante nella commercializzazione del gas, entro il 3 marzo 2011 optino tra due possibili modalità attraverso le quali garantire l'indipendenza del trasportatore. I modelli di separazione tra cui optare sono:

- [i] separazione proprietaria, nelle forme alternative di:
 - Ownership Unbundling [OU]. Le società che detengono la proprietà delle reti e effettuano la gestione delle attività di trasporto sono proprietariamente separate dalle imprese verticalmente integrate che svolgono le attività di approvvigionamento/produzione e vendita;
 - Independent System Operator [ISO]. Le imprese verticalmente integrate mantengono la proprietà delle reti affidandone la gestione ad un soggetto terzo;
- [ii] separazione funzionale rafforzata:
 - Independent Transmission Operator [ITO]. Le imprese verticalmente integrate mantengono il controllo delle società che gestiscono l'attività di trasporto e che detengono la proprietà delle reti, a condizione di garantire l'indipendenza decisionale e funzionale del trasportatore.

Il Consiglio dei Ministri italiano ha presentato, il 3 marzo 2011, uno schema di Decreto Legislativo per recepire la Direttiva 2009/73/CE. Tra le operazioni possibili, il decreto ha disposto l'adozione del modello ITO entro il 3 marzo 2012 da parte di Snam Rete Gas.

Investimenti tecnici

Nel 2010 gli investimenti tecnici di 1.685 milioni di euro hanno riguardato essenzialmente: [i] lo sviluppo e il mantenimento della rete di trasporto del gas naturale in Italia (842 milioni di euro); [ii] l'estensione e il mantenimento della rete di distribuzione del gas naturale in Italia (328 milioni di euro); [iii] l'incremento della capacità di stoccaggio (250 milioni di euro); [iv] il completamento della costruzione della centrale a ciclo combinato per la generazione elettrica presso il sito di Ferrara e altre iniziative di flessibilizzazione e upgrading (115 milioni di euro); [v] il proseguimento del programma di potenziamento delle infrastrutture di importazione del gas naturale (17 milioni di euro).