

Tra i fattori che influenzano maggiormente la soddisfazione complessiva, la continuità del servizio (mancanza di interruzioni nell'erogazione dell'energia elettrica ai clienti) è il fattore con rilevanza maggiore.

Anche in relazione agli aspetti commerciali del servizio, che sono però percepiti come meno importanti rispetto alla continuità dai clienti, dal 2008 si registra una lieve flessione del

grado di soddisfazione complessiva, che risulta maggiormente penalizzata dai giudizi negativi su aspetti quali la comprensibilità delle bollette e le informazioni sul servizio (Tav. 2.60). Si conferma invece il maggiore grado di soddisfazione degli ultimi anni riguardo la frequenza della lettura, probabilmente associato alla diffusione dei contatori elettronici.

TAV. 2.60

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2005	2006	2007	2008
Continuità	90,8	91,1	91,2	92,0	92,5	91,1	90,8	91,6	92,5	91,3
Sbalzi di tensione	86,3	87,2	87,1	87,8	86,2	86,1	85,4	86	87,3	85,4
Frequenza lettura	72,8	74,1	73,5	72,5	72,5	70,7	71,5	79,1	83	79,6
Comprensibilità bollette	75,0	76,1	74,3	76,3	72,9	72,8	70,3	70,7	71,8	65,9
Informazioni sul servizio	73,2	74,1	73,4	73,5	71,6	69,5	67,4	69	69,1	63,5
Soddisfazione globale	90,3	91,2	90,6	91,7	91,5	90,3	87,7	88,6	89,2	86,3

Fonte: Indagine multiscopo Istat.

**Soddisfazione globale per i diversi aspetti del servizio elettrico in Italia**  
Percentuali ottenute dai giudizi "molto soddisfatti" e "abbastanza soddisfatti"

PAGINA BIANCA

# 3.

## Struttura, prezzi e qualità nel settore gas

PAGINA BIANCA

## Domanda e offerta di gas naturale

Secondo i dati preconsuntivi diffusi dal Ministero dello sviluppo economico, il consumo interno lordo di gas ha registrato lo scorso anno una sostanziale stabilità o, per meglio dire, una lievissima contrazione dello 0,02% e ciò nonostante un autunno e un inverno (specie ai suoi inizi e cioè nei mesi ricadenti nel 2008) piuttosto rigidi. Per il secondo anno consecutivo, quindi, la domanda di gas è rimasta intorno a 85 G(m<sup>3</sup>). Se nel 2007 la stabilità fu dovuta principalmente al manifestarsi di un inverno mite, nel 2008 è soprattutto nell'avanzare della crisi economica – esplosa poi in tutta evidenza nei primi mesi del 2009 – che vanno cercate le cause della mancata crescita del settore. A riprova di tale interpretazione, nei dati diffusi dal Ministero dello sviluppo economico si osserva infatti come a flettere è stato in particolare il comparto industriale (-9,1%), mentre quello termoelettrico è risultato pressoché stabile e quello dei servizi e usi domestici addirittura in progresso (+6,1%).

Come accade da molti anni, la produzione nazionale ha continuato a ridursi, scendendo a 9,3 G(m<sup>3</sup>) dai 9,7 del 2007. Le importazioni dall'estero sono cresciute del 3,9%, passando da 73,9 a 76,9 G(m<sup>3</sup>), così pure le esportazioni, passate da 68 a 210 M(m<sup>3</sup>). Parte del gas approvvigionato, circa 1,5 G(m<sup>3</sup>), è rimasta negli stoccaggi. La domanda lorda è stata quindi soddisfatta per l'11% dalla produzione nazionale e per l'89% dalle

importazioni nette. Poiché, secondo i dati preconsuntivi ministeriali, un altro miliardo e mezzo di metri cubi è stato utilizzato per i consumi energetici del settore gas e per le perdite di rete, nel 2008 la domanda netta è stata pari a 83,4 G(m<sup>3</sup>), proveniente per il 41% dal settore termoelettrico, per il 36% dal settore civile, per il 21% dall'industria e per il 2% da altri comparti (agricoltura, autotrazione e usi non energetici).

I dati preconsuntivi pubblicati dal Ministero dello sviluppo economico trovano una sostanziale conferma nel bilancio degli operatori del settore gas (Tav. 3.1), tradizionalmente presentato in queste pagine, che mostra una prima e provvisoria elaborazione (come tutte quelle che seguono anche nei paragrafi successivi) dei dati dichiarati dalle imprese del gas nell'ambito dell'indagine annuale che l'Autorità svolge con riferimento alle attività svolte dagli operatori nell'anno precedente. Anche quest'anno il bilancio è stato redatto riaggregando i dati inviati dalle singole imprese nei rispettivi gruppi societari di appartenenza al 31 dicembre 2008. I gruppi sono stati suddivisi per ampiezza delle vendite totali (cioè quelle effettuate sia al dettaglio, sia all'ingrosso) e degli autoconsumi, vale a dire per dimensione degli impieghi di gas.

Diversamente dallo scorso anno, è stata ampliata la prima classe: quest'anno accoglie i dati dei gruppi con vendite e autocon-

sumi compresi tra 2 e 11 G(m<sup>3</sup>), mentre lo scorso anno era stata limitata ai gruppi con impieghi non superiori a 5 G(m<sup>3</sup>), in quanto tale soglia non veniva superata da nessuno dei gruppi operanti nel settore gas, oltre ai tre più importanti. Tuttavia, la fusione per incorporazione avvenuta tra Asm Brescia e Aem Milano a decorrere dall'1 gennaio 2008 ha concentrato nel gruppo A2A le vendite e gli autoconsumi dei due precedenti, così che attualmente esse raggiungono l'ammontare di 10,4 G(m<sup>3</sup>). La prima classe è stata quindi ampliata fino a 11 G(m<sup>3</sup>). Analogamente, le

numerose operazioni societarie di accorpamento che hanno coinvolto il gruppo E.On, ne hanno grandemente accresciuto il valore degli impieghi: il gruppo ricade ancora in questa classe, ma con un ammontare di gas pari a 6 G(m<sup>3</sup>) e in seconda posizione dietro A2A. Gli altri gruppi appartenenti a questa prima classe (Hera, Energie Investimenti, Gaz de France Suez, Axpo Group e CIR) evidenziano somme di vendite e autoconsumi che oscillano tra i 4,7 e i 2,1 G(m<sup>3</sup>). Nelle classi successive rientrano, invece, rispettivamente, 7, 49 e 190 gruppi (inclusi quelli senza usi).

TAV. 3.1

**Bilancio 2008  
degli operatori  
del gas naturale**

G(m<sup>3</sup>); valori riferiti ai gruppi  
industriali

	Eni	Enel	Edison	2-11 G(m <sup>3</sup> )	1-2 G(m <sup>3</sup> )	0,1-1 G(m <sup>3</sup> )	< 0,1 G(m <sup>3</sup> )	Totale
<b>Produzione nazionale netta</b>	<b>7,1</b>	<b>-</b>	<b>0,7</b>	<b>-</b>	<b>0,9</b>	<b>-</b>	<b>0,0</b>	<b>8,7</b>
<b>Importazioni nette<sup>(A)</sup></b>	<b>45,9</b>	<b>9,8</b>	<b>7,3</b>	<b>7,9</b>	<b>1,9</b>	<b>1,7</b>	<b>0,3</b>	<b>74,8</b>
- di cui vendite Eni oltre frontiera	-	-	1,2	3,1	-	-	-	4,3
<b>Variazioni scorte</b>	<b>-0,4</b>	<b>-0,2</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>-0,3</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>-1,0</b>
stoccaggi al 31 dicembre 2007	2,9	0,7	0,6	0,4	0,7	0,1	1,2	6,4
stoccaggi al 31 dicembre 2008	3,3	0,9	0,6	0,4	1,0	0,1	1,1	7,4
<b>Acquisti sul territorio nazionale</b>	<b>1,8</b>	<b>9,0</b>	<b>6,8</b>	<b>24,5</b>	<b>7,5</b>	<b>16,4</b>	<b>4,2</b>	<b>70,3</b>
da Eni	0,9	2,8	4,5	7,7	1,5	6,3	1,1	24,7
- di cui gas release alla frontiera	-	0,0	0,1	0,3	0,2	0,3	0,1	1,1
- di cui gas release al PSV	-	0,1	-	0,8	0,4	0,3	0,1	1,7
da Enel	0,0	5,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,0
da Edison	0,2	0,2	1,3	0,4	0,6	1,0	0,4	4,1
da altri operatori	0,7	0,2	1,0	16,4	5,3	9,1	2,7	35,5
<b>Cessioni ad altri operatori</b>	<b>23,0</b>	<b>5,9</b>	<b>4,9</b>	<b>16,1</b>	<b>7,7</b>	<b>8,5</b>	<b>0,6</b>	<b>66,6</b>
- di cui vendite al PSV	4,4	0,1	1,0	3,0	3,7	2,0	0,2	14,3
<b>Trasferimenti netti</b>	<b>0,3</b>	<b>0,2</b>	<b>-1,0</b>	<b>0,7</b>	<b>0,8</b>	<b>-2,0</b>	<b>-0,3</b>	<b>-1,3</b>
<b>Consumi e perdite<sup>(B)</sup></b>	<b>0,5</b>	<b>0,2</b>	<b>0,1</b>	<b>0,3</b>	<b>0,1</b>	<b>0,2</b>	<b>0,0</b>	<b>1,5</b>
<b>Autoconsumi</b>	<b>4,4</b>	<b>0,0</b>	<b>5,3</b>	<b>3,2</b>	<b>0,4</b>	<b>0,0</b>	<b>0,1</b>	<b>13,5</b>
<b>Vendite finali</b>	<b>26,9</b>	<b>12,8</b>	<b>3,4</b>	<b>13,3</b>	<b>2,7</b>	<b>7,3</b>	<b>3,5</b>	<b>69,9</b>
al mercato libero	20,5	10,2	3,2	9,5	1,8	3,6	1,5	50,2
al mercato tutelato	6,3	2,6	0,2	3,8	0,9	3,7	2,1	19,7
<b>Vendite finali per settore</b>	<b>26,9</b>	<b>12,8</b>	<b>3,4</b>	<b>13,3</b>	<b>2,7</b>	<b>7,3</b>	<b>3,5</b>	<b>69,9</b>
generazione elettrica	10,5	7,3	2,2	3,4	0,7	0,4	0,2	24,7
industria	9,5	2,4	1,0	4,2	0,8	1,9	0,7	20,5
commercio	1,2	0,6	0,0	1,8	0,2	1,3	0,7	6,0
domestico	5,6	2,4	0,2	3,9	0,9	3,7	2,0	18,7
- di cui a clienti finali collegati	1,1	6,9	2,2	2,9	0,8	0,6	0,2	14,6

(A) Le importazioni sono al netto delle riesportazioni.

(B) Consumi e perdite stimati in base a produzione, importazione, stoccaggio e acquisti interni.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Sul fronte degli approvvigionamenti la produzione è praticamente tutta sotto la titolarità del gruppo Eni, a eccezione di una piccola quota in capo a Edison e di altri volumi poco rilevanti riconducibili a piccoli coltivatori. Per quello che attiene

alle importazioni, esse ricadono per oltre il 60% nella disponibilità del gruppo più importante: a questa quota andrebbero aggiunti i circa 4 G(m<sup>3</sup>) che alcuni tra i maggiori operatori del settore acquistano da Eni stessa al di là del confine nazionale.

Nel 2008 i gruppi di più piccola dimensione hanno di fatto raddoppiato, rispetto al 2007, le quantità di gas importato (2 G(m<sup>3</sup>) contro 1,1), diversificando il proprio portafoglio di approvvigionamento. Nessuno di essi, tuttavia, risulta approvvigionarsi oltre frontiera da Eni: si tratta, nella maggior parte dei casi, di imprese che importano gas dalle case madri estere. Negli acquisti sul territorio nazionale scende al 35% (era al 39% nel 2007) la quota di gas che gli operatori nazionali hanno comprato da Eni. Dei 24,3 G(m<sup>3</sup>) ceduti da Eni ad altri rivenditori, 2,7 G(m<sup>3</sup>) sono acquisti avvenuti sulla base del *gas release*, ovvero le cessioni di gas che Eni effettua in esito a istruttorie dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato che hanno dimostrato la posizione dominante di Eni. Il primo *gas release*, effettuato in esito al provvedimento A329B (Blugas-Snam), prevedeva il rilascio di gas alla frontiera italiana per 4 anni termici; esso è dunque terminato nel settembre 2008. Il secondo *gas release*, riferito al provvedimento A371 (Gestione e utilizzo della capacità di rigassificazione), impone il rilascio di partite di gas al Punto di scambio virtuale (PSV) per 2 anni termici a partire dall'ottobre 2007; esso terminerà quindi nel prossimo mese di settembre. In generale, considerando i volumi di gas che ciascun gruppo ha acquistato da Eni sul territorio nazionale e quelli ceduti dall'*incumbent* oltre frontiera, si osserva come siano riconducibili direttamente a Eni quote consistenti della disponibilità di gas per ciascun gruppo. Per il gruppo Enel tale quota è pari al 15%, per il gruppo Edison arriva addirittura al 38,6%. Deriva direttamente da Eni poco più di un terzo della disponibilità di gas dei gruppi di grande e medio-piccola dimensione, vale a dire quelli con l'ammontare di autoconsumi e vendite rispettivamente compresi tra 2 e 11 G(m<sup>3</sup>) e tra 0,1 e 1 G(m<sup>3</sup>). Quote inferiori, ma pur sempre maggiori del 15%, si osservano nelle classi dimensionali rimanenti.

Per quanto riguarda gli usi, si nota come gli autoconsumi siano una voce molto rilevante per i gruppi maggiori che, normalmente, dispongono di impianti di produzione di energia elettrica. Se agli autoconsumi diretti si sommano le vendite a clienti finali collegati societariamente (la cui esistenza è spesso associata alla presenza di imprese di generazione elettrica all'interno del gruppo), si nota come gran parte della disponibilità di ciascun gruppo sia, in realtà, destinata al fabbisogno

societario. Il fenomeno assume una particolare rilevanza tra i soggetti che sono i maggiori concorrenti di Eni: nel caso di Enel ed Edison, infatti, tale percentuale è rispettivamente pari al 37% e al 51%.

Nel mercato finale, le vendite a clienti tutelati sono circa il 28% del totale. A 7 anni dalla completa apertura del mercato del gas, dunque, il 72% dei volumi complessivamente consumati viene acquisito sul mercato libero. Come vedremo più avanti in questo Capitolo, le percentuali si invertono se si calcolano le quote di mercato libero e tutelato in termini di clienti: in questo caso solo il 7% dei clienti risulta servito dal mercato libero, mentre il 93% appare ancora sotto la tutela prevista dall'Autorità. Il mercato libero è tutt'oggi, cioè, una prerogativa dei grandi clienti e non ha ancora coinvolto il *mass market* (la percentuale di clientela domestica sul mercato libero si riduce a poco più del 4%).

Si conferma, come nel 2007, la tendenza degli operatori a specializzarsi sul mercato tutelato al diminuire dei volumi complessivamente venduti al mercato finale. I gruppi più piccoli rivolgono, infatti, gran parte delle proprie vendite (nel caso dei gruppi appartenenti all'ultima classe si arriva al 56%) ai clienti domestici e a quelli appartenenti al settore commercio e servizi. Più in generale si osserva che quanto più è piccolo il gruppo, tanto più ha un mercato limitato a quello che era il bacino d'utenza "storico" in cui l'operatore era presente *ante* liberalizzazione. Appaiono equivalenti le quote di gas venduto dai due maggiori gruppi al mercato civile (domestico, commercio e servizi), mentre si notano particolari differenze sulla vendita alle centrali elettriche: ciò in considerazione della diversa struttura societaria dei due gruppi. Il gruppo Enel, infatti, a fronte di autoconsumi nulli, ha vendite significative alla generazione elettrica (circa il 57%) in quanto il gas destinato alle proprie centrali elettriche viene venduto, al pari di una normale cessione, alle società che all'interno del gruppo effettuano la produzione elettrica.

Fa eccezione, rispetto a quanto detto sopra, il gruppo Edison che vende il 63% del gas a imprese (in buona parte appartenenti al proprio gruppo) che svolgono l'attività di produzione elettrica, limitando così la quota di gas destinato ad altra tipologia di clienti che non siano i grandi consumatori industriali.

# Mercato e concorrenza

## Struttura dell'offerta di gas

### Produzione nazionale

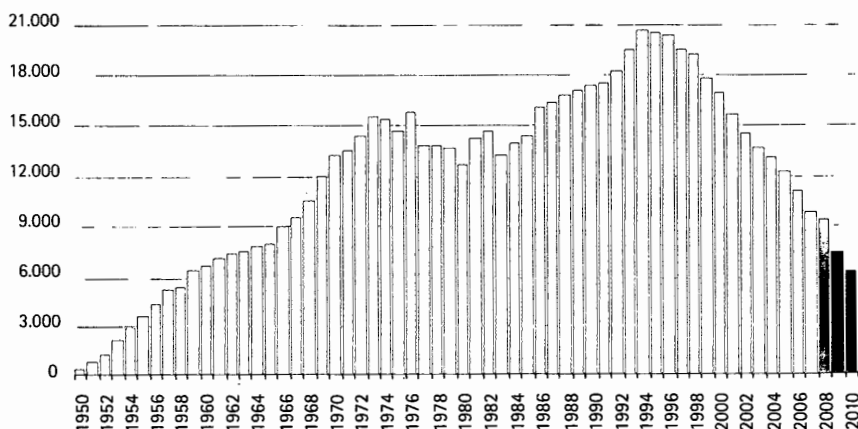
Come ormai da molti anni, anche nel 2008 la produzione nazionale di gas naturale è diminuita rispetto all'anno precedente. La riduzione è risultata tuttavia inferiore alle attese e meno rilevante di quelle registrate negli ultimi anni. Secondo i dati provvisori pubblicati dal Ministero dello sviluppo economico, infatti, lo scorso anno la produzione nazionale è stata pari a 9.255 M(m<sup>3</sup>), in calo del 4,6% rispetto al 2007, mentre – come si vede dalla figura 3.1 che riporta la curva storica – negli ultimi tre anni è scesa in media a un ritmo del 9% annuo. Secondo i dati pubblicati dall'Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e la Geotermia del Ministero dello sviluppo eco-

nomico, la produzione 2008, pari a 9.070 M(m<sup>3</sup>) – valore diverso da quello appena indicato in quanto calcolato utilizzando un potere calorifico del gas differente – è stata ottenuta per un quarto da giacimenti a terra e per tre quarti da coltivazione in mare. Il gas estratto da giacimenti a terra, pari a 2.256 M(m<sup>3</sup>), è la parte di produzione che è diminuita in misura minore rispetto all'anno precedente (–4,7%), mentre la produzione da giacimenti marini ha raggiunto 6.815 M(m<sup>3</sup>), registrando tuttavia un calo di oltre un punto percentuale più elevato. Il continuo declino della produzione ne riduce via via la copertura dei consumi nazionali: dal 30% della fine degli anni Novanta, si è passati al 20% nella prima metà degli anni Duemila, per arrivare lo scorso anno attorno all'11%.

FIG. 3.1

### Andamento della produzione nazionale di gas naturale dal 1950

M(m<sup>3</sup>); valori storici dal 1950 al 2007; preconsuntivo 2008 e previsioni dal 2009 al 2010



Fonte: Ministero dello sviluppo economico.



GRUPPO	M(m <sup>3</sup> )	QUOTA %
Eni	7.146	81,8
Edison	685	7,8
Royal Dutch Shell	673	7,7
Gas Plus	232	2,7
Altri	5	0,1
TOTALE	8.740	100,0
TOTALE (Ministero dello sviluppo economico)	9.255	-

TAV. 3.2

Produzione di gas naturale in Italia nel 2008

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Alla consueta indagine annuale sui settori regolati svolta dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas hanno risposto 7 società che nel 2008 hanno prodotto complessivamente 8.740 M(m<sup>3</sup>) di gas naturale. Il segmento continua a essere dominato dal gruppo Eni che possiede la quota di produzione più elevata e di gran lunga superiore ai suoi concorrenti, pari quasi all'82%. Seguono i gruppi Edison e Royal Dutch Shell, ciascuno con una produzione di poco meno di 700 M(m<sup>3</sup>), e Gas Plus con 232 M(m<sup>3</sup>). Da notare, rispetto allo scorso anno, il raddoppio della produzione del gruppo olandese: nel 2007, infatti, il gruppo Royal Dutch Shell aveva evidenziato una produzione pari a 340 M(m<sup>3</sup>).

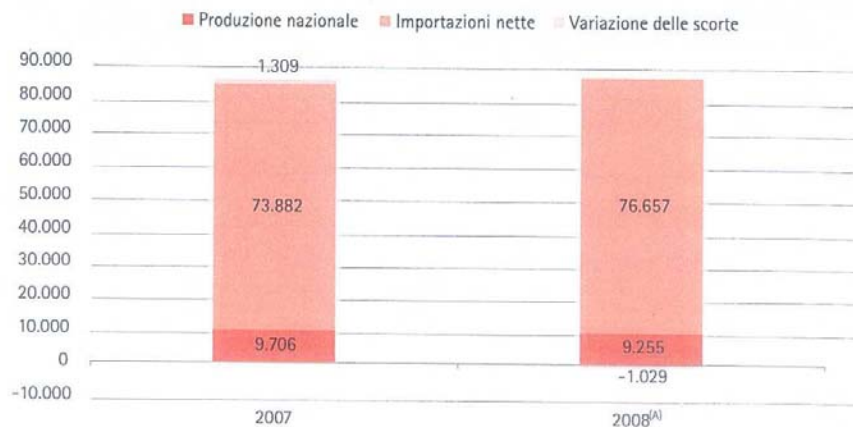
#### Importazioni

Secondo i dati provvisori del Ministero dello sviluppo economico, nel 2008 le importazioni hanno raggiunto 76.657 M(m<sup>3</sup>), al netto di 210 M(m<sup>3</sup>) esportati, registrando una crescita del 3,8% rispetto al 2007 (Fig. 3.2). Tenendo conto che lo scorso anno sono stati immessi 1.029 M(m<sup>3</sup>) negli stoccaggi – a differenza di quanto accaduto nel 2007 quando invece 1.309 M(m<sup>3</sup>) furono prelevati dalle scorte – e che le perdite di rete sono stimabili in circa 1,5 G(m<sup>3</sup>), il valore dei consumi nazionali è valutabile in 83.389 M(m<sup>3</sup>). Il grado di dipendenza dell'Italia dalle importazioni ha quindi raggiunto il 92%.

Come mostra la figura 3.3, che illustra la ripartizione dei volumi di gas importato in base alla nazione di provenienza fisica (non contrattuale), l'80% delle importazioni proviene da Paesi non appartenenti all'Unione europea. Il gas estero giunge in Italia quasi esclusivamente attraverso i gasdotti: solo il 2% del gas importato, infatti, arriva via nave e tutto dall'Algeria. Le principali fonti di approvvigionamento via gasdotto sono entrambe extracomunitarie: l'Algeria e la Russia. Anche nel 2008 l'Algeria è stato il primo Paese esportatore in Italia: complessivamente da questa nazione sono arrivati 25,9 G(m<sup>3</sup>), di cui 24,4 via gasdotto, al punto di entrata della rete nazionale di Mazara del Vallo, e 1,6 via nave, rigassificati presso l'impianto di Panigaglia. Complessivamente il gas algerino ha assicurato una quota del 33,8% del nostro fabbisogno. Dalla Russia sono giunti 24,6 G(m<sup>3</sup>), pari al 32% del totale importato, attraverso i punti di Tarvisio e di Gorizia. Il terzo Paese esportatore è la Libia, da cui è giunto il 12,8%, ovvero 9,9 G(m<sup>3</sup>), del gas complessivamente importato in Italia. Quantitativi importanti provengono anche dai Paesi Bassi (10,4%) e dalla Norvegia (6,9%); essi entrano in Italia attraverso il punto della rete nazionale di Passo Gries, presso il confine svizzero. Il rimanente 4,1% delle importazioni 2008 è arrivato da altri Paesi europei tra cui, quasi l'1%, dalla Croazia.

FIG. 3.2

**Immissioni in rete  
nel 2007 e nel 2008**  
M(m<sup>3</sup>)



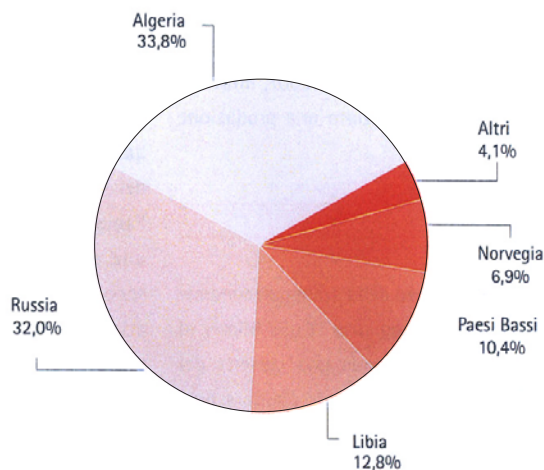
(A) Per il 2008 dati preconsuntivi.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

FIG. 3.3

**Importazioni lorde di gas  
nel 2008 secondo  
la provenienza**

Valori percentuali; dati provvisori



Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

Hanno risposto all'indagine annuale dell'Autorità, 36 soggetti importatori<sup>1</sup> che nel 2008 risultano aver complessivamente importato in Italia 75.041 M(m<sup>3</sup>) (Tav. 3.3). Tale è il dato complessivo che emerge dalle prime elaborazioni delle dichiarazioni degli operatori nell'indagine annuale dell'Autorità. Tenendo

conto che il valore totale delle importazioni (provvisorio) diffuso dal Ministero dello sviluppo economico è pari, come appena visto, a 76,867 M(m<sup>3</sup>), il grado di copertura dell'indagine risulta del 96%.

Come nella produzione, anche nell'importazione Eni si confer-

<sup>1</sup> Per "importatore" si intende il soggetto che ai fini degli obblighi doganali è titolare del gas alla frontiera italiana.

TAV. 3.3

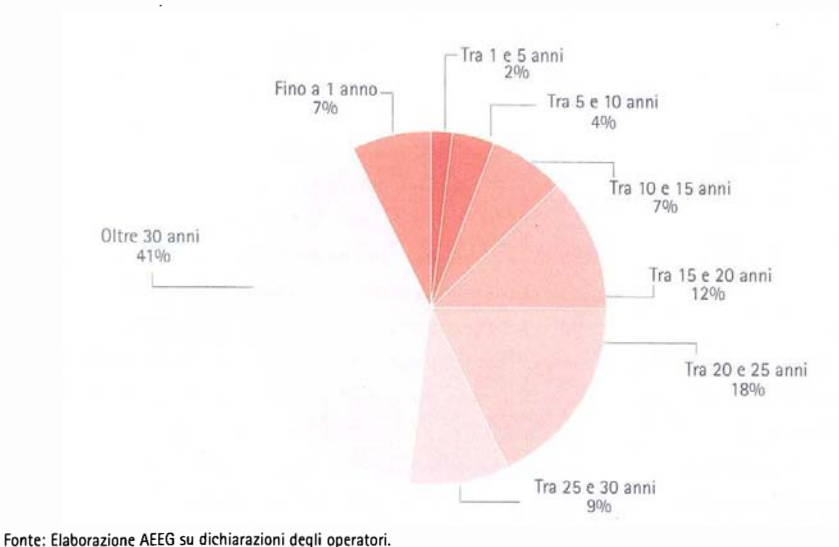
Primi 20 importatori  
di gas in Italia nel 2008  
Importazioni lorde

RAGIONE SOCIALE	M(m <sup>3</sup> )	QUOTA %
Eni	46.129	61,5
Enel Trade	9.816	13,1
Edison	7.272	9,7
Plurigas	2.676	3,6
Gaz de France sede secondaria	1.692	2,3
Sorgenia	1.510	2,0
ENOI	1.118	1,5
E.On Energy Trading	614	0,8
E.On Ruhrgas	535	0,7
Egi Italia	502	0,7
AcceElectrabel Trading	467	0,6
Hera Trading	337	0,4
CEA Centrex Italia	323	0,4
Italtrading	228	0,3
Worldenergy	208	0,3
Spigas	170	0,2
Begas Energy International (ex Bidas Energy)	151	0,2
Econgas Italia	150	0,2
Speia	146	0,2
Sinergie Italiane	129	0,2
Altri	867	1,2
<b>TOTALE</b>	<b>75.041</b>	<b>100,0</b>
<b>TOTALE IMPORTAZIONI (Ministero dello sviluppo economico)</b>	<b>73.867</b>	<b>-</b>

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

ma dominante con una quota pari al 61,5% (60% se calcolata sul valore di import di fonte ministeriale), ben superiore a quella dei concorrenti, seppure in riduzione nel tempo, per il rispetto dei tetti antitrust stabiliti dal decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164. Enel Trade è il secondo importatore con un quan-

titativo pari a 9,8 G(m<sup>3</sup>) in aumento del 5,8% rispetto al 2007. Come nel 2007, Edison è rimasta in terza posizione, nonostante le sue importazioni siano cresciute del 23%, passando da 5,9 a 7,3 G(m<sup>3</sup>). I primi tre importatori risultano acquisire oltre l'80% (anche sul valore di import totale di fonte ministeriale).



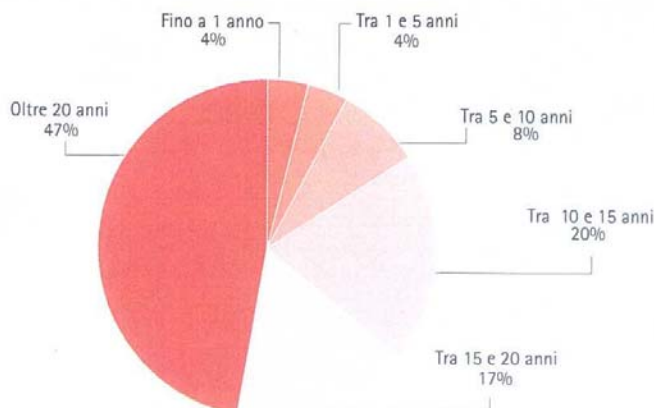
Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

FIG. 3.4

Struttura dei contratti  
(annuali e pluriennali)  
attivi nel 2008, secondo  
la durata intera

FIG. 3.5

**Struttura dei contratti  
(annuali e pluriennali)  
attivi nel 2008, secondo  
la durata residua**



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Per quanto riguarda l'analisi dei contratti di importazione attivi nel 2008 secondo la durata intera (Fig. 3.4) e residua (Fig. 3.5), resta confermato, come negli anni passati, che l'attività di importazione avviene sulla base di contratti di lungo periodo. Circa il 70% di essi possiede una durata complessiva superiore ai 20 anni, mentre i contratti che non vanno oltre il decennio sono quasi il 13%. Eccettuando i contratti di durata inferiore all'anno, si osserva come all'accorciarsi della durata dei contratti corrisponda la riduzione proporzionale della loro incidenza complessiva. Rispetto al 2007 il peso delle importazioni *spot*, che avvengono sulla base di accordi di durata al più annuale, è rimasto invariato e pari al 7%.

Sotto il profilo della durata residua, i contratti attivi nel 2008 si rivelano complessivamente ancora molto lunghi: quasi la metà scadrà infatti tra 20 anni o più; il 65% scadrà tra 15 anni o più. Solo il 15% dei contratti esistenti terminerà entro i prossimi 10 anni.

#### Sviluppo delle infrastrutture di importazione

L'aggiornamento rispetto allo scorso anno del quadro delle infrastrutture di importazione via gasdotto è riassunto nelle tavole 3.4 e 3.5 che riportano, rispettivamente, i potenziamenti di infrastrutture esistenti e lo stato di avanzamento dei nuovi progetti. Nel corso del 2008 è avvenuto il completamento della prima espansione del gasdotto TAG di collegamento

tra l'Austria e il punto di ingresso della rete nazionale di Tarvisio, che ne ha incrementato la capacità da 38 a 41,5 G(m<sup>3</sup>)/anno. Il potenziamento è stato ottenuto con l'entrata in funzione di una nuova stazione di compressione nella cittadina austriaca di Eggendorf. È previsto che la seconda espansione entri in funzione nell'autunno del 2009. Vale la pena di ricordare che entrambe queste espansioni sono quelle scaturite dagli impegni assunti nel 2003 da Eni con la Commissione europea nell'ambito dell'indagine svolta dalla Direzione generale della concorrenza sulle restrizioni di vendita territoriali contenute nei contratti di fornitura di gas tra Gazprom ed Eni. Nell'ottobre 2008 è avvenuto anche il completamento della seconda espansione del gasdotto TTPC (Trans Tunisian Pipeline Company) di collegamento tra la Tunisia e il punto di ingresso della rete nazionale di Mazara del Vallo. Come si ricorderà, a seguito dell'istruttoria per abuso di posizione dominante svolta dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato A358 (Eni – TTPC), Eni si era impegnata a effettuare 2 potenziamenti del gasdotto: il primo di 3,2 G(m<sup>3</sup>)/anno e il secondo di 3,3 G(m<sup>3</sup>)/anno per complessivi 6,5 G(m<sup>3</sup>)/anno. Dall'ottobre 2008, mese nel quale sono iniziate le importazioni, al 30 aprile 2009 sono stati importati 1.678 M(m<sup>3</sup>) in relazione alla prima fase del potenziamento e 370 M(m<sup>3</sup>) in relazione alla seconda fase. Assegnatarie delle capacità di trasporto sono risultate: per la prima fase, le società BeGas Energy International, Worldenergy, Compagnia Italiana del Gas ed Edison Gas; per la

TAV. 3.4

Potenziamento  
dei gasdotti esistenti

PROGETTO	SOCIETÀ	INGRESSO IN ITALIA	CAPACITÀ NOMINALE G(m <sup>3</sup> )/anno	LUNGHEZZA Km	COMPLETAMENTO STUDIO FATTIBILITÀ	PREVISIONE INIZIO ESERCIZIO	SITUAZIONE
TAG Trans Austria Gasleitung (Austria-Italia)	Trans Austria Gasleitung GmbH (Eni International B.V. 89%, OMV Gas GmbH 11%)	Tarvisio	3,2	380	2002	2009	Seconda <i>tranche</i> di ampliamento da realizzare entro fine 2009; in corso di realizzazione.
Green Stream (Libia-Italia)	Greenstream B.V. (Eni 75%, NOC 25%)	Gela	3	---	---	2012	Firmato in ottobre 2007 accordo strategico tra Eni e NOC; l'accordo è stato ratificato nel febbraio 2008 dal governo libico.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

seconda fase, le società Sonatrach Gas Italia ed Enel Trade. Le consegne di gas della seconda fase hanno subito alcuni ritardi anche a causa di un incidente occorso nel dicembre scorso al Transmed (Trans Mediterranean Pipeline Company – TMPC, ovvero il gasdotto sottomarino tra Tunisia e Italia), che ne ha causato la riduzione della capacità di trasporto proprio in prossimità del TTPC (la parte del medesimo gasdotto che dal confine con l'Algeria attraversa la Tunisia).

Circa l'espansione del gasdotto Greenstream, che collega la Libia al punto di ingresso della rete nazionale di Gela, non sono emerse importanti novità. La società russa Gazprom, tuttavia, a seguito di una serie di incontri che ha avuto con il governo libico, ad aprile 2008 ha annunciato l'intenzione di partecipare con Eni al raddoppio del gasdotto, sino a portarne la capacità annuale dagli attuali 8 a 16 G(m<sup>3</sup>).

L'aggiornamento rispetto allo scorso anno dello stato di avanzamento dei nuovi gasdotti in fase di progetto di possibile interesse per il nostro Paese è illustrato nella tavola 3.5. Nuovi passi avanti sono stati compiuti sul progetto TAP (Trans Adriatic Pipeline), il gasdotto che le società Egi e Statoil Hydro hanno progettato per collegare la Grecia con l'Italia, attraverso l'Albania, per l'importazione di gas proveniente dalle aree di produzione dell'Est europeo e mediorientali. Nel gennaio 2009, Tractebel Engineering Italy si è aggiudicata la fase ingegneristica e di pianificazione. Nello stesso mese è stata avviata l'indagine dei fondali marini nel tratto di mare compreso tra Italia e Albania. Nel marzo 2009 è stato firma-

to un accordo intergovernativo tra Italia e Albania; inoltre, i vertici della società TAP AG hanno incontrato il Presidente e il Ministro dell'economia albanesi, i quali hanno dichiarato che il progetto ha grande valenza strategica, politica ed economica. Il governo albanese ha programmato per i prossimi mesi alcuni incontri con le Autorità di Italia e Grecia, al fine di creare un quadro normativo favorevole alla realizzazione del gasdotto.

Nel giugno 2008 è stata costituita ad Atene la società IGI Poseidon per lo sviluppo, la costruzione e l'esercizio del gasdotto IGI di collegamento tra Grecia e Italia. IGI Poseidon è una *joint venture* paritetica tra Edison International Holding (100% Edison) e l'azienda di Stato greca Depa. Il gasdotto IGI fa parte dell'ITGI, il corridoio energetico per l'importazione del gas dal Mar Caspio attraverso la Turchia e la Grecia, Paesi che sono già collegati tra loro dal novembre 2007. Il gasdotto è in fase di avanzata autorizzazione presso le Autorità greche e italiane e ha già visto la firma di 3 Protocolli d'intesa: il primo tra Italia e Grecia nel novembre 2005, il secondo tra Italia, Grecia e Turchia nel luglio 2007 e il terzo con l'Azerbaijan nel dicembre dello stesso anno. Edison e Depa hanno ottenuto dal Governo italiano, a seguito del parere positivo espresso dall'Unione europea, il diritto di poter utilizzare interamente la capacità di trasporto della condotta per un periodo di 25 anni. In base agli accordi tra le due società, l'80% della capacità è riservata al gruppo italiano e il restante 20% a quello greco. Sull'IGI Edison e Depa hanno reso disponibile all'accesso dei terzi una quota di circa 1 G(m<sup>3</sup>)



di capacità attraverso una procedura di *open season*, la cui prima fase si è conclusa nel settembre 2008, con 17 manifestazioni d'interesse non vincolanti per i 10 lotti messi in gara, ciascuno da 100 M(m<sup>3</sup>)/anno. Edison e Depa metteranno inoltre a

TAV. 3.5

## Nuovi gasdotti in progetto

SOCIETÀ	INGRESSO IN ITALIA	CAPACITÀ NOMINALE G(m <sup>3</sup> )/anno	LUNGHEZZA Km	COMPLETAMENTO STUDIO FATTIBILITÀ	PREVISIONE INIZIO ESERCIZIO	SITUAZIONE
<b>TAP Trans Adriatic Pipeline (Grecia-Albania-Italia)</b>						
TAP AG (Egl e Statoil Hydro per quote paritetiche)	Brindisi	10/20	520	2006	-	Stipulato contratto di fornitura con Iran per 5,5 G(m <sup>3</sup> )/anno per 25 anni; Tractebel Engineering Italy si è aggiudicata nel gennaio 2009 la fase ingegneristica e di pianificazione; firmato accordo intergovernativo tra Italia e Albania nel marzo 2009; avviata indagine dei fondali marini nel tratto di mare tra Italia e Albania.
<b>IGI Interconnector Italia-Grecia</b>						
IGI Poseidon SA (Depa 50%; Edison 50%)	Otranto	8/10	212	2005	2012	Progetto inserito SA (Depa 50%; dalla UE tra i 5 Edison 50%) assi prioritari di approvvigionamento. Concessa e ratificata esenzione dei terzi al 100% per 25 anni. Avviata in aprile 2009 la gara per le attività di verifica e certificazione della progettazione.
<b>Interconnector (Italia-Austria)</b>						
SEL (Provincia di Bolzano 93,9%)	Bressanone	1,3	48	In corso	-	Finanziamento concesso nell'ambito del Regolamento TEN. La società SEL ha ottenuto la proroga al 31/12/2009 per il completamento dello studio di fattibilità.
<b>GALSI (Algeria-Italia)</b>						
GALSI (Sonatrach 41,6%; Edison 20,8%; Enel 15,6%; Sfers 11,6%; Hera Trading 10,4%)	Porto Botte (Carbonia-Iglesias)	8	940	2005	2012	Firmato accordo intergovernativo fra Italia e Algeria. Attesa per il 2009, la decisione finale sull'investimento è stata rinviata a giugno 2010, in attesa della conclusione dell'iter autorizzativo (avviato a luglio 2008) e degli studi integrativi ingegneristico-ambientali per l'ottimizzazione del progetto. Progetto inserito tra quelli da finanziare nell'ambito del piano UE.
<b>TGL Tauern Gas Leitung (Germania-Austria-Italia)</b>						
Consorzio Tauerngas-leitung Studien und Planungsgesellschaft MbH (E.ON Ruhrgas 45%, varie società austriache 55%)	Malborghetto (Udine)	11,4	290	In corso; previsto il completamento per l'autunno 2009	2015	Nel secondo trimestre del 2009 dovrebbe svolgersi una <i>open season</i> per l'allocatione di 4,55 G(m <sup>3</sup> )/anno. Sono in corso contatti tra le istituzioni in vista di un accordo specifico per la realizzazione dell'infrastruttura.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

disposizione il 10% del gas importato per incrementare gli scambi al PSV italiano. Il progetto IGI è stato inserito dalla Unione europea tra i 5 assi prioritari di approvvigionamento. Ad aprile 2009 è stata avviata la gara per l'attribuzione delle attività di verifica e certificazione della progettazione.

Attesa per il 2009, la decisione finale sull'investimento nel gasdotto GALSI, che collega Algeria e Italia, è stata invece rinviata a giugno 2010, in attesa della conclusione dell'iter autorizzativo avviato nel luglio 2008 e degli studi integrativi ingegneristico-ambientali per l'ottimizzazione del progetto. Questo progetto è stato inserito tra quelli da finanziare nell'ambito del piano dell'Unione europea.

Il consorzio Tauerngasleitung Studien und Planungsgesellschaft MbH, controllato da E.ON per il 45% e per il restante 55% da 5 società austriache, nel marzo 2009 ha annunciato l'intenzione di effettuare un'*open season* per l'allocazione di 4,55 G(m<sup>3</sup>)/anno in entrambe le direzioni sul gasdotto Tauern Gas Leitung (TGL), che

dovrebbe percorrere 290 km in territorio austriaco dal confine italiano a quello tedesco. Il consorzio ha anche reso noto che lo studio di fattibilità del TGL procede secondo i tempi previsti: sono stati ormai definiti i principali parametri di progetto e il tracciato di dettaglio. Il completamento dello studio è atteso per l'autunno 2009, al termine dell'*open season*. Nel 2010 dovrebbe essere presa la decisione sull'investimento, mentre nel 2015 il gasdotto dovrebbe entrare in funzione. Il TGL collegherà il nodo di Haiming (in Baviera) con Malborghetto (Udine), passando nelle regioni austriache dell'Inn e della Carinzia, sul territorio delle quali sarà interconnesso con il sistema di stoccaggio di Salisburgo e con il TAG. Il progetto, che fa parte del piano Trans-European Networks (TEN) dell'Unione europea, è stato ideato per trasportare gas in entrambe le direzioni e interconnettere i mercati dell'Europa centro-settentrionale con quelli dell'Italia e dei Paesi balcanici. La condotta dovrebbe inoltre servire a trasportare in Germania il GNL proveniente dai terminali adriatici.

## Infrastrutture del gas

### Trasporto

Dal 2008 la rete di trasporto del gas, suddivisa in nazionale e regionale, è gestita da 9 imprese: 3 per la rete nazionale e 6 per la rete regionale (Tav. 3.6). La novità rispetto al 2007 è data dall'ingresso tra gli operatori di rete nazionale di Edison Stoccaggio che gestisce il gasdotto Cavarzere-Minerbio di collegamento tra il nuovo impianto di rigassificazione di Rovigo e la rete nazionale. Sotto il profilo degli assetti gestionali, tuttavia, il segmento del trasporto gas non è sostanzialmente mutato. Il principale operatore del trasporto, Snam Rete Gas, possiede 31.474 km di rete sui 33.478 di cui è composto il sistema italiano di trasporto del gas. Il secondo operatore è il gruppo Edison che complessivamente amministra 1.365 km di rete, di cui 203 sulla rete nazionale. Tale gruppo, infatti, gestisce sia la rete di pro-

prietà di Società Gasdotti Italia (1.282 km), sia il nuovo gasdotto di collegamento del terminale GNL di Rovigo, tramite la partecipata Edison Stoccaggio. Come si vede nella tavola 3.6, vi sono poi altri 6 operatori minori che possiedono piccoli tratti di rete regionale; nella tavola compare, tra le altre, la società Carbotrade che dal 1° gennaio 2009 ha ceduto le attività di trasporto alla società Metan Alpi Energia.

La tavola 3.7 mostra le attività di trasporto per regione. La prima colonna riporta il numero di operatori presenti: in essa ciascuna delle 9 società di trasporto esistenti è contata tante volte quante sono le regioni in cui opera. La seconda e la terza colonna riportano i chilometri di rete distinti per regione. Nelle ultime 5 colonne si possono invece apprezzare i volumi di gas che sono transitati sulle reti e riconsegnati a diverse tipologie di utenti.

TAV. 3.6

Reti delle società  
di trasporto nel 2008  
km

SOCIETÀ	RETE NAZIONALE	RETE REGIONALE	TOTALE
Snam Rete gas	8.779	22.695	31.474
Società Gasdotti Italia	120	1.162	1.282
Edison Stoccaggio	83	0	83
Consorzio della Media Valtellina per il trasporto del gas	0	29	29
Gas Plus Trasporto	0	32	32
Carbotrade	0	67	67
Metanodotto Alpino	0	76	76
Netenergy Service	0	36	36
Retragas	0	399	399
<b>TOTALE</b>	<b>8.982</b>	<b>24.496</b>	<b>33.478</b>

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 3.7

Attività di trasporto  
per regione nel 2008

	TRASPOR- TATORI PRESENTI	RETE NAZIONALE (km)	RETE REGIONALE (km)	A IMPIANTI DI DISTRI- BUZIONE	VOLUMI RICONSEGNA TI M(m <sup>3</sup> )			TOTALE
					A CLIENTI FINALI IN- DUSTRIALI	A CLIENTI FINALI TER- MOELETTRICI	ALTRO <sup>(A)</sup>	
Val d'Aosta	1	0	56	43	55	0	0	98
Piemonte	4	503	2.071	3.998	1.528	3.131	0	8.659
Liguria	2	22	464	977	170	838	0	1.985
Lombardia	3	552	4.336	9.021	2.785	7.581	81	19.468
Trentino								
Alto Adige	2	106	371	621	241	57	0	919
Veneto	3	795	2.019	4.214	1.338	1.098	556	7.206
Friuli Venezia Giulia	1	492	563	864	589	1.145	467	3.066
Emilia Romagna	3	1.121	2.682	4.550	2.729	4.684	55	12.018
Toscana	1	443	1.558	2.318	1.074	2.008	0	5.400
Lazio	2	393	1.481	2.136	694	2.438	1	5.270
Marche	2	301	621	892	373	247	0	1.512
Umbria	1	180	450	555	424	569	0	1.548
Abruzzo	2	476	980	753	353	893	61	2.061
Molise	3	209	551	134	84	993	211	1.422
Campania	2	555	1.368	1.019	535	1.641	0	3.195
Puglia	2	522	1.348	1.020	665	2.216	1	3.901
Basilicata	2	367	904	187	126	208	0	522
Calabria	2	953	967	258	98	2.139	0	2.495
Sicilia	2	992	1.706	642	971	2.471	0	4.084
Sardegna	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>TOTALE</b>	<b>-</b>	<b>8.982</b>	<b>24.496</b>	<b>34.203</b>	<b>14.834</b>	<b>34.357</b>	<b>10.734</b>	<b>94.128</b>

(A) Sono incluse le riconsegne ai punti di esportazione, ai punti di uscita verso lo stoccaggio, alle altre imprese di trasporto. Il valore totale relativo a tale voce non coincide con la somma per regione in quanto in alcuni casi le imprese non sono riuscite a ripartire i volumi su base regionale.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.