

3.

Struttura, prezzi
e qualità
nel settore gas

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(m³). 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(m³) dai 9,7 del 2007. Le importazioni dall'estero sono cresciute del 3,9%, passando da 73,9 a 76,9 G(m³), così pure le esportazioni, passate da 68 a 210 M(m³). Parte del gas approvvigionato, circa 1,5 G(m³), 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(m³), 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(m³), mentre lo scorso anno era stata limitata ai gruppi con impieghi non superiori a 5 G(m³), 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(m³). La prima classe è stata quindi ampliata fino a 11 G(m³). 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(m³) 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(m³). 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(m³); valori riferiti ai gruppi industriali

	Eni	Enel	Edison	2-11 G(m ³)	1-2 G(m ³)	0,1-1 G(m ³)	< 0,1 G(m ³)	Totale
Produzione nazionale netta	7,1	-	0,7	-	0,9	-	0,0	8,7
Importazioni nette ^(A)	45,9	9,8	7,3	7,9	1,9	1,7	0,3	74,8
- di cui vendite Eni oltre frontiera	-	-	1,2	3,1	-	-	-	4,3
Variazioni scorte	-0,4	-0,2	0,0	0,0	-0,3	0,0	0,0	-1,0
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
Acquisti sul territorio nazionale	1,8	9,0	6,8	24,5	7,5	16,4	4,2	70,3
da Eni	0,9	2,8	4,5	7,7	1,5	6,3	1,1	24,7
- di cui <i>gas release</i> alla frontiera	-	0,0	0,1	0,3	0,2	0,3	0,1	1,1
- di cui <i>gas release</i> 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
Cessioni ad altri operatori	23,0	5,9	4,9	16,1	7,7	8,5	0,6	66,6
- di cui vendite al PSV	4,4	0,1	1,0	3,0	3,7	2,0	0,2	14,3
Trasferimenti netti	0,3	0,2	-1,0	0,7	0,8	-2,0	-0,3	-1,3
Consumi e perdite ^(B)	0,5	0,2	0,1	0,3	0,1	0,2	0,0	1,5
Autoconsumi	4,4	0,0	5,3	3,2	0,4	0,0	0,1	13,5
Vendite finali	26,9	12,8	3,4	13,3	2,7	7,3	3,5	69,9
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
Vendite finali per settore	26,9	12,8	3,4	13,3	2,7	7,3	3,5	69,9
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(m³) 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(m³) 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(m³) ceduti da Eni ad altri rivenditori, 2,7 G(m³) 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(m³) e tra 0,1 e 1 G(m³). 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(m³), 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-

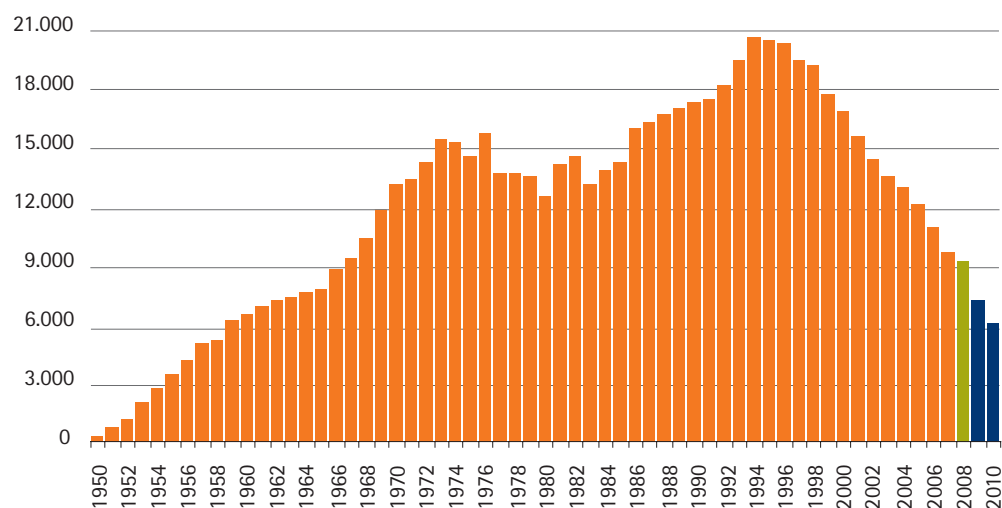
nomico, la produzione 2008, pari a 9.070 M(m³) – valore diverso da quello appena indicato in quanto calcolato utilizzando un potere calorifico del gas differente – è stata ottenuta per un quarto da giacimenti a terra e per tre quarti da coltivazione in mare. Il gas estratto da giacimenti a terra, pari a 2.256 M(m³), 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(m³), 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(m³); valori storici dal 1950 al 2007; preconsuntivo 2008 e previsioni dal 2009 al 2010



Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

TAV. 3.2

Produzione di gas naturale in Italia nel 2008

GRUPPO	M(m ³)	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	-

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(m³) 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(m³), e Gas Plus con 232 M(m³). 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(m³).

Importazioni

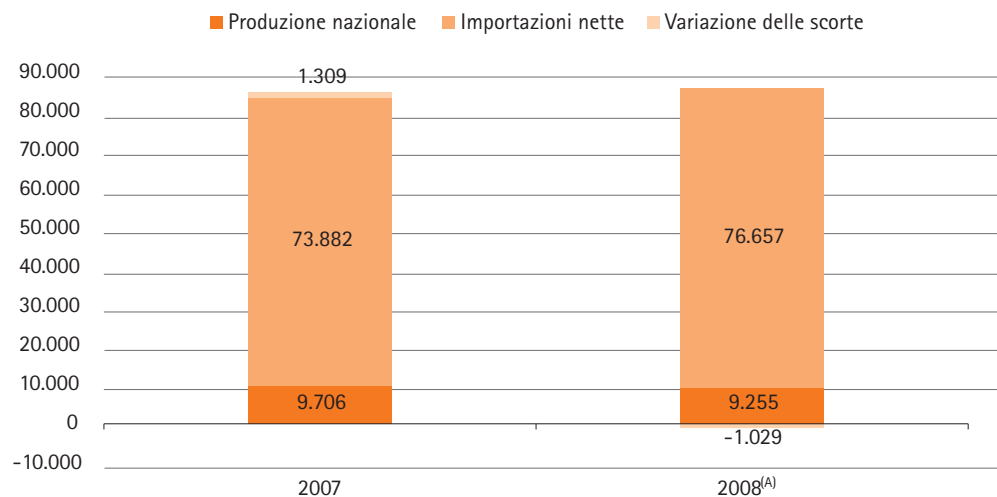
Secondo i dati provvisori del Ministero dello sviluppo economico, nel 2008 le importazioni hanno raggiunto 76.657 M(m³), al netto di 210 M(m³) esportati, registrando una crescita del 3,8% rispetto al 2007 (Fig. 3.2). Tenendo conto che lo scorso anno sono stati immessi 1.029 M(m³) negli stoccaggi – a differenza di quanto accaduto nel 2007 quando invece 1.309 M(m³) furono prelevati dalle scorte – e che le perdite di rete sono stimabili in circa 1,5 G(m³), il valore dei consumi nazionali è valutabile in 83.389 M(m³). 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(m³), 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(m³), 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(m³), 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(m³)



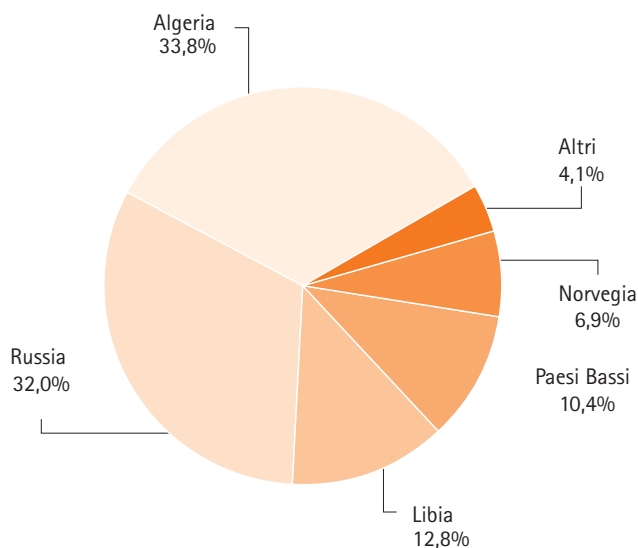
(A) Per il 2008 dati preconsuntivi.

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 importatori¹ che nel 2008 risultano aver complessivamente importato in Italia 75.041 M(m³) (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(m³), il grado di copertura dell'indagine risulta del 96%.

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

¹ 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

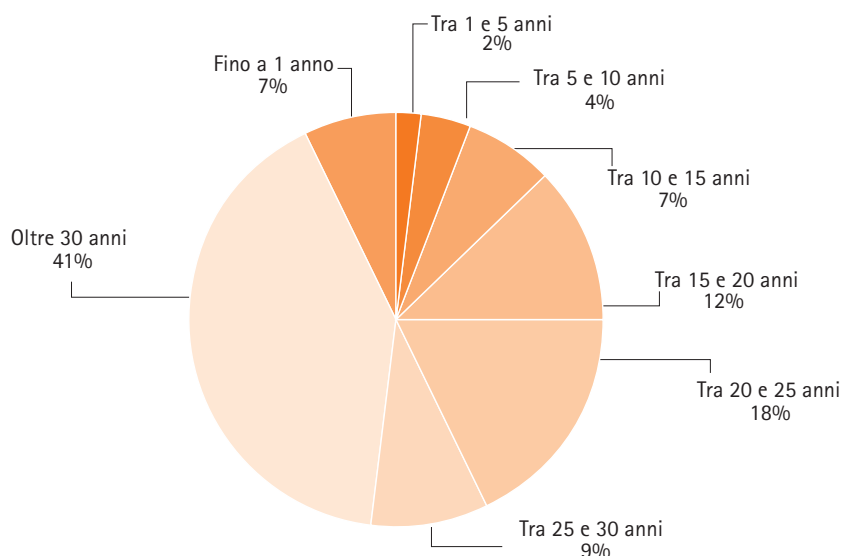
Importazioni lorde

RAGIONE SOCIALE	M(m ³)	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
Egl Italia	502	0,7
AceaElectrabel 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
TOTALE	75.041	100,0
TOTALE IMPORTAZIONI (Ministero dello sviluppo economico)	73.867	-

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(m³) 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(m³). I primi tre importatori risultano acquisire oltre l'80% (anche sul valore di import totale di fonte ministeriale).



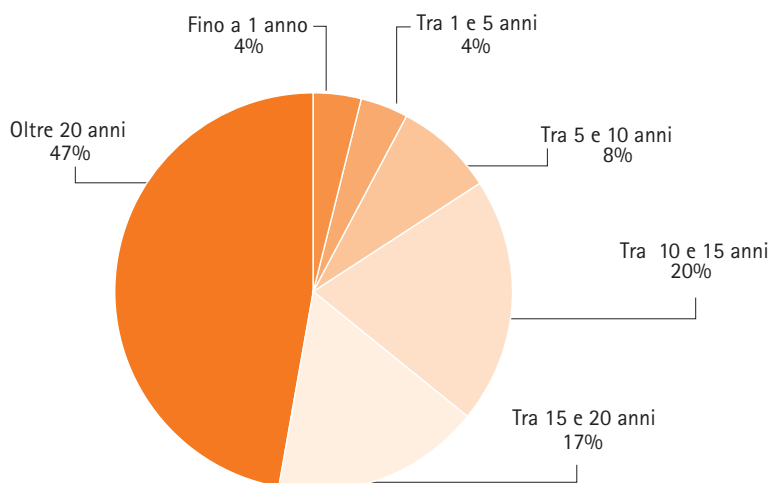
Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

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(m³)/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(m³)/anno e il secondo di 3,3 G(m³)/anno per complessivi 6,5 G(m³)/anno. Dall'ottobre 2008, mese nel quale sono iniziate le importazioni, al 30 aprile 2009 sono stati importati 1.678 M(m³) in relazione alla prima fase del potenziamento e 370 M(m³) 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 ³)/anno	LUNGHEZZA Km	COMPLETA- MENTO 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(m³).

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 Egl 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(m³)

di capacità attraverso una procedura di *open season*, la cui prima fase si è conclusa nel settembre 2008, con 17 manifesta-

zioni d'interesse non vincolanti per i 10 lotti messi in gara, ciascuno da 100 M(m³)/anno. Edison e Depa metteranno inoltre a

TAV. 3.5

Nuovi gasdotti in progetto

SOCIETÀ	INGRESSO IN ITALIA	CAPACITÀ NOMINALE G(m ³)/anno	LUNGHEZZA Km	COMPLETAMENTO STUDIO FATTIBILITÀ	PREVISIONE INIZIO ESERCIZIO	SITUAZIONE
TAP Trans Adriatic Pipeline (Grecia-Albania-Italia)						
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 ³)/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.
IGI Interconnector Italia-Grecia						
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.
Interconnectirol (Italia-Austria)						
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.
GALSI (Algeria-Italia)						
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.
TGL Tauern Gas Leitung (Germania-Austria-Italia)						
Consorzio Tauerngasleitung 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'allocazione di 4,55 G(m ³)/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(m³)/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 8 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
TOTALE	8.982	24.496	33.478

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 ³)			TOTALE
					A CLIENTI FINALI IN- DUSTRIALI	A CLIENTI FINALI TER- MOELETRICI	ALTRO(A)	
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
TOTALE	-	8.982	24.496	34.203	14.834	34.357	10.734	94.128

(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.

La tavola 3.8 mostra i risultati dei conferimenti di capacità di trasporto di tipo continuo effettuati all'inizio dell'anno termico 2008-2009.

Rispetto alle capacità² messe a disposizione nell'anno termico precedente, si registrano aumenti di capacità conferibile in quasi tutti i punti di ingresso della rete nazionale interconnessi con l'estero. Con l'eccezione di Gorizia e di Passo Gries, infatti, in tutti gli altri punti si evidenzia una crescita dello spazio disponibile. In particolare, come riportato nella comunicazione sulle capacità di trasporto che il Ministero dello sviluppo economico effettua ai sensi dell'art. 3, comma 10, del decreto legislativo n. 164/00:

- per le capacità del punto di entrata di Mazara del Vallo l'incremento della capacità di trasporto sino a 99,0 M(m³)/giorno è avvenuto gradualmente nel periodo compreso tra ottobre 2008 e aprile 2009, termine entro il quale si è realizzato il completamento del metanodotto Montalbano-Messina;
- nel punto di entrata di Gela, in relazione all'entrata in esercizio dei potenziamenti di rete Rende-Tarsia e Tarsia-Morano, a partire da aprile 2009 si registra un incremento della capacità di trasporto da 25,6 a 28,4 M(m³)/giorno;
- nel punto di entrata di Tarvisio si registra un incremento della capacità di trasporto in relazione all'entrata in esercizio dei potenziamenti delle centrali di Istrana e

Malborghetto. In particolare, da ottobre 2009 si avrà un incremento nella capacità di trasporto da 101,0 a 107,0 M(m³)/giorno.

Complessivamente la capacità conferibile è passata da 276,5 M(m³)/giorno del precedente anno termico a 289,8 M(m³)/giorno, evidenziando un aumento del 4,8%.

I risultati del conferimento per l'anno termico 2008-2009 mostrano come, all'inizio dell'anno termico, la capacità di trasporto di tipo continuo presso i punti di entrata della rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto sia stata conferita per il 95,2% a 64 soggetti. Considerando tuttavia l'ulteriore capacità conferita ad anno termico avviato, all'1 gennaio 2009 la medesima quota sale al 95,6%.

Nella tavola 3.8 non è riportato il punto di entrata di Panigaglia, la cui capacità conferibile giornaliera, pari a 13 M(m³)/giorno, in base alle procedure attuali è assegnata all'operatore del terminale di Panigaglia, la società GNL Italia, che immette il gas in rete per conto dei propri utenti della rigassificazione, al fine di consentire un utilizzo efficiente della capacità di trasporto presso l'interconnessione con il terminale. Secondo quanto indicato nella comunicazione del Ministero dello sviluppo economico, nell'anno termico 2008-2009 la capacità di rigassificazione del terminale è pari a 6 M(m³)/anno corrispondenti a 172 approdi.

PUNTO DI ENTRATA DELLA RETE NAZIONALE	CONFERIBILE	CONFERITA	DISPONIBILE	SATURAZIONE (%)
Passo Gries	59,4	59,4	0,0	100,0
Tarvisio	101,0	97,8	3,2	96,8
Mazara del Vallo ^(A)	99,0	93,2	5,8	94,2
Gorizia ^(B)	2,0	0,0	2,0	0,0
Gela ^(A)	28,4	25,6	2,8	90,1
TOTALE	289,8	276,0	13,8	95,2

(A) Capacità disponibile a partire da aprile 2009.

(B) Si ricorda che l'importazione presso il punto di Gorizia è un'operazione "virtuale", risultante dai minori volumi fisici in esportazione.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati di Snam Rete Gas.

TAV. 3.8

Capacità di trasporto di tipo continuo in Italia

M(m³) standard per giorno, se non altrimenti indicato; anno termico 2008-2009

² È opportuno ricordare che i valori della capacità di trasporto sono calcolati mediante simulazioni idrauliche della rete di trasporto che tengono conto degli scenari di prelievo previsti per l'anno in oggetto. La capacità di trasporto presso ciascun punto di entrata è determinata considerando lo scenario di trasporto più gravoso (quello estivo per i punti di entrata di Mazara del Vallo, Tarvisio e Gorizia, quello invernale per il punto di entrata di Passo Gries). In particolare Snam Rete Gas valuta i quantitativi massimi che possono essere immessi sulla rete da ciascun punto di entrata senza che siano superati i vincoli minimi di pressione nei vari punti del sistema e senza superare le prestazioni massime degli impianti. Ciò al fine di assicurare la disponibilità del servizio di trasporto al livello richiesto nel corso di tutto l'anno termico.

Conferimenti pluriennali

La tavola 3.9 riassume le capacità di tipo pluriennale conferite presso i punti di entrata della rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto. Come previsto dalle disposizioni dell'Autorità, quest'anno sono state assegnate le capacità per i prossimi 5 anni termici, a partire dal 2010-2011, complessivamente a 26 soggetti titolari di contratti di importazione pluriennali. La tavola riporta anche l'anno termico 2009-2010, con le capacità di tipo pluriennale conferite lo scorso anno.

Ai consueti 5 punti di entrata della rete nazionale dal prossimo anno termico si aggiunge anche quello di Cavarzere;

esso è il punto di collegamento con il nuovo terminale di rigassificazione di GNL di proprietà della società Terminale GNL Adriatico, di prossima entrata in funzione nel tratto di mare Adriatico prospiciente Rovigo. La società ha ottenuto l'esenzione all'accesso dei terzi per 25 anni ai sensi della legge 23 agosto 2004, n. 239, e della Direttiva europea 55/03/CE (vedi il paragrafo "Terminali di GNL"). Perciò la capacità conferibile in tale punto, pari a 26,4 M(m³)/giorno, sarà disponibile soltanto per 5,4 M(m³)/giorno sino all'anno termico 2032-2033. Inoltre, per i primi 5 anni termici anche tale capacità è riservata all'impresa di rigassificazione, ai sensi della delibera 31 luglio 2006, n. 168/06.

TAV. 3.9

Conferimenti ai punti di entrata della rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto per gli anni termici dal 2009-2010 al 2014-2015

M(m³) standard per giorno

ANNO TERMICO	PUNTI DI ENTRATA					
	TARVISIO	MAZARA DEL VALLO	PASSO GRIES	GELA	GORIZIA	CAVARZERE
2009-2010						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,4	28,4	2,0	26,4
Capacità conferita	87,9	81,6	52,4	21,9	0,0	26,4
Capacità disponibile	19,1	17,5	7,0	6,5	2,0	0,0
2010-2011						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,4	28,4	2,0	26,4
Capacità conferita	90,4	87,8	52,2	21,9	0,0	26,4
Capacità disponibile	16,6	11,2	7,2	6,5	2,0	0,0
2011-2012						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,4	28,4	2,0	26,4
Capacità conferita	89,7	87,8	50,8	21,9	0,0	26,4
Capacità disponibile	17,3	11,2	8,6	6,5	2,0	0,0
2012-2013						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,4	28,4	2,0	26,4
Capacità conferita	89,7	86,6	48,8	21,9	0,0	26,4
Capacità disponibile	17,3	12,4	10,6	6,5	2,0	0,0
2013-2014						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,4	28,4	2,0	26,4
Capacità conferita	78,9	85,4	45,1	21,9	0,0	26,4
Capacità disponibile	28,1	13,6	14,3	6,5	2,0	0,0
2014-2015						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,4	28,4	2,0	26,4
Capacità conferita	78,5	85,3	21,2	21,9	0,0	21,0
Capacità disponibile	28,5	13,7	38,2	6,5	2,0	5,4

Fonte: Snam Rete Gas.

Stoccaggio

Per l'anno termico 2008-2009 il sistema di stoccaggio ha offerto una disponibilità per il conferimento in termini di spazio complessivo per riserva attiva (cosiddetto *working gas*) pari a circa 13,9 G(m³) (Tav. 3.10).

La quota di tale disponibilità destinata allo stoccaggio strategico è pari a circa 5,1 G(m³), come stabilito dal Ministero dello sviluppo economico (in applicazione di quanto prescrivono l'art. 3, comma 4, del decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 9 maggio 2001 e l'art. 2 del decreto del Ministro delle attività produttive 26 settembre

2001) sulla base: dei programmi di importazione dai Paesi non appartenenti all'Unione europea comunicati dagli utenti; della situazione delle infrastrutture di importazione; dell'andamento delle fasi di iniezione e di erogazione dagli stoccaggi negli inverni precedenti. La disponibilità per i servizi di stoccaggio minerario, di modulazione e per il bilanciamento operativo della rete di trasporto è ammontata a 8,8 G(m³).

La disponibilità di punta giornaliera in erogazione, valutata al termine dell'erogazione del gas destinato al servizio di modulazione e minerario, come previsto dalle disposizioni introdotte dalla delibera 3 marzo 2006, n. 50/06, è pari complessivamente a circa 152 M(m³) standard.

I risultati del conferimento effettuato dalle imprese di stoccaggio per l'anno termico 2008-2009 sono riportati nella tavola 3.11. In termini di spazio per riserva attiva, le capacità conferite da Stogit per l'anno termico 2008-2009, tenuto conto della capacità incrementale messa a disposizione da Stogit nel giugno 2008, sono ammontate a circa 13,5 G(m³), equivalenti a circa 532,8 milioni di GJ, considerando un potere calorifico superiore (PCS) pari a 39,4 MJ/m³ standard. Rispetto all'anno termico 2007-2008, tenuto conto delle riduzioni di capacità intervenute nello stesso anno in relazione a problemi autorizzativi connessi

con l'esercizio in sovrappressione del campo di Settala, lo spazio reso disponibile è aumentato di circa 0,3 G(m³).

Dei 13,5 miliardi messi a disposizione da Stogit, 8,3 G(m³) (pari a circa 328 milioni di GJ) sono stati riservati ai servizi di modulazione e minerario, 0,11 G(m³) (circa 4 milioni di GJ) al bilanciamento operativo della rete di trasporto e 5,1 G(m³) alla riserva strategica.

Nel complesso, nell'anno termico 2008-2009 Stogit ha stipulato contratti per i servizi di stoccaggio con 43 operatori: 41 utenti del servizio di modulazione (dei quali 5 hanno utilizzato anche il servizio minerario, 9 quello strategico) e 2 utenti del servizio per il bilanciamento operativo delle imprese di trasporto. I volumi movimentati (movimentato fisico) dal complesso degli stoccaggi Stogit a marzo 2007 sono risultati pari a circa 13,6 G(m³), di cui 7,8 in erogazione e 5,9 in iniezione. Le capacità di spazio per riserva attiva messe a disposizione da Edison Stoccaggio nell'anno termico 2008-2009 sono ammontate a circa 0,4 G(m³). In tutto gli utenti del sistema di stoccaggio Edison sono stati 15: 14 utenti del servizio di modulazione (di cui 1 anche del servizio di stoccaggio strategico) e 1 del servizio per il bilanciamento operativo delle imprese di trasporto.

	M(GJ)	M(m ³) STANDARD(A)
Spazio per stoccaggio strategico	200,9	5.100
Spazio per i servizi di modulazione, stoccaggio minerario e bilanciamento operativo della rete di trasporto	346,9	8.818
TOTALE	547,8	13.918
Disponibilità giornaliera di punta per i servizi di stoccaggio minerario, di modulazione e bilanciamento operativo della rete di trasporto a fine stagione di erogazione	6,0 M(GJ)/giorno	152,3 M(m ³)/giorno

(A) Determinati secondo i valori del PCS di riferimento dei sistemi Edison Stoccaggio e Stogit, pari rispettivamente a 38,1 e 39,4 MJ/m³.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Edison Stoccaggio e Stogit.

IMPRESE DI DI STOCCAGGIO	ANNO TERMICO 2007-2008		ANNO TERMICO 2008-2009	
	NUMERO OPERATORI	CAPACITÀ (GJ) ^(A)	NUMERO OPERATORI	CAPACITÀ (GJ) ^(A)
Stogit	36	319.533.000	43	332.615.000
Edison Stoccaggio	10	14.172.000	14	14.322.968

(A) Per il sistema Stogit il PCS di riferimento è 39,4 MJ/m³ standard, mentre per il sistema Edison è 38,1 MJ/m³ standard.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Edison Stoccaggio e Stogit.

TAV. 3.10

Disponibilità di stoccaggio in Italia

TAV. 3.11

Conferimenti di capacità di spazio negli stoccaggi

Spazio relativo ai servizi di stoccaggio minerario, di modulazione e per il bilanciamento operativo delle imprese di trasporto

Situazione delle istanze di concessione per nuovi stoccaggi

Nella tavola 3.12 è riportato lo stato attuale delle istanze di concessione per nuovi siti di stoccaggio da parte del

Ministero dello sviluppo economico, tutti da realizzare in giacimenti di gas esauriti tranne che nel caso di Rivara, dove è prevista la costituzione di un sito acquifero in unità litologiche profonde.

TAV. 3.12

Istanze di concessione di stoccaggio a marzo 2009

PROGETTO	SOCIETÀ	WORKING GAS M(m ³)	PUNTA M(m ³)/giorno	SITUAZIONE
Alfonsine (RA)	Stogit	1.550	10,0	Autorizzato; l'avvio presenta difficoltà tecniche e ambientali. Si valuta l'opportunità di utilizzare il campo per riserva strategica.
Bordolano (CR-BG)	Stogit	1.440	12,5/20	Autorizzato; dopo la risoluzione di un contenzioso sulle tariffe con l'Autorità, è stato presentato un programma di riavvio dei lavori con modifiche, alcune delle quali hanno ottenuto un parere tecnico favorevole dal competente Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e la Geotermia.
San Potito – Cotignola (RA)	Edison Stoccaggio (90%), Blugas Infrastrutture (10%)	915	7,2	Autorizzato nell'aprile 2009.
Cornegliano (LO)	Ital Gas Storage	590/1.010	16,5	In fase autorizzativa; ha ottenuto nel luglio 2008 parere favorevole del gruppo istruttore della Commissione VIA; in attesa della Conferenza dei Servizi.
Cugno Le Macine – Serra Pizzuta (MT)	Geogastock	742	7	In fase autorizzativa; ha ottenuto la VIA a ottobre 2008; aperto un tavolo tecnico al Ministero dell'ambiente sull'applicabilità della direttiva Seveso.
Rivara (RA) (in acquifero profondo)	Erg Rivara Storage (85% Independent Gas Management, 15% Erg)	3.000	32	In istruttoria; progetto avversato dai Comuni interessati.
Verdicchio (AP)	Edison Stoccaggio	70	0,8	In istruttoria; il progetto preliminare deve essere portato alla Commissione per gli idrocarburi e le risorse minerarie.
Sinarca (CB)	Gas Plus Storage (60%), Edison Stoccaggio (40%)	324	3,3	In fase autorizzativa; ha ottenuto la VIA a novembre 2008; in attesa della convocazione della Conferenza dei Servizi.
Poggiofiorito (TE)	Gas Plus Storage	160	1,7	In istruttoria; la società deve presentare l'apposito studio sul progetto definitivo per la VIA.
Piadena Est (CR)	Blugas Infrastrutture	n.d.	n.d.	In istruttoria; parere favorevole della Commissione per gli idrocarburi e le risorse minerarie (giugno 2008).
Romanengo (CR-BG)	Enel Trade	n.d.	n.d.	In istruttoria; parere favorevole della Commissione per gli idrocarburi e le risorse minerarie (giugno 2008).
San Benedetto (AP)	Gas Plus Storage (51%), Gaz de France/Acea (49%)	n.d.	n.d.	In istruttoria; parere favorevole della Commissione per gli idrocarburi e le risorse minerarie (giugno 2008).
Bagnolo Mella (BS)	Edison Stoccaggio, Retragas	n.d.	n.d.	Assegnazione nel maggio 2009.
Rapagnano (AP)	Non assegnato	n.d.	n.d.	Nessuna domanda presentata.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

Rispetto al quadro presentato lo scorso anno le novità riguardano principalmente il progetto nell'area di San Potito-Cotignola, in provincia di Ravenna, che a fine aprile 2009 ha ottenuto la concessione dal Ministero dello sviluppo economico. L'entrata in esercizio degli impianti consentirà di incrementare di circa 900 M(m³) l'attuale capacità di stoccaggio nazionale per i servizi di modulazione, stoccaggio minerario e bilanciamento operativo della rete di trasporto che, come visto al paragrafo precedente, è pari a circa 9 G(m³).

Nel giugno 2008 la Commissione per gli idrocarburi e le risorse minerarie³ ha espresso il proprio parere favorevole sui progetti di Piadena Est (CR), Romanengo (CR-BG) e San Benedetto (AP). Il progetto di Cornegliano (LO) ha ottenuto nel luglio 2008 il parere favorevole del gruppo istruttore della Commissione di valutazione di impatto ambientale (VIA) ed è ora in attesa della Conferenza dei Servizi; nell'ottobre 2008 hanno ottenuto la VIA pure i progetti di Cugno Le Macine-Serra Pizzuta (MT) e Sinarca (CB); entrambi sono quindi in attesa della convocazione della Conferenza dei Servizi.

Terminali di GNL

La tavola 3.13 riassume lo stato di avanzamento dei progetti per la costruzione di nuovi terminali di rigassificazione di GNL sulle coste italiane. Su queste infrastrutture molte sono le novità di rilievo rispetto al quadro presentato lo scorso anno, prima fra tutte l'ormai imminente conclusione dell'iter del progetto riguardante il terminale *offshore* della società Terminale GNL Adriatico, quasi realizzato.

A distanza di 10 anni dalla presentazione del primo progetto,

il terminale a mare situato a 17 km al largo di Porto Levante (Rovigo), costruito in Spagna, è arrivato a destinazione nel settembre 2008. Nei dieci anni trascorsi, il progetto ha ottenuto le varie autorizzazioni necessarie; l'ultima in ordine di tempo è del gennaio 2009, quando è stata rilasciata l'Autorizzazione integrata ambientale. L'entrata in operatività è prevista per il luglio 2009. L'esenzione all'accesso dei terzi per l'80% della capacità del terminale, pari a 8 G(m³), nei prossimi 25 anni è stata rilasciata nel novembre 2004; tale esenzione ha ottenuto l'assenso della Commissione europea. Come stabilito dal decreto del Ministero delle attività produttive 28 aprile 2006 e dalla delibera n. 168/06, nel novembre 2007 è stata aperta la procedura pubblica di *open season* per l'allocatione del 20%, circa 1,6 G(m³), di capacità non oggetto di esenzione dell'impianto; tale procedura si è conclusa nel maggio 2009 con l'aggiudicazione a British Petroleum di 1 G(m³)/anno, per 10 anni a partire dall'anno termico 2009-2010. Restano quindi ancora da allocare 0,6 G(m³), che verranno messi sul mercato attraverso procedure annuali una volta avviato l'impianto. Edison Stoccaggio ha nel frattempo completato la realizzazione del metanodotto Cavarzere-Minerbio, della lunghezza di circa 83 km e facente parte della Rete nazionale dei gasdotti, che verrà collegato al terminale *offshore*.

Passi avanti ha registrato anche il progetto di terminale di Gioia Tauro (RC) che nel giugno 2008 ha ottenuto un finanziamento a fondo perduto dalla Commissione europea per 1,6 milioni di euro, nell'ambito del progetto TEN-E e, nel settembre dello stesso anno, anche la VIA positiva da parte del Ministero dell'ambiente. L'autorizzazione finale da parte del Ministero dello sviluppo economico è attesa per l'estate 2009.

³ La Commissione per gli idrocarburi e le risorse minerarie è stata istituita nel gennaio 2008; accorpando 4 organismi precedentemente operanti presso il Ministero dello sviluppo economico, ne ha assunto i compiti tecnico-consulativi sulla ricerca mineraria di base, sulla ricerca e coltivazione di idrocarburi e sulle *royalty*.

TAV. 3.13

Stato dei progetti per nuovi terminali GNL a marzo 2009

Progetti, società proponenti, capacità di rigassificazione in G(m³)/anno e stato delle autorizzazioni

PROGETTO	SOCIETÀ	CAPACITÀ	PREVISIONE INIZIO ESERCIZIO	STATO
Porto Levante offshore (RO)	Terminale GNL Adriatico (Edison 10%, Exxon Mobil 45%, Qatar Terminal Limited 45%)	8	2009	Il terminale a mare, costruito in Spagna, è arrivato a destinazione nel settembre 2008. A gennaio 2009 è stata rilasciata l'Autorizzazione integrata ambientale. Operatività prevista per luglio 2009. Conclusa la procedura pubblica di <i>open season</i> . Edison Stoccaggio ha completato la realizzazione del metanodotto Cavarzere-Minerbio, della lunghezza di circa 83 km e facente parte della Rete nazionale dei gasdotti, che verrà collegato al terminale <i>offshore</i> .
Brindisi	Brindisi LNG (100% British Gas Italia)	8	n.d.	Nel dicembre 2008 il Comitato regionale VIA ha espresso parere negativo, approvato dalla Regione, sul progetto di rigassificatore nell'area di Capobianco. British Gas sta studiando soluzioni alternative.
Toscana offshore (LI)	OLT Offshore LNG Toscana (E.ON 46,79%, Iride Mercato 41,71%, ASA 5,08%, OLT Energy Toscana 3,73%, Golar LNG 2,69%)	3,75 estendibili a 4,7	2010	Richiesta esenzione totale del TPA per 20 anni; la domanda è in istruttoria. Nel marzo 2008 la Saipem si è aggiudicata il contratto per la costruzione del terminale. Nel settembre 2008 il Consiglio di Stato ha sospeso le sentenze del TAR che, accogliendo i ricorsi di Greenpeace e di alcuni abitanti, aveva annullato l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio del rigassificatore.
Rosignano (LI)	Edison – BP – Solway	8	n.d.	Il procedimento autorizzativo è tuttora in corso. Nel marzo 2008 Edison ha integrato lo studio di impatto ambientale come richiesto dalla Commissione VIA e dalla Regione Toscana. Nel luglio 2008 il TAR toscano ha respinto i ricorsi proposti da Edison contro l'autorizzazione rilasciata dal Ministero dello sviluppo economico nel 2006 per il terminale (concorrente) di Livorno.
Gioia Tauro (RC)	LNG MedGas Terminal (Fingas – Sorgenia e Iride 69,8% Medgas Italia – gruppo Belleli e Azienda Energetica Etschewerke di Bolzano 30,2%)	12	2014	VIA positiva nel settembre 2008; autorizzazione del Ministero dello sviluppo economico attesa per l'estate 2009. Nel giugno 2008 ha ottenuto un finanziamento dalla Commissione europea per 1,6 milioni di euro, nell'ambito del progetto TEN-E. Intanto, nel marzo 2008, LNG Medgas Terminal ha chiesto al Ministero dello sviluppo economico di apporre il vincolo sui terreni per la realizzazione del gasdotto di collegamento del terminale alla rete nazionale. Stipulato un Protocollo d'intesa con gli enti locali.
Taranto	Gas Natural Internacional	8	n.d.	Accordo con Snam Rete Gas per la costruzione del gasdotto di collegamento alla rete nazionale una volta autorizzato il progetto. Nel luglio 2008 il Comitato VIA della Regione Puglia ha espresso parere negativo sul rigassificatore. Nel luglio 2008 la giunta regionale ha deliberato parere sfavorevole della Regione nell'ambito della procedura di VIA.
Zaule (TS)	Gas Natural Internacional	8	2013	Accordo con Snam Rete Gas per la costruzione del gasdotto di collegamento alla rete nazionale una volta autorizzato il progetto. Nel luglio 2008 il Ministero dell'ambiente ha inviato informazioni al corrispondente ministero sloveno ai fini della valutazione degli impatti transfrontalieri e ha inoltrato alla Commissione VIA le osservazioni dell'amministrazione slovena. Nel settembre 2008 Italia e Slovenia hanno deciso di istituire un Gruppo tecnico per affrontare il tema dei due rigassificatori da costruire nel golfo di Trieste.

TAV. 3.13 SEGUE

Stato dei progetti per nuovi terminali GNL a marzo 2009

Progetti, società proponenti, capacità di rigassificazione in G(m³)/anno e stato delle autorizzazioni

PROGETTO	SOCIETÀ	CAPACITÀ	PREVISIONE INIZIO ESERCIZIO	STATO
Trieste <i>offshore</i> (TS)	Terminale Alpi Adriatico (Endesa Europa 100%)	8	n.d.	Nel marzo 2008 è stata proposta una nuova localizzazione dell'impianto e aggiornato lo studio d'impatto ambientale. La società ha chiesto il rilascio della concessione demaniale per la nuova localizzazione. La proposta di nuova localizzazione è stata posta all'esame della Commissione tecnica del Ministero dell'ambiente nel settembre 2008.
Porto Empedocle (AG)	Nuove Energie (Enel 90%)	8	2010	Procedimento autorizzativo di competenza della Regione Sicilia. Nell'aprile 2008 parere positivo della Commissione VIA con prescrizioni (presentazione del progetto del gasdotto di collegamento alla Rete nazionale). Nel settembre 2008 ha ottenuto il decreto favorevole di compatibilità ambientale con prescrizioni. La Conferenza dei Servizi della Regione Sicilia ha dato il via libera definitivo alla costruzione del rigassificatore nel gennaio 2009.
Rada di Augusta (SR)	ERG Power&Gas – Shell Energy Italia	8	n.d.	Procedimento autorizzativo di competenza della Regione Sicilia. Nel maggio 2008 ha ottenuto parere positivo dalla Commissione VIA con prescrizioni. Emesso nel settembre 2008 il decreto favorevole di compatibilità ambientale con prescrizioni.
Ravenna (RA)	Atlas Ing. (Gruppo Belleli)	8	n.d.	Impianto <i>offshore</i> all'esame del Ministero dello sviluppo economico.
Senigallia (AN)	Gaz de France Gdf-Suez	5	n.d.	Impianto <i>offshore</i> all'esame del Ministero dello sviluppo economico (una versione aggiornata del progetto è stata sottoposta da Gaz de France nell'aprile 2008).
Portovenere (SP)	GNL Italia (Eni 100%)	4,5	2014	Potenziamento del terminale di Panigaglia di Eni che ne porterebbe la capacità dagli attuali 3,5 a 8 G(m ³). Procedimento di VIA avviato nel luglio 2007. Il Comune di Portovenere ha espresso parere contrario. Nel maggio 2008 il Ministero dell'ambiente ha chiesto chiarimenti e integrazioni nell'ambito della procedura di VIA. Nell'aprile 2009 la giunta regionale ligure ha confermato la propria posizione negativa nell'ambito della Commissione VIA.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

Reti di distribuzione

Nell'ambito dell'indagine annuale dell'Autorità sull'evoluzione dei settori regolati, una sezione è dedicata alla distribuzione del gas naturale. Ai soggetti esercenti questa attività è stato chiesto di fornire dati preconsuntivi relativamente all'attività svolta nell'anno 2008 e di confermare o rettificare i dati forniti in via provvisoria lo scorso anno, relativamente al 2007.

Una sintesi delle cifre riguardanti questo segmento della filiera gas è illustrata nella tavola 3.14 che sembra mostrare una forte diminuzione del numero degli operatori occor-

sa negli ultimi 2 anni. Tale impressione, tuttavia, non è corretta, in quanto nell'edizione di quest'anno dell'indagine il numero di rispondenti, pari a 263, è sicuramente sottorappresentato; ciò appare evidente, per esempio, prendendo a riferimento il dato dei distributori iscritti all'Anagrafica dell'Autorità che, a maggio 2009, risulta pari a 308. Non v'è dubbio che nella distribuzione di gas naturale sia in corso da tempo un processo di riassetto industriale che conduce ogni anno a numerose operazioni di fusione e acquisizioni societarie (così come a cessioni di rami d'azienda o di impianti), ovvero a una naturale riduzione del numero delle imprese che vi operano.

Quest'anno si è tuttavia rivelato più arduo che in passato soprattutto il reperimento dei dati relativi alle imprese che hanno svolto l'attività di distribuzione nel corso del 2007 e che nel 2008 sono state incorporate da altri soggetti o hanno smesso di operare, cedendo la propria attività ad altre aziende. Nelle tavole che seguono sono quindi da considerarsi provvisori i dati relativi al 2008 (in quanto forniti in via pre-consuntiva dagli operatori) come pure, per le ragioni appena esposte, quelli relativi al 2007, in particolare per le classi di operatori di dimensione piccola o piccolissima.

Come si è detto, hanno risposto all'indagine 263 operatori: di questi 10 erano inattivi nel 2007 e hanno avviato l'attività nel 2008, mentre 14 erano operativi nel 2007 ma hanno interrotto l'attività nel 2008, a seguito di un'operazione di fusione/incorporazione o perché hanno ceduto la propria attività ad altri soggetti. Si pensi, per esempio, ai casi di Siciliana Gas, che a metà del 2008 si è estinta in quanto incorporata da Italgas, o al Gruppo Linea Distribuzione che nel 2008 ha incorporato 3 imprese (Cogeme Gestioni, Metano Pavese e Padania Acque). Altri esempi di operazioni di incorporazione fanno rife-

rimento a Gelsia Reti (che ha acquisito Gestione Servizi Desio e Bria), al gruppo Intesa Distribuzione (che ha incorporato 3 ragioni sociali operative nel 2007) e a Bagnolo Mella Servizi (incorporata in Gas Plus nel novembre 2008).

Il numero di imprese molto grandi (cioè con più di mezzo milione di clienti) è salito di un'unità per l'ingresso di Azienda Energia Servizi Torino in tale categoria. Più numerosa, rispetto al 2007, è risultata anche la classe di aziende classificate come grandi (vale a dire con un numero di clienti compreso tra 100.000 e 500.000), che nel 2008 appare includere 27 operatori. È scesa invece da 33 a 24 la numerosità dei distributori di media dimensione, che servono cioè tra 50.000 e 100.000 clienti. Solo 35 soggetti (il 14% delle imprese attive nel settore) superano quindi la soglia dei 100.000 clienti serviti per la quale scatta l'obbligo di separazione funzionale delle attività, secondo quanto disposto dalla normativa dell'Autorità sull'*unbundling*. Complessivamente essi coprono il 78% dei volumi distribuiti in Italia (nel 2007 erano 32 e coprivano il 75%). Le restanti 214 imprese attive nel 2008 distribuiscono un quinto dei volumi totali.

TAV. 3.14

Attività dei distributori nel periodo 2006-2008

OPERATORI ^(A)	2006	2007	2008
NUMERO	287	253	249
Molto grandi	7	8	8
Grandi	22	24	27
Medi	31	33	29
Piccoli	133	117	113
Piccolissimi	94	71	72
VOLUME DISTRIBUITO – M(m³)	34.917	31.094	33.485
Molto grandi	18.194	15.921	17.276
Grandi	7.841	7.394	8.952
Medi	3.843	3.978	3.543
Piccoli	4.584	3.475	3.407
Piccolissimi	455	326	306

(A) Molto grandi: operatori con più di 500.000 clienti.

Grandi: operatori con un numero di clienti compreso tra 100.000 e 500.000.

Medi: operatori con un numero di clienti compreso tra 50.000 e 100.000.

Piccoli: operatori con un numero di clienti compreso tra 5.000 e 50.000.

Piccolissimi: operatori con meno di 5.000 clienti.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

La tavola 3.15 mostra un quadro di dettaglio dell'attività di distribuzione nel 2008, elencando, per regione, il numero di esercenti, di clienti (gruppi di misura) e di comuni serviti, oltre due i volumi erogati e la quota percentuale rispetto al totale nazionale. Complessivamente sono stati distribuiti quasi 33,5 G(m³) quasi 21.400 clienti residenti in 6.566 comuni. Come in passato, i dati evidenziano un'elevata variabilità territoriale, ma del tutto stabile nel tempo, in quanto essa riflette la varie diffusione del grado di metanizzazione, le differenze climatiche tra le diverse aree geografiche e la diversa distribuzione sul territorio delle attività produttive di medio-piccola dimensione, tipicamente servite da reti secondarie. Quattro regioni, Piemonte, Lombardia, Veneto ed Emilia Romagna assorbono più del 10% ciascuna e il 64% circa del gas complessivamente distribuito. Toscana e Lazio possiedono una quota superiore al 5%, 9 regioni evidenziano una quota compresa tra l'1,5% e il 3%, le restanti 4 mostrano quote inferiori all'1%. Manca dall'elenco la Sardegna che non è metanizzata. La tradizionale ripartizione geografica tra Nord, Centro, Sud e Isole mantiene,

come negli scorsi anni, la netta predominanza del Nord nel quale viene distribuito il 70,9% del gas totale; seguono il Centro con il 20,0%, il Sud e le Isole con il 9,1%.

La tavola 3.16 mostra una prima elaborazione della composizione societaria del capitale sociale dei distributori al 31 dicembre 2008, limitata, però, alle partecipazioni dirette di primo livello, così come rilevate nell'ambito dell'indagine annuale. In prima battuta è opportuno osservare che sono solo 4 le società quotate in Borsa: Hera, Ascopiave, Enia e Acegas-Aps. Queste hanno una quota del capitale sociale detenuto in Borsa che pesa per appena lo 0,6% sul complesso delle quote di partecipazione nel capitale sociale delle società che svolgono l'attività di distribuzione. Quasi il 43% delle quote è, invece, detenuto da enti pubblici, mentre il 22,7% è relativo a quote in possesso di imprese energetiche locali nell'11,1% dei casi, imprese energetiche nazionali nel 9,6% dei casi e imprese energetiche estere nel 2% dei casi (con casa madre in Spagna e Austria). Il 12,7% è la quota di capitale sociale complessivamente detenuta da persone fisiche.

TAV. 3.15

**Attività di distribuzione
per regione nell'anno
2008**

	NUMERO DI OPERATORI PRESENTI	CLIENTI (MIGLIAIA)	COMUNI SERVITI	VOLUMI EROGATI M(m ³)	QUOTA %
Val d'Aosta	1	19	24	43	0,1
Piemonte	30	1.948	1.017	4.008	12,0
Liguria	9	848	152	902	2,7
Lombardia	71	4.578	1.481	8.812	26,3
Trentino Alto Adige	14	242	185	621	1,9
Veneto	30	1.921	570	3.976	11,9
Friuli Venezia Giulia	11	509	190	902	2,7
Emilia Romagna	32	2.218	359	4.469	13,3
Toscana	15	1.509	236	2.280	6,8
Lazio	13	2.128	312	2.101	6,3
Marche	26	609	235	895	2,7
Umbria	11	330	88	572	1,7
Abruzzo	26	559	278	723	2,2
Molise	10	101	98	119	0,4
Campania	22	1.219	402	933	2,8
Puglia	13	1.188	246	1.032	3,1
Basilicata	13	180	120	191	0,6
Calabria	10	360	263	260	0,8
Sicilia	16	931	310	645	1,9
TOTALE	-	21.396	6.566	33.485	100,0

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 3.16

Composizione societaria dei distributori

NATURA GIURIDICA DEI SOCI	%
Enti pubblici	42,8
Società diverse	20,1
Persone fisiche	12,7
Imprese energetiche locali	11,1
Imprese energetiche nazionali	9,6
Imprese energetiche estere	2,0
Istituti finanziari nazionali	0,9
Flottante	0,6
Istituti finanziari esteri	0,1
TOTALE	100

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Per quanto riguarda le infrastrutture, la tavola 3.17 mostra che la distribuzione avviene per mezzo di circa 13.300 cabine, quasi 201.500 gruppi di riduzione finale e 238.500 km circa di reti, dei quali il 40% in media pressione e quasi il 60% in bassa pressione. Le reti sono collocate prevalentemente al Nord (141.600 km contro i 53.700 km del Centro e i 42.300 di Sud e

Isole) e in media, appartengono per il 78% ai distributori stessi e per l'11,7% ai Comuni. La proprietà delle reti, che può essere del distributore, del Comune o di altri soggetti (per questo la somma delle percentuali della tavola può non arrivare a 100), varia comunque abbastanza sensibilmente tra le diverse regioni.

TAV. 3.17

Infrastrutture di distribuzione e loro proprietà nell'anno 2008

Numero di cabine e gruppi di riduzione finale; estensione reti in km

REGIONE	CABINE	GRUPPI DI RIDUZIONE FINALE	ESTENSIONE RETE			QUOTA % DI PROPRIETÀ DELLE RETI	
			ALTA PRESSIONE	MEDIA PRESSIONE	BASSA PRESSIONE	ESERCENTE	COMUNE
Val d'Aosta	10	104	0,3	165,9	194,0	99,0	0,6
Piemonte	684	29.125	84,6	11.783,2	10.788,5	89,3	2,7
Liguria	111	1.656	57,4	1.898,8	4.147,2	72,2	0,1
Lombardia	1.719	22.131	108,1	13.919,4	30.848,7	72,4	15,6
Trentino Alto Adige	178	18.235	179,7	1.994,1	1.933,8	90,5	6,6
Veneto	882	9.745	291,6	9.985,0	17.307,1	82,0	10,8
Friuli Venezia Giulia	131	1.691	5,0	2.064,3	5.029,6	72,7	26,7
Emilia Romagna	466	87.328	371,6	15.966,4	12.505,6	60,5	13,1
Toscana	530	6.594	204,6	6.053,7	9.131,2	66,1	9,0
Lazio	431	4.034	185,0	6.601,2	7.359,2	97,6	2,3
Marche	161	2.528	24,6	4.174,9	4.423,4	47,6	24,4
Umbria	213	1.643	105,3	1.768,9	3.123,7	61,7	37,8
Abruzzo	6.627	8.620	1,4	4.019,4	4.533,4	79,0	20,5
Molise	79	447	5,6	978,2	1.018,5	84,6	15,1
Campania	325	2.772	17,5	3.535,0	7.412,2	84,4	12,7
Puglia	195	1.613	89,7	3.235,7	8.119,7	92,2	7,6
Basilicata	127	465	0,8	769,6	1.477,5	76,7	22,9
Calabria	242	862	34,7	2.173,1	3.283,0	90,4	9,6
Sicilia	211	1.816	60,3	3.911,5	8.213,3	97,6	2,4
Non in funzione	-	-	0,0	127,6	527,1	-	-
TOTALE	13.322	201.409	1.827,9	95.125,8	141.376,7	77,6	11,7

Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

La tavola 3.18 mostra un'elaborazione preliminare dei dati sulla ripartizione nel 2008 di clienti distribuiti per le categorie d'uso individuate dalla delibera 2 febbraio 2007, n. 17/07, e associate a determinati profili di prelievo standard. La categoria di gran lunga prevalente in Italia è quella che utilizza il gas per riscaldamento individuale, uso cottura cibi e produzione di acqua calda sanitaria, la quale inci-

de per quasi il 62% in termini di numerosità dei clienti. Importanti sono anche gli usi di cottura cibi e produzione di acqua calda sanitaria, che rappresentano l'11% del totale, e il solo uso di cottura cibi che conta per il 10,6%. Rilevante appare anche l'uso del gas per il riscaldamento individuale associato con la cottura cibi, che rappresenta il 7% dei clienti complessivamente distribuiti.

CATEGORIA D'USO	QUOTA %
Uso cottura cibi	10,6
Produzione di acqua calda sanitaria	1,2
Uso cottura cibi + produzione di acqua calda sanitaria	10,9
Uso tecnologico (artigianale - industriale)	1,1
Uso condizionamento	0,1
Riscaldamento individuale/centralizzato	3,9
Riscaldamento individuale + uso cottura cibi + produzione di acqua calda sanitaria	61,9
Riscaldamento individuale + uso cottura cibi	7,0
Riscaldamento individuale + produzione di acqua calda sanitaria	1,5
Riscaldamento centralizzato + uso cottura cibi + produzione di acqua calda sanitaria	0,3
Riscaldamento centralizzato + produzione di acqua calda sanitaria	0,5
Uso tecnologico + riscaldamento	0,9
Uso condizionamento + riscaldamento	0,0
TOTALE	100,0

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 3.18

Ripartizione di clienti distribuiti per categoria d'uso nell'anno 2008

Quote percentuali dei clienti allacciati alle reti di distribuzione al 31/12/2008 e dei volumi a essi distribuiti; consumo medio in m³

Come si ripartiscono gli utenti del servizio di distribuzione in base ai volumi consumabili è valutabile anche tramite i dati esposti nella tavola 3.19 che mostra, appunto, la ripartizione di clienti e volumi per fasce di prelievo, espresse in GJ/anno coerentemente al sistema di tariffazione in vigore per il servizio di distribuzione nel 2008.

Nelle prime due classi (0-4 e 4-20 GJ/anno) ricadono con molta probabilità le famiglie che usano il gas per cottura cibi e/o produzione di acqua calda. Insieme esse incidono per il 41,8% in termini di numerosità e per il 5,4% in termini di volumi prelevati. La classe più numerosa sia in termini di numero di gruppi di misura, sia in termini di volumi è quella che prevede un consumo annuo compreso tra 20 e 200 GJ (all'incirca tra 520 e 5.200 m³): in essa ricadono le famiglie o le piccole attività commerciali che utilizzano il gas anche per il riscaldamento dei locali. Le ultime quattro classi, relativamente meno

numerose, sono quelle cui appartengono gli usi più intensivi: infatti assorbono oltre metà del gas distribuito.

La tavola 3.20 illustra, infine, i primi 20 gruppi operanti nella distribuzione di gas naturale nel 2007 e nel 2008 e le relative quote di mercato. Come nelle altre fasi della filiera, il gruppo Eni risulta dominante, con una quota meno rilevante (26,6% nel 2008), ma comunque più che doppia rispetto ai principali inseguitori. Il confronto con il 2007 mostra un rafforzamento della quota dell'*incumbent*, principalmente dovuto all'acquisizione di Siciliana Gas, a svantaggio dei concorrenti che, in modo abbastanza distribuito, hanno visto la propria quota ridursi. Fanno eccezione Iride, Enia, Gelsia e Aimag, la cui quota di mercato si è accresciuta. L'incremento è superiore a un punto percentuale solo nel caso di Iride. Complessivamente i primi 20 gruppi coprono quasi l'80% del mercato.

TAV. 3.19

Ripartizione dei clienti e dei prelievi per fascia di prelievo

Clienti in migliaia delle reti di distribuzione al 31/12/2008; volumi prelevati in M(m³)

FASCIA DI PRELIEVO (GJ/anno)	CLIENTI	VOLUMI	QUOTA % SU CLIENTI	QUOTA % SU VOLUMI
0-4	3.852	204	18,0	0,6
4-20	5.082	1.588	23,8	4,7
20-200	11.009	14.315	51,5	42,8
200-3.000	1.341	7.697	6,3	23,0
3.000-8.000	87	1.977	0,4	5,9
8.000-40.000	20	2.948	0,1	8,8
Oltre 40.000	4	4.756	0,0	14,2
TOTALE	21.396	33.485	100,0	100,0

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 3.20

Primi 20 gruppi operanti nella distribuzione di gas naturale nel 2008

Volumi di gas naturale distribuito in M(m³)

GRUPPO	2007	QUOTA %	2008	QUOTA %
Eni	8.031	25,8	8.897	26,6
Enel	3.441	11,1	3.622	10,8
Hera	2.081	6,7	2.129	6,4
A2A	1.933	6,2	1.895	5,7
Italcogim	1.226	3,9	1.307	3,9
E.On	1.144	3,7	1.181	3,5
Iride	751	2,4	1.177	3,5
Enia	958	3,1	1.070	3,2
Asco Holding	743	2,4	802	2,4
Linea Group Holding	483	1,6	537	1,6
Acegas-Aps	460	1,5	463	1,4
Amga Azienda Multiservizi	413	1,3	443	1,3
Erogasmet	314	1,0	351	1,0
Gelsia	152	0,5	319	1,0
Consiag	327	1,1	319	1,0
Energei	291	0,9	311	0,9
Gas Rimini	298	1,0	304	0,9
Aimag	213	0,7	302	0,9
Agsm Verona	284	0,9	285	0,9
Edison	272	0,9	281	0,8
Altri	7.279	23,4	7.488	22,4
TOTALE	31.094	100,0	33.485	100,0

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Mercato all'ingrosso

I dati relativi al mercato all'ingrosso del gas provengono dalle prime e provvisorie elaborazioni dei dati raccolti nell'indagine annuale che l'Autorità realizza sullo stato dei mercati dell'energia elettrica e del gas nell'anno precedente.

Per quanto riguarda il settore della vendita gas, l'indagine era rivolta a tutte le società che nell'accreditamento all'Anagrafica operatori dell'Autorità, istituita nel luglio 2008 con la delibera 23 giugno 2008, GOP 35/08 (vedi il Capitolo 6 del secondo Volume), hanno dichiarato di svolgere attività di vendita di gas sia all'ingrosso, sia al mercato finale nel corso del 2008. In base al decreto legislativo n. 164/00, i soggetti che vendono gas a clienti finali devono anche essere autorizzati dal Ministero dello sviluppo economico, mentre le imprese che svolgono solo attività di *trading* non necessitano di tale autorizzazione. Tra gli esercenti oggetto della rilevazione, sono stati classificati come grossisti gli operatori che hanno effettuato meno del 95% delle loro vendite a clienti finali; essi comprendono anche tutte le società che possiedono una produzione propria di gas naturale che offrono sul mercato all'ingrosso.

Nel 2008 il numero di grossisti è risultato pari a 78. Come si può vedere dalla tavola 3.21, che sintetizza l'attività di questi operatori, dalla completa apertura del mercato del gas, avvenuta nel 2003, il numero di soggetti che vendono gas all'ingrosso è quasi raddoppiato.

Nell'insieme i grossisti hanno venduto 109,6 G(m³), di cui 43,2 al mercato finale e 66,4 ad altri intermediari del mercato all'ingrosso (Tav. 3.24). Rispetto allo scorso anno il volume complessivamente trattato è cresciuto dell'8,2%, ma al suo interno sono aumentate del 23,3% le vendite al mercato all'ingrosso, che nel 2007 si erano fermate a 53,9 G(m³), mentre sono diminuite del 9,0% le vendite effettuate da questi operatori direttamente a clienti finali che nell'anno precedente avevano raggiunto 47,4 G(m³). La riduzione dei volumi venduti sul mercato finale e l'incremento di quelli ceduti sul mercato all'ingrosso dagli stessi grossisti sono un fenomeno che si va manifestando da qualche anno;

semberebbe quindi essere in atto un processo di specializzazione sul proprio mercato, con una crescente liquidità dello stesso.

In media, il volume unitario di vendita è salito del 2,6%, essendo passato da 1,37 a 1,40 G(m³), in conseguenza dell'aumento complessivo dei volumi trattati, della sostanziale stabilità del numero degli operatori (dai 74 del 2007 si è passati a 78), ma anche della riduzione dei volumi ceduti dagli operatori di più grande dimensione. Come si vede dai valori illustrati nella tavola, infatti, le vendite degli operatori più grandi si sono ridotte a vantaggio dei concorrenti di piccola e soprattutto di media taglia.

I volumi di gas complessivamente venduti da Eni sono diminuiti di quasi 6 punti percentuali, quelli dei grandi operatori sono calati del 3,2%, mentre le vendite dei piccoli operatori sono cresciute del 15,2% e più ancora quelle delle imprese di media dimensione, salite del 17,1%.

Le modalità di approvvigionamento delle imprese grossiste sono illustrate nella tavola 3.22, dalla quale si osserva che queste società si procurano il gas per quasi il 60% attraverso le importazioni. Una parte rilevante (quasi il 20%) delle importazioni dei grossisti di media dimensione è acquisita da Eni al di là del confine nazionale. Il 23% del gas ceduto al mercato all'ingrosso viene acquistato da altri rivenditori sul territorio nazionale (sia alla frontiera, sia al *city gate*), il 7% è direttamente prodotto e quasi il 10% viene acquisito al PSV. Le importazioni sono la principale fonte di approvvigionamento soprattutto per i grandi operatori, mentre via via che la dimensione degli operatori si riduce, divengono sempre più importanti gli acquisti sul mercato nazionale e quelli al PSV, dove in media si acquisiscono partite di minore rilevanza. L'incidenza degli acquisti al PSV è massima nel caso dei grossisti di piccolissima dimensione, per i quali raggiunge il 36%.

A fronte delle risorse disponibili per i grossisti illustrate nella tavola 3.22, la tavola 3.23 consente di osservare gli impieghi di gas effettuati dagli stessi operatori. Nel complesso, il 54,6% del

TAV. 3.21

**Attività dei grossisti
nel periodo 2002-2008**

OPERATORI(A)	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
NUMERO	55	40	41	60	72	74	78
Eni	1	1	1	1	1	1	1
Grandi	1	1	1	2	1	1	1
Medi	4	4	6	8	9	11	13
Piccoli	17	20	19	29	29	31	33
Piccolissimi	32	14	14	20	32	30	30
VOLUME VENDUTO – G(m³)	85,2	90,6	95,9	110,5	103,2	101,3	109,6
Eni	52,3	51,3	53,6	58,0	57,3	51,6	48,7
Grandi	12,9	17,8	16,3	27,0	13,5	13,1	12,7
Medi	15,8	15,6	18,4	14,0	20,1	22,8	31,6
Piccoli	4,0	5,6	7,6	10,8	11,3	12,7	15,6
Piccolissimi	0,2	0,2	0,1	0,7	1,0	1,1	1,1
VOLUME MEDIO UNITARIO – M(m³)	1.550	2.264	2.340	1.842	1.433	1.369	1.405
Eni	52.349	51.320	53.632	58.027	57.292	51.643	48.656
Grandi	12.865	17.808	16.268	13.486	13.451	13.131	12.709
Medi	3.954	3.902	3.061	1.748	2.233	2.074	2.429
Piccoli	234	279	399	372	391	410	472
Piccolissimi	7	17	7	37	31	35	37

(A) Grandi: operatori con vendite superiori a 10 G(m³).
 Medi: operatori con vendite comprese tra 1 e 10 G(m³).
 Piccoli: operatori con vendite comprese tra 0,1 e 1 G(m³).
 Piccolissimi: operatori con vendite inferiori a 0,1 G(m³).

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 3.22

**Approvvigionamento
dei grossisti nel 2008**

Quote percentuali

APPROVVIGIONAMENTO	GROSSISTI(A)					Totale
	Eni	Grandi	Medi	Piccoli	Piccolissimi	
Produzione nazionale	13,2	0,0	1,7	5,2	1,8	6,9
Importazioni	85,1	75,5	40,9	14,2	22,0	59,6
Acquisti da operatori sul territorio nazionale	1,5	20,5	39,9	51,9	33,6	22,9
Acquisti in stoccaggio	0,0	0,2	0,1	4,3	6,6	0,7
Acquisti al PSV	0,3	3,8	17,5	24,3	36,0	9,8
TOTALE	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

(A) Grandi: operatori con vendite superiori a 10 G(m³).
 Medi: operatori con vendite comprese tra 1 e 10 G(m³).
 Piccoli: operatori con vendite comprese tra 0,1 e 1 G(m³).
 Piccolissimi: operatori con vendite inferiori a 0,1 G(m³).

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

gas approvvigionato viene rivenduto sul mercato all'ingrosso, il 35,5% va a clienti finali (e quasi il 29% di questo gas viene ceduto a clienti finali collegati societariamente) e il restante 9,9% è destinato all'autoconsumo, ovvero è impiegato direttamente nelle centrali di produzione elettrica degli operatori stessi. Dalla tavola si nota come l'attività di intermediazione all'ingrosso sia prevalente nelle società di piccola e piccolissima dimensione, che destinano a questo mercato il 70% o più del

gas da esse approvvigionato. Eni appare destinare il gas approvvigionato in modo più equilibrato tra mercato all'ingrosso e mercato finale. Gli operatori di dimensioni medio-grandi, invece, accanto all'attività di rivendita all'ingrosso appaiono utilizzare il gas per usi propri: il 100% del gas venduto al mercato finale dalle imprese grandi va infatti a clienti finali collegati societariamente, mentre quasi un quinto del gas trattato dagli operatori di media dimensione è destinato all'autoconsumo.

TAV. 3.23

**Impieghi di gas
dei grossisti nel 2008**

Quote percentuali

VENDITE	GROSSISTI ^(A)					Totale
	Eni	Grandi	Medi	Piccoli	Piccolissimi	
Ad altri rivenditori sul territorio nazionale	42,7	46,0	64,0	77,9	66,8	54,6
– di cui vendite in stoccaggio	0,0	0,6	1,2	1,7	3,7	0,9
– di cui vendite al PSV	19,3	1,5	25,0	27,4	28,5	21,5
A clienti finali	49,0	54,0	16,8	21,7	30,8	35,5
– di cui collegati societariamente	4,1	100,0	63,9	5,0	0,4	28,5
Autoconsumi	8,3	0,0	19,2	0,4	2,3	9,9
TOTALE	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

(A) Grandi: operatori con vendite superiori a 10 G(m³).Medi: operatori con vendite comprese tra 1 e 10 G(m³).Piccoli: operatori con vendite comprese tra 0,1 e 1 G(m³).Piccolissimi: operatori con vendite inferiori a 0,1 G(m³).

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 3.24

**Vendite dei principali
grossisti nel 2008**
M(m³)

SOCIETÀ	A GROSSISTI E VENDITORI	A CLIENTI FINALI	TOTALE
Eni	22.648	26.009	48.656
Enel Trade	5.851	6.858	12.709
Edison	4.845	2.165	7.009
Plurigas	3.054	839	3.893
Gaz de France – Sede secondaria	2.795	0	2.795
Hera Trading	2.471	54	2.525
E.On Energy Trading	2.263	38	2.301
A2A Trading	2.150	3	2.153
Blugas	1.726	41	1.767
AceaElectrabel Trading	1.362	16	1.378
ENOI	1.289	8	1.296
Sinergie Italiane	945	0	945
Gas Plus Italiana	937	0	937
Sorgenia	932	1.142	2.074
E.On Ruhrgas	838	356	1.194
Ascotrade	810	851	1.661
Egl Italia	771	52	823
Spigas	761	79	840
Italtrading	745	9	755
Elettrogas	679	0	679
Begas Energy International (ex Bidas Energy)	674	27	701
2B Energia	621	0	621
Worldenergy	574	0	574
Shell Italia	563	193	756
Essent Trading International	262	0	262
Enova	499	9	509
Iride Mercato	471	1.056	1.527
Energy Trade	465	0	465
Energetic Source	459	22	481
A2A Beta	401	116	517
Shell Italia E&P	362	0	362
Eni Mediterranea Idrocarburi	325	0	325
CEA Centrex Italia	323	0	323
Unogas Energia	313	110	423
Altri	2.518	3.115	5.632
TOTALE	66.436	43.168	109.603
Prezzo medio (c€/m ³)	34,67	37,75	35,88

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

La tavola 3.24 mostra il dettaglio dell'attività delle 34 società (l'anno scorso erano 27) il cui venduto ha raggiunto almeno 300 M(m³) nel mercato all'ingrosso. Insieme tali operatori coprono il 96,2% delle vendite complessivamente effettuate su tale mercato che si mantiene molto concentrato, seppure in miglioramento: la quota delle prime 3 società Eni, Enel Trade ed Edison, è infatti scesa al 50,2% (lo scorso anno era del 59,8%); quella delle prime 5, che include anche Plurigas e Gaz de France, si è abbassata al 59%, mentre nel 2007 era pari al 67,8%.

L'ultima riga della tavola mostra il prezzo mediamente praticato dalle società classificate come grossiste, che nel 2008 è risultato pari a 35,88 €/m³. I clienti finali pagano, ovviamente, un prezzo superiore, rispetto a quello degli altri intermediari. Il differenziale tra le due clientele è stimabile intorno a 3 €/m³, essendo pari a 37,75 €/m³ il prezzo praticato ai clienti finali contro i 34,67 €/m³ pagati dagli altri grossisti e rivenditori.

PVS – Punto di scambio virtuale

Nel primo semestre dell'anno termico 2008-2009 63 soggetti hanno effettuato scambi, cessioni e acquisizioni di gas presso il PSV; di questi 53 erano anche utenti del sistema di trasporto. Dieci soggetti risultano quindi essere *trader* al PSV.

Le figure 3.6 e 3.7 mostrano lo storico delle transazioni di gas avvenute presso i punti di ingresso del sistema gas nazionale e

presso il PSV sino al marzo 2009, in termini di volumi e di numero di transazioni⁴. Nell'ambito delle transazioni presso il PSV sono indicate in maniera distinta, con l'indicazione "PSV GNL", le riconsegne di gas (in termini di volumi ceduti e di numero di riconsegne giornaliere) da parte di GNL Italia, l'operatore del terminale di rigassificazione di Panigaglia, agli utenti del terminale. Tali consegne, che avvengono presso il PSV dal novembre 2005, ancorché registrate come operazioni al PSV non sono dovute a contrattazioni tra operatori sul mercato secondario.

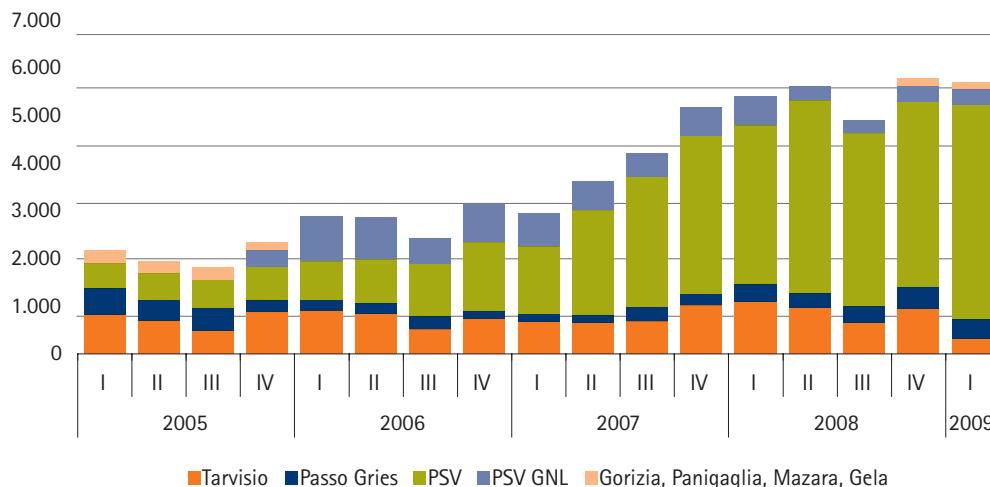
Negli ultimi anni, il PSV ha notevolmente accresciuto la sua importanza, in termini sia di volumi scambiati, sia di numero delle contrattazioni. Ciò è avvenuto anche perché dal novembre 2006, secondo le disposizioni dell'Autorità, i *trader* possono effettuare transazioni presso l'*hub* nazionale, senza essere al contempo utenti del sistema di trasporto.

Un confronto tra gli anni termici 2006-2007 e 2007-2008 (Fig. 3.8) mostra come il PSV stia crescendo a scapito degli altri punti di ingresso della rete nazionale. A eccezione del punto di Passo Gries, che ha mantenuto stabile la propria incidenza, esso è l'unico punto di scambio che ha registrato un aumento complessivo dei volumi oggetto di transazione, pari a 12 punti percentuali. Nei primi mesi dell'anno termico 2008-2009, sino a marzo 2009, le transazioni di gas presso il PSV in termini di volumi hanno rappresentato quasi il 78% del totale movimentato.

FIG. 3.6

Volumi delle transazioni nei punti di entrata della rete nazionale

M(m³) standard da 38,1 MJ; le transazioni effettuate si riferiscono a gas immesso in rete dall'utente cedente



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Snam Rete Gas.

⁴ Per rendere confrontabili le transazioni registrate presso il PSV con quelle avvenute presso i punti di entrata indicati, per il PSV si è considerata per ogni mese la media del numero di transazioni giornaliere insieme con il totale dei volumi scambiati.

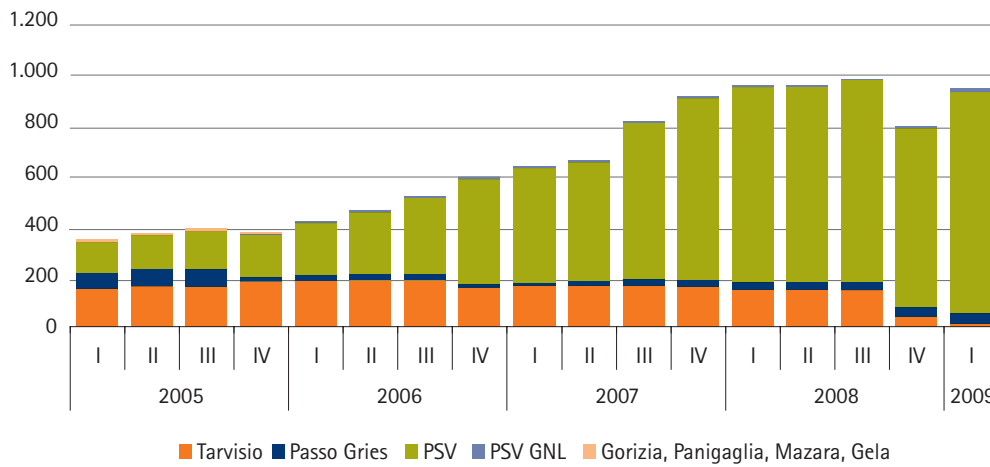


FIG. 3.7

Numero delle transazioni nei punti di entrata della rete nazionale

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Snam Rete Gas.

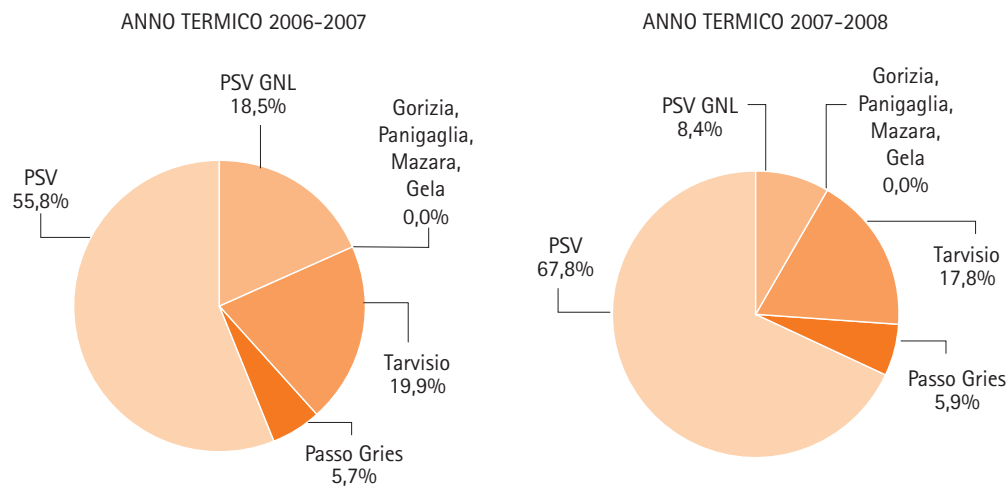


FIG. 3.8

Ripartizione dei volumi scambiati/ceduti nei punti di entrata della rete nazionale interconnessi con l'estero e PSV

Confronto tra gli anni termici 2006-2007 e 2007-2008

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Snam Rete Gas.

Mercato finale al dettaglio

All'atto della chiusura della presente *Relazione Annuale*, hanno risposto all'indagine annuale dell'Autorità sui settori dell'energia elettrica e del gas 209 soggetti che nell'Anagrafica operatori dell'Autorità hanno dichiarato di svolgere l'attività di vendita di gas nel corso del 2008 e che, al contempo, risultavano presenti nell'elenco degli autorizzati alla vendita a clienti finali dal Ministero dello sviluppo economico. Alla data dell'11 settembre 2008 tale elenco era composto da 393 società; è noto però che alcune delle società che chiedono l'autorizzazione ministeriale alla vendita restano poi inattive. Considerando che il volume complessivo di gas venduto a clienti finali, calcolato in base alle risposte ottenute nell'indagine dell'Autorità, è in linea con i dati di consumo preconsuntivi rilasciati dal Ministero dello sviluppo economico, è ragionevole ipotizzare che i soggetti che non hanno risposto siano rimasti inattivi nel

corso dell'anno o che abbiano realizzato volumi di vendita marginali. In base ai primi risultati dell'indagine annuale, infatti, le vendite al mercato finale nel 2008 sono state pari a 69,9 G(m³), soddisfatte da grossisti per 43,16 G(m³) e da "venditori puri" per 26,75 G(m³). Se a tali quantitativi si aggiungono 13,45 G(m³) di autoconsumi (ovvero il gas impiegato direttamente nelle centrali di produzione elettrica degli operatori stessi), si ottiene un volume di gas complessivamente consumato in Italia di 83,38 G(m³), valore praticamente uguale agli 83,39 G(m³) indicati dal Ministero dello sviluppo economico. Come si vede dalla tavola 3.25, nel 2008 il numero di operatori classificabili come "venditori puri" (soggetti, cioè, per i quali almeno il 95% dei volumi venduti è stato ceduto a clienti finali) è diminuito rispetto allo scorso anno di circa 30 unità. Le quantità complessivamente vendute, tuttavia,

TAV. 3.25

Attività dei venditori nel periodo 2002-2008

OPERATORI(A)	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
NUMERO	504	432	353	258	226	238	209
Grandi	2	5	4	4	4	4	6
Medi	42	40	37	38	39	33	29
Piccoli	222	176	149	100	107	105	94
Piccolissimi	237	211	163	116	76	96	80
VOLUME VENDUTO G(m³)	26,6	33,0	31,4	24,5	24,1	21,9	27,0
Grandi	7,5	15,8	14,6	8,5	8,3	9,1	15,3
Medi	11,2	11,1	11,6	11,5	11,3	8,4	7,5
Piccoli	6,8	5,2	4,6	4,2	4,2	4,0	3,9
Piccolissimi	1,0	0,8	0,7	0,3	0,3	0,4	0,3
VOLUME MEDIO UNITARIO M(m³)	53	76	89	95	107	90	128
Grandi	3.756	3.169	3.640	2.135	2.076	2.287	2.542
Medi	267	279	313	301	290	254	260
Piccoli	31	30	31	42	39	38	41
Piccolissimi	4	4	4	3	4	4	4

(A) Grandi: operatori con vendite superiori a 1.000 M(m³).

Medi: operatori con vendite comprese tra 100 e 1.000 M(m³).

Piccoli: operatori con vendite comprese tra 10 e 100 M(m³).

Piccolissimi: operatori con vendite inferiori a 10 M(m³).

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

sono aumentate da 21,9 a 27 G(m³), di conseguenza è notevolmente cresciuto il volume medio unitario di vendita degli operatori globalmente considerati. Come si vede nella tavola, tutto l'aumento è stato realizzato dagli operatori di grande dimensione, cioè quelli con vendite superiori a 1.000 M(m³), il cui volume complessivamente venduto è salito dai 9,1 G(m³) del 2007 a 15,3 G(m³), anche grazie all'ingresso di due nuovi operatori in questa categoria; di conseguenza, è notevolmente cresciuto pure il volume medio unitario, che ha superato i 2,5 M(m³). L'incremento delle vendite dei grandi ha spiazzato tutte le altre categorie di operatori, che invece hanno registrato riduzioni sia nei volumi di vendita, sia nel numero degli operatori presenti. L'effetto di tale ridimensionamento nelle classi medio-piccole ne ha lievemente aumentato la concentrazione: i volumi medi unitari di vendita degli operatori di media e piccola dimensione sono infatti leggermente aumentati, mentre sono rimasti stabili quelli delle imprese piccolissime appartenenti all'ultima categoria.

L'approvvigionamento degli operatori classificati come venditori è esclusivamente basato sugli acquisti da altri rivenditori

nazionali e al PSV. In particolare gli operatori di piccola e piccolissima dimensione risultano acquisire il 20% del gas che vendono presso il PSV. Gli impieghi del gas di questi operatori mostrano, com'è ovvio, una prevalenza dei volumi venduti a clienti finali; tuttavia, in media lo 0,3% del gas disponibile viene autoconsumato e lo 0,8% viene rivenduto sul mercato all'ingrosso.

La tavola 3.26 mostra il dettaglio delle 19 società, classificate come venditori puri, le cui vendite a clienti finali nel 2008 hanno superato i 200 M(m³). Essa esclude quindi le società già elencate nella tavola 3.24 che, pur vendendo al mercato finale quantitativi superiori alla soglia indicata, sono state classificate come grossisti e come tali analizzate nel paragrafo relativo al mercato all'ingrosso.

Analogamente alla tavola contenente i dati dei grossisti, anche la tavola sui venditori riporta il prezzo medio praticato da queste imprese nei due mercati. Il prezzo di vendita all'ingrosso risulta in linea con quello dei grossisti, seppure lievemente inferiore (34,26 contro 34,67 c€/m³); il prezzo medio offerto ai clienti finali è invece, come ci si poteva attendere, sensibilmente più elevato, data la forte incidenza

TAV. 3.26

Vendite al mercato finale nel 2008
M(m³)

SOCIETÀ	VENDITE		
	A GROSSISTI E VENDITORI	A CLIENTI FINALI	TOTALE
Enel Energia	11	5.932	5.942
Italcogim Energie	121	3.123	3.244
Hera Comm	2	2.092	2.094
E.On Italia Power Et Fuel	41	1.436	1.478
Edison Energia	4	1.263	1.267
E.On Energia	9	1.217	1.226
A2A Energia	0	997	997
Toscana Energia Clienti	1	853	854
Asm Energia e Ambiente	0	593	593
Estenergy	1	415	416
Gas Plus Vendite	1	371	372
Erogasmet Vendita - Vivigas	2	364	366
SGR Servizi	0	296	296
Gelsia Energia	0	282	282
Agsm Energia	0	273	273
Enercom	0	267	267
Prometeo	1	233	234
Sinergas	0	227	227
Bas Omniservizi	0	203	203
Altri	14	6.193	6.207
TOTALE	206	26.755	26.961
Prezzo medio (c€/m ³)	34,26	41,64	41,58

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

di clienti allacciati alle reti di distribuzione. Il prezzo offerto dai venditori puri comprende quindi il costo della distribuzione, di norma assente nel prezzo praticato dai grossisti in quanto questi ultimi vendono prevalentemente a clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto. Inoltre, i venditori puri sono relativamente spostati sul *mass market* (hanno cioè un numero di clienti più elevato, ma che consumano tendenzialmente quantitativi piccoli), mentre – al contrario – tra i clienti finali dei grossisti vi è una maggioranza

di grandi consumatori industriali/termoelettrici in grado di spuntare prezzi inferiori.

Per calcolare correttamente le quote di mercato e il livello di concentrazione del mercato della vendita finale, tuttavia, non è possibile ignorare l'operato dei grossisti che, come si è visto, offrono gas anche a clienti finali. Pertanto occorre abbandonare la distinzione effettuata tra grossisti e venditori puri e analizzare i quantitativi venduti da tutte le imprese considerando i gruppi societari (Tav. 3.27).

TAV. 3.27

Primi 20 gruppi per vendite al mercato finale nel 2008

Volumi in M(m³)

GRUPPO	VOLUME	QUOTA %
Eni	26.862	38,4
Enel	12.799	18,3
E. On	3.927	5,6
Edison	3.428	4,9
Energie Investimenti	3.136	4,5
A2A	2.668	3,8
Hera	2.209	3,2
CIR (Sorgenia)	1.142	1,6
Iride	1.107	1,6
Ascopiave	922	1,3
E.S.T.R.A. Energia, Servizi, Territorio, Ambiente	567	0,8
Acegas-Aps	415	0,6
Linea Group Holding	399	0,6
Erogasmet	386	0,6
Gas Plus	371	0,5
Trentino Servizi	313	0,4
Amga Azienda Multiservizi (Udine)	311	0,4
Gas Rimini	296	0,4
Gelsia	282	0,4
ACSM (Como)	275	0,4
Altri	8.108	11,6
TOTALE	69.922	100,0

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Il mercato della vendita finale resta piuttosto concentrato: i primi 3 gruppi coprono il 62,3% (l'anno scorso raggiungevano il 63,5%). La concentrazione a livello dei primi 5 gruppi, invece, è addirittura aumentata: dal 69,4% al 71,7%, come ci si poteva attendere visto l'aumento degli operatori nella classe dei più grandi e la corrispondente diminuzione del numero di imprese nelle classi di vendita di dimensione medio-piccola. Con una quota del 38,4% Eni si conferma il gruppo dominante, seppure in riduzione nel tempo, ancora ben distanziato dal secondo operatore, il gruppo Enel, che ogni anno guadagna

terreno: la quota di Enel, infatti, è cresciuta di quasi 2 punti percentuali, arrivando nel 2008 al 18,3%. Da notare il passaggio in terza posizione del gruppo E.On che con il 5,6% ha superato il gruppo Edison, nonostante l'incremento dal 3,1 al 4,9% della quota di mercato di quest'ultimo. Seguono, con quote non troppo distanti: Energie Investimenti, A2A e Hera. In generale, un altro segnale di concentrazione del mercato è dato dall'assottigliarsi delle differenze tra le quote dei primi due operatori del mercato e quelle del gruppo inseguitore, formato dalle successive quattro o cinque imprese.

Il mercato finale della vendita di gas naturale (Tav. 3.28) comprende quasi 20 milioni di clienti, più di 18 dei quali sono domestici. Sono quasi 1,2 milioni i clienti del commercio e dei servizi, 172.000 gli industriali e 600 i termoelettrici. In termini di volume le proporzioni tendono a invertirsi: includendo anche gli autoconsumi, si nota che il settore domestico assorbe 18,8 G(m³), 6 G(m³) sono acquisiti dal commercio, 20,6 G(m³) dall'industria e 37,6 G(m³) dalla generazione elettrica.

La percentuale dei clienti serviti sul mercato libero aumenta via via che ci si sposta dal settore domestico, dove risulta del 4,5%, ai settori per i quali il gas costituisce un input del processo produttivo e dove l'uso del gas è più intenso: essa è infatti pari al 39% nei settori del commercio e dei servizi, al 49% nell'industria e all'89% nel termoelettrico.

Il dettaglio delle vendite al mercato finale per settore di consumo e dimensione dei clienti, illustrato nella tavola 3.29, conferma, in effetti, che al crescere dei consumi i clienti tendono a spostarsi sul mercato libero. Vale la pena precisare che la presenza di volumi e prezzi (come si vedrà meglio nel paragrafo dedicato ai prezzi del mercato libero) nelle classi di consumo tutelate superiori a 200.000 m³ è dovuta al fatto che esse comprendono i consumi di quei clienti che, pur avendo facoltà di cambiare fornitore, non hanno ancora effettuato una scelta in tal senso e sono dunque rimasti nell'ambito delle condizioni contrattuali protette dall'Autorità. Il numero di questi clienti e i relativi quantitativi di gas acquistato si stanno tuttavia assotti-

gliando nel tempo: nel 2008, a fronte di oltre 19 G(m³) venduti a condizioni tutelate a clienti con consumi inferiori a 200.000 m³, i volumi venduti a condizioni tutelate a clienti con consumi superiori a tale soglia risultano pari a 202 M(m³).

Quest'anno l'indagine effettuata presso gli operatori del trasporto e della distribuzione di gas naturale ha rivolto loro alcune domande anche sullo *switching*, vale a dire sul numero di clienti⁵ che ha cambiato il proprio fornitore nell'anno solare 2008. Le domande sono state poste in modo da rilevare il fenomeno secondo la definizione prevista dalla Commissione europea. È stato quindi introdotto un questionario per la rilevazione dell'attività di *switching*, intesa come il numero di cambiamenti di fornitore in un dato periodo di tempo (anno) che include:

- il *re-switch*, quando un cliente cambia per la seconda (o successiva) volta, anche nell'arco temporale prescelto;
- lo *switch-back*, quando un cliente torna al primo o al precedente fornitore;
- lo *switch* verso una società concorrente dell'*incumbent* e viceversa.

Nel caso in cui un cliente cambi area di residenza lo *switch* viene registrato solo se si rivolge a un fornitore differente dall'*incumbent* esistente nell'area in cui arriva; inoltre, un cambiamento di condizioni economiche con lo stesso fornitore non

	DOMESTICO	COMMERCIO E SERVIZI	INDUSTRIA	GENERAZIONE ELETTRICA	TOTALE
CLIENTI					
Autoconsumi	2	1	10	0,05	12
Mercato libero	824	468	80	0,48	1.372
Mercato tutelato	17.597	731	82	0,06	18.411
TOTALE	18.423	1.200	172	0,60	19.795
VOLUMI					
Autoconsumi	56	43	51	13.305	13.454
Mercato libero	1.704	3.967	19.824	24.692	50.187
Mercato tutelato	17.001	2.015	718	2	19.735
TOTALE	18.761	6.025	20.592	37.998	83.377

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 3.28

Mercato finale al dettaglio per settore di consumo

Clienti in migliaia; volumi in M(m³)

⁵ Per comodità di scrittura nel testo si parla genericamente di clienti. Va precisato, tuttavia, che si tratta di numero di punti di riconsegna nel caso di utenti del trasporto e di numero di gruppi di misura nel caso di utenti della distribuzione.

TAV. 3.29

Vendite al mercato
finale al dettaglio
per tipologia di mercato
e clienti
M(m³)

SETTORE	CLIENTI SUDDIVISI PER CLASSE DI CONSUMO ANNUO (m ³)					TOTALE
	< 5.000	5.000– 200.000	200.000– 2.000.000	2.000.000– 20.000.000	> 20.000.000	
Domestico	14.520	2.392	72	18	–	17.001
Commercio e servizi	526	1.427	60	1	–	2.015
Industria	92	575	45	5	–	718
Generazione elettrica	0	1	1	0	–	2
TOTALE VOLUMI VENDUTI A PREZZI TUTELATI	15.138	4.395	178	24	–	19.735
Domestico	693	768	175	34	34	1.704
Commercio e servizi	514	1.801	1.058	565	28	3.967
Industria	105	987	3.952	7.719	7.061	19.824
Generazione elettrica	5	12	513	875	23.286	24.692
TOTALE VOLUMI VENDUTI A PREZZI DI MERCATO	1.317	3.568	5.344	9.193	30.766	50.187
TOTALE	16.455	7.963	5.522	9.217	30.766	69.922

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 3.30

Tassi di switching
degli utenti finali
nel 2008

CLIENTI PER CLASSE DI CONSUMO ANNUO	CLIENTI	VOLUMI
Fino a 5.000 m ³	1,1	1,4
5.000–200.000 m ³	3,5	6,8
200.000–2.000.000 m ³	10,4	15,8
2.000.000–20.000.000 m ³	29,0	30,0
Oltre 20.000.000 m ³	44,2	55,7
TOTALE	1,2	34,9

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

è equivalente a uno *switch*, anche nel caso in cui venga scelta una nuova formula contrattuale oppure il cambiamento da un prezzo tutelato a uno non tutelato offerto dallo stesso fornitore o da una società da esso controllata.

È importante sottolineare che la nuova metodologia rende i dati qui pubblicati non confrontabili con quelli diffusi in altre sedi dall'Autorità.

L'indagine ha evidenziato che la percentuale di clienti che nel 2008 ha cambiato fornitore di gas è stata complessivamente pari all'1,2%, ovvero al 34,9% se valutata in termini di volumi di gas consumati dai clienti che hanno effettuato il cambio. La tavola 3.30 mostra il dettaglio di questo dato distinguendo i clienti per fascia di consumo.

Com'è ovvio le percentuali aumentano al crescere della classe dimensionale dei clienti. Ciò in quanto all'ampliarsi dei volumi di consumo, si innalza la spesa per l'acquisto di gas e, di conseguenza, crescono sia l'interesse verso la possibilità di risparmiare, che è generalmente la prima motivazione del

cambio di fornitore, sia la conoscenza del settore e la capacità del cliente finale di compiere scelte consapevoli. La metodologia di raccolta dei dati, tuttavia, non consente di escludere eventuali casi in cui il cambio di fornitore da parte dei grandi consumatori risponda a una politica di riappropriazione dei propri clienti nell'ambito di un gruppo industriale, seguendo dunque logiche non necessariamente concorrenziali.

Le classi a maggior consumo contengono, tuttavia, un numero decisamente contenuto di clienti (per esempio, circa 250 nella classe oltre i 20 M(m³)/anno).

Il dettaglio territoriale del settore domestico è illustrato nella tavola 3.31. La regione con i consumi più elevati è la Lombardia che acquisisce il 27,4% dei quantitativi venduti e rappresenta il 22,3% dei clienti serviti. Altre due regioni importanti sono il Piemonte e il Veneto: entrambe acquistano poco più dell'11% del gas venduto sul territorio nazionale e contano una quota di clienti superiore al 9%. Seguono per importanza in termini di volumi acquisiti l'Emilia Romagna e il Lazio. In quest'ultima

TAV. 3.31

**Mercato finale
al dettaglio nel 2008:
settore domestico**
Clienti in migliaia e volumi in M(m³)

REGIONE	OPERATORI	CLIENTI	VOLUMI
Piemonte	80	1.722	2.119
Val d'Aosta	12	16	23
Lombardia	130	4.100	5.123
Trentino Alto Adige	32	218	294
Veneto	69	1.679	2.091
Friuli Venezia Giulia	34	397	438
Liguria	35	737	611
Emilia Romagna	66	1.516	1.860
Toscana	46	1.322	1.194
Umbria	30	263	251
Marche	45	528	553
Lazio	58	1.952	1.474
Abruzzo	52	484	443
Molise	20	88	74
Campania	44	994	573
Puglia	29	1.098	785
Basilicata	26	150	148
Calabria	23	301	199
Sicilia	28	855	451
TOTALE	-	18.421	18.705

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

regione, dove le condizioni climatiche sono più miti rispetto alle regioni del Nord, l'importanza in termini di clienti è maggiore rispetto a quella in termini di quantitativi acquistati. In Lazio, infatti, risiede il 10,6% dei clienti serviti che acquista il 7,9% del gas venduto a clienti domestici.

La tavola 3.32 descrive il dettaglio territoriale del settore non domestico. Un analogo ordine d'importanza delle diverse regioni si osserva anche nei vari settori di consumo del mercato non domestico. La Lombardia è il territorio che assorbe i maggiori quantitativi di gas: 26,6% nel commercio e servizi, 21,7% nell'industria e 21,5% nella generazione elettrica. Seguono:

- nel commercio, Emilia Romagna, Veneto e Piemonte, con quote sui volumi rispettivamente pari a 16,3%, 12,4% e 10,3%;

- nell'industria, Emilia Romagna, Piemonte e Veneto, con quote sui volumi rispettivamente pari a 14,7%, 13,9% e 11%;
- nella generazione elettrica, Emilia Romagna, Piemonte e Lazio, con quote sui volumi rispettivamente pari a 13,9%, 12,0% e 10,3%.

A fronte di livelli di acquisto non stupisce che la Lombardia sia anche la regione in cui risulta operare il numero più rilevante di imprese di vendita, pari a 130. È opportuno specificare a tal proposito che il dato relativo al numero degli operatori di vendita è stato inserito nella tavola 3.31, ma si riferisce alle società che vendono gas al settore domestico e/o non domestico. Inoltre, nella colonna le imprese vengono contate tante volte quante sono le regioni in cui operano; quindi la somma di tale colonna non ha significato. Un elevato numero di venditori è presente anche in Piemonte (80), in Veneto (69), in Emilia Romagna (66) e nel Lazio (58).

TAV. 3.32

**Mercato finale
al dettaglio
nel 2008: settore
non domestico**

Clienti in migliaia e volumi in M(m³)

REGIONE	COMMERCIO E SERVIZI		INDUSTRIA		GENERAZIONE ELETTRICA	
	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI ^(A)	VOLUMI
Piemonte	136	618	20	2.858	65	2.974
Val d'Aosta	2	15	0	63	2	2
Lombardia	291	1.589	50	4.457	121	5.305
Trentino Alto Adige	21	187	2	350	40	70
Veneto	167	744	26	2.253	74	301
Friuli Venezia Giulia	38	199	2	633	10	206
Liguria	23	85	4	261	11	874
Emilia Romagna	127	973	18	3.023	39	3.440
Toscana	99	387	9	1.487	45	1.661
Umbria	23	106	4	578	18	433
Marche	40	230	8	484	26	250
Lazio	82	240	4	824	41	2.535
Abruzzo	35	114	4	654	13	473
Molise	5	24	1	100	4	997
Campania	33	132	4	652	10	1.631
Puglia	32	185	2	685	3	86
Basilicata	9	40	1	123	4	191
Calabria	13	36	1	96	6	830
Sicilia	24	79	2	961	11	2.434
TOTALE	1.199	5.982	162	20.542	544	24.693

(A) Clienti in valore assoluto.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Fornitura del GPL e altri gas a mezzo di reti locali

Come in passato l'indagine annuale svolta dall'Autorità sui settori regolati ha dedicato una specifica sezione alla fornitura di gas diversi dal gas naturale, distribuiti attraverso reti secondarie. Ai soggetti esercenti l'attività di distribuzione di gas differenti dal gas naturale (che diversamente dal caso di quest'ultimo possono tuttora restare integrati) è stato chiesto sia di fornire dati pre-consuntivi relativamente all'attività svolta nell'anno 2008, sia di confermare o rettificare i dati forniti in via provvisoria lo scorso anno relativamente al 2007, che sono quindi da ritenersi definitivi. Per questo motivo i dati riguardanti il 2007, che verranno

brevemente illustrati nelle tavole che seguono, potranno risultare differenti da quelli pubblicati nella *Relazione Annuale* dello scorso anno.

Complessivamente hanno risposto all'indagine 87 operatori, che nell'insieme hanno distribuito poco meno di 28 M(m³) nel 2007 e 32 M(m³) nel 2008. Il numero di clienti (gruppi di misura) serviti è salito dalle 121.520 unità del 2007 a 129.125 unità nel 2008 (Tav. 3.33). Nei due anni il consumo medio unitario è rimasto sostanzialmente stabile: tra i 228 m³ del 2007 e i 247 m³ del 2008 non vi è infatti una marcata differenza. Tra i gas diversi dal gas naturale distribuiti a

mezzo rete quello più diffuso è il GPL che copre il 65% circa dei volumi complessivamente erogati e il 79% dei clienti serviti. Il resto dei clienti, servito con reti alimentate ad aria

propanata, consuma un terzo dei volumi distribuiti. Una quota marginale del gas complessivamente distribuito (2%) viene da altri tipi di gas.

TIPO DI GAS	ANNO 2007		ANNO 2008	
	VOLUME EROGATO	CLIENTI	VOLUME EROGATO	CLIENTI
GPL	18,4	96.265	20,6	101.939
Aria propanata	8,7	24.855	10,7	26.787
Altri gas	0,6	400	0,6	399
TOTALE	27,6	121.520	31,9	129.125

Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

TAV. 3.33

Distribuzione a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale

Volumi in M(m³) e numero di clienti

La distribuzione regionale (Tav. 3.34) mostra che la Sardegna, regione ancora non metanizzata, è quella in cui la distribuzione di gas diversi dal gas naturale è, ovviamente, più elevata, in termini sia di quantitativi erogati, sia di clienti serviti: da sola essa ha assorbito un terzo dei volumi distribuiti per soddisfare la richiesta di una quota quasi altrettanto ampia di clienti (il 28%). Il servizio rimane tuttavia concentrato in pochi comuni (74 sui 377 istituiti sul territorio della regione), seppure in espansione visto che nello scorso anno i comuni serviti erano 57. La seconda regione in cui la distribuzione a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale assume cifre importanti è la Toscana, che conta per il 15,2% dei volumi distribuiti e il 17,1% dei clienti serviti. In questa regione il servizio raggiunge la metà dei comuni esistenti nel territorio (136 su 287). Il servizio di distribuzione di gas (non naturale) risulta importante anche in Lombardia, la cui incidenza valutata in termini di volumi distribuiti a livello nazionale è molto superiore a quella espressa in termini di clienti serviti. Ciò accade perché in questo territorio vi sono diverse realtà produttive che usufruiscono del servizio di distribuzione a mezzo rete di gas non naturale, i cui consumi medi –

diversamente da quelli domestici – sono elevati. Lo stesso fenomeno si manifesta anche in altre regioni, specie in Trentino Alto Adige e soprattutto in Friuli Venezia Giulia, dove la gran parte del territorio è montuosa e quindi più facilmente raggiungibile con combustibili come il GPL, maggiormente agevole da trasportare rispetto al gas naturale. Quote relativamente importanti di gas alternativi al gas naturale distribuiti a mezzo rete sono utilizzate anche in Liguria, Emilia Romagna e Lazio.

L'estensione delle reti e il loro assetto proprietario sono illustrati nella tavola 3.35, che mostra come nel complesso siano in esercizio in Italia 3.850 km di reti alimentate con gas diversi dal gas naturale (di cui 3.260 km alimentati a GPL). Il confronto con i dati raccolti sul 2007 evidenzia una crescita dell'estensione delle reti di circa 300 km. La maggior parte delle infrastrutture appartiene agli esercenti. I Comuni risultano avere quote minoritarie o nulle in gran parte del territorio nazionale: la media in Italia è appena del 5,5%. La somma delle quote proprietarie può non risultare pari al 100% per la presenza in alcune regioni di altri soggetti proprietari: ciò accade specialmente in Sardegna e nelle Marche.

TAV. 3.34

Distribuzione regionale a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale

Volumi in M(m³) e numero di operatori, clienti e comuni serviti

REGIONE	2007				2008			
	VOLUMI EROGATI	OPERATORI ^(A)	CLIENTI	COMUNI SERVITI	VOLUMI EROGATI	OPERATORI ^(A)	CLIENTI	COMUNI SERVITI
Val d'Aosta	0,08	3	254	4	0,09	3	283	5
Piemonte	1,58	11	6.210	72	1,82	11	7.371	80
Liguria	2,22	16	11.910	68	2,47	17	12.615	77
Lombardia	2,29	13	7.187	52	2,66	14	7.525	55
Trentino Alto Adige	0,20	2	641	7	0,24	2	669	7
Veneto	0,12	4	623	8	0,15	4	774	11
Friuli Venezia Giulia	0,99	3	1.784	8	1,14	3	1.861	9
Emilia Romagna	2,26	12	9.023	43	2,41	15	9.638	45
Toscana	4,36	20	21.115	131	4,84	20	22.120	136
Lazio	1,62	14	12.988	47	1,81	14	13.232	47
Marche	0,67	13	2.977	34	0,71	14	3.166	24
Umbria	0,48	9	3.176	26	0,51	8	3.415	29
Abruzzo	0,46	7	3.342	18	0,39	7	2.904	12
Molise	0,04	1	168	1	0,04	1	177	1
Campania	0,62	5	3.004	12	0,67	5	3.316	13
Puglia	0,09	2	390	2	0,11	2	389	2
Basilicata	0,26	3	1.251	5	0,33	3	1.308	5
Calabria	0,24	2	1.986	6	0,44	2	1.999	6
Sicilia	0,05	3	225	4	0,06	4	276	5
Sardegna	9,10	8	33.266	57	10,97	8	36.087	74
ITALIA	27,73	151	121.520	605	31,87	157	129.125	643

(A) In questa colonna gli operatori sono contati tante volte quante sono le regioni in cui operano.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

TAV. 3.35

Estensione delle reti di distribuzione di gas diversi dal gas naturale e loro proprietà

Anno 2008; estensione in km e quote percentuali di proprietà

REGIONE	ESTENSIONE RETE			QUOTA % DI PROPRIETÀ	
	ALTA PRESSIONE	MEDIA PRESSIONE	BASSA PRESSIONE	ESERCENTE	COMUNE
Val d'Aosta	0,0	9,6	0,0	85,0	15,0
Piemonte	0,0	173,4	86,5	96,4	3,6
Liguria	0,0	152,5	69,9	96,7	0,0
Lombardia	0,0	85,8	91,8	83,0	14,0
Trentino Alto Adige	0,0	19,3	0,3	100,0	0,0
Veneto	0,0	22,3	2,8	100,0	0,0
Friuli Venezia Giulia	0,0	1,2	52,3	80,4	19,6
Emilia Romagna	0,0	115,0	137,0	96,6	0,0
Toscana	0,8	256,9	290,8	99,4	0,0
Lazio	0,0	151,9	189,6	99,3	0,7
Marche	0,0	31,9	45,2	88,2	5,5
Umbria	0,0	51,1	94,3	80,8	19,2
Abruzzo	0,0	39,1	15,8	100,0	0,0
Molise	0,0	2,8	0,6	100,0	0,0
Campania	0,0	69,2	46,6	100,0	0,0
Puglia	0,0	22,6	0,0	100,0	0,0
Basilicata	0,0	3,6	36,2	100,0	0,0
Calabria	0,0	60,4	0,0	100,0	0,0
Sicilia	0,0	8,8	0,0	100,0	0,0
Sardegna	7,5	797,9	599,5	63,9	9,4
ITALIA	8,4	2075,1	1759,1	83,9	5,5

Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

Prezzi e tariffe

Tariffe per l'uso delle infrastrutture

Trasporto e GNL

Come di consueto, prima dell'inizio del nuovo anno termico 2008-2009, l'Autorità ha approvato e pubblicato le tariffe per il trasporto del gas naturale (delibera 30 luglio 2008, ARG/gas 102/08) e per la rigassificazione del GNL (delibera 6 agosto 2008, ARG/gas 118/08).

I nuovi livelli delle tariffe di trasporto sulla rete nazionale e su quella regionale (Tav. 3.36) sono stati determinati a seguito della verifica delle proposte tariffarie che le imprese di trasporto, le società Carbotrade, Consorzio della Media Valtellina, Edison Stoccaggio, Metanodotto Alpino, Netenergy Service, Retragas, Snam Rete Gas e Società Gasdotti Italia, hanno sottoposto all'Autorità ai sensi della delibera 29 luglio 2005, n. 166/05.

CORRISPETTIVI UNITARI VARIABILI	
CV	0,151159
CV ^P	0,014641

CP _E – CORRISPETTIVI PER I PUNTI DI ENTRATA			
5 punti di interconnessione con i metanodotti esteri di importazione			
Mazara del Vallo	2,011733	Tarvisio	0,708822
Gela	1,846864	Gorizia	0,564748
Passo Gries	0,501050		
1 punto dall'impianto di rigassificazione GNL			
GNL Panigaglia	0,564748		
Hub stoccaggio			
Stoccaggi Stogit/ Edison Stoccaggio	0,322499		
69 punti dai principali campi di produzione nazionale o dai loro centri di raccolta e trattamento			
Casteggio, Caviaga, Cornegliano, Corte/Colombarola, Fornovo, Leno, Ovanengo, Piadena Est, Piadena Ovest, Pontetidone, Quarto, Romanengo, Soresina, Trecate	0,228431	Alfonsine, Casalborsetti, Certaldo, Collalto, Correggio, Cotignola, Manara, Medicina, Montenevoso, Muzza, Pomposa, Ravenna Mare, San Potito, Santerno, Spilamberto, Tresigallo/Sabbioncello, Vittorio V./ S. Antonio/S. Andrea	0,350648
Calderasi/Monteverde, Ferrandina, Metaponto, Monte Alpi, Pisticci A.P./B.P., Sinni (Policoro)	0,906033	Larino, Fonte Filippo, Poggiofiorito, Reggente, S. Salvo/Capello, Santo Stefano Mare, Ortona	0,660977
Rubicone	0,322770	Falconara, Fano	0,370940
Carassai, Cellino, Grottamare, Montecosaro, Pineto, Rapagnano, San Benedetto del Tronto, San Giorgio Mare, Settefinestre/Passatempo	0,514462	Candela, Masseria Spavento, Roseto/Torrente Vulgano, Torrente Tona	0,725994
Crotone, Hera Lacinia, Lavinia	1,415518	Bronte, Chiaramonte Gulfi, Comiso, Gagliano, Mazara/Lippone, Noto	2,029590
Cavarzere	0,392407		

TAV. 3.36

Tariffe di trasporto e dispacciamento per l'anno termico 2008-2009

Corrispettivi unitari (*commodity*); €/GJ

Corrispettivi unitari di capacità sulla rete nazionale; €/anno/m³ standard/giorno

TAV. 3.36 SEGUE

**Tariffe di trasporto
e dispacciamento
per l'anno termico
2008-2009**

 Corrispettivi unitari (*commodity*);
€/GJ

 Corrispettivi unitari di capacità
sulla rete nazionale; €/anno/m³
standard/giorno

CP _U – CORRISPETTIVI PER I PUNTI DI USCITA					
5 punti di interconnessione con le esportazioni					
Bizzarone		2,032801	Passo Gries	1,237129	
Gorizia		0,961945	Tarvisio	0,290100	
Rep. San Marino		1,337506			
17 aree di prelievo distribuite su tutto il territorio nazionale					
Friuli Venezia Giulia	A	0,540387	Romagna	I	0,626969
Trentino Alto Adige e Veneto	B	0,741423	Umbria e Marche	L	0,828005
Lombardia Orientale	C	0,741423	Marche e Abruzzo	M	0,768784
Lombardia Occidentale	D	0,942460	Lazio	N	0,701526
Nord Piemonte	E1	1,143496	Basilicata e Puglia	O	0,567748
Sud Piemonte e Liguria	E2	0,942460	Campania	P	0,500489
Emilia e Liguria	F	0,741423	Calabria	Q	0,366711
Basso Veneto	G	0,540387	Sicilia	R	0,165675
Toscana e Lazio	H	0,828005			

 Corrispettivi unitari di capacità
sulla rete regionale; €/anno/m³
standard/giorno

CR _r	
Corrispettivo unitario di capacità sulla rete regionale	1,307380

Per il servizio di rigassificazione di GNL l'anno termico in corso 2008-2009 è il primo del terzo periodo regolatorio. Prima dell'approvazione dei nuovi livelli tariffari, l'Autorità ha quindi definito, con la delibera 7 luglio 2008, ARG/Gas 92/08, i nuovi criteri che le imprese della rigassificazione devono soddisfare nella definizione delle proprie proposte. Per una descrizione di tale provvedimento e delle novità introdotte in materia di tariffe di

rigassificazione si rinvia al Capitolo 3 del secondo Volume.

Ai sensi della delibera ARG/gas 92/08, la società GNL Italia ha quindi trasmesso all'Autorità la proposta tariffaria per il servizio di rigassificazione di GNL presso il terminale di Panigaglia, mentre la società Terminale GNL Adriatico ha trasmesso quella per il servizio di rigassificazione presso il nuovo terminale di Rovigo. Successivamente alla verifica delle informazioni rice-

TAV. 3.37

**Tariffa di rigassificazione
per l'utilizzo dei terminali
di Panigaglia e Rovigo
per l'anno termico
2008-2009**

CORRISPETTIVO	PANIGAGLIA		ROVIGO	
	SERVIZIO CONTINUATIVO ^(A)	SERVIZIO SU BASE SPOT ^(B)	SERVIZIO CONTINUATIVO ^(A)	SERVIZIO SU BASE SPOT ^(B)
C _{qs} – Corrispettivo unitario di impegno associato ai quantitativi contrattuali di GNL (€/m ³ liquido)	4,718073	3,302651	20,655380	14,458766
C _{na} – Corrispettivo unitario associato agli approdi (€/approdo)	32.036,306155	32.036,306155	375.813,170087	375.813,170087
Corrispettivi unitari variabili per l'energia associata ai volumi rigassificati (€/GJ)				
CVL	0,026508	0,026508	0,118353	0,118353
CVL ^P	0,003174	0,003174	-	-
Quota a copertura di consumi e perdite corrisposta dall'utente del terminale per metro cubo consegnato	1,7%	1,7%	1,5%	1,5%

(A) Il servizio di rigassificazione continuativo è il servizio di rigassificazione che prevede la consegna del GNL secondo la programmazione mensile delle consegne.

(B) Il servizio di rigassificazione *spot* è il servizio di rigassificazione erogato con riferimento a una singola scarica, da effettuarsi in data prestabilita individuata dall'impresa di rigassificazione a seguito della programmazione mensile delle consegne.

vute, con la delibera ARG/gas 118/08, l'Autorità ha approvato la proposta tariffaria di GNL Italia in via definitiva (Tav. 3.37), mentre quella di Terminale GNL Adriatico è stata approvata in via provvisoria, in attesa della corretta definizione dei costi operativi. Una volta completata l'attività istruttoria, con la delibera 9 marzo 2009, ARG/gas 28/09, l'Autorità ha approvato in via definitiva la proposta tariffaria per il servizio di rigasificazione relativa all'anno termico 2008-2009 presso il terminale di Rovigo (Tav. 3.37).

Stoccaggio

I corrispettivi unici nazionali della tariffa di stoccaggio per l'anno termico 2009-2010 sono stati stabiliti dall'Autorità il 30 marzo 2009, con la delibera ARG/gas 30/09, a seguito della verifica dei dati inviati dai due operatori nazionali che operano in questa fase: Stoccaggi Gas Italia (Stogit) ed Edison Stoccaggio. I corrispettivi sono elencati in dettaglio nella tavola 3.38.

TAV. 3.38

Corrispettivi unici di stoccaggio facenti parte della tariffa per l'anno termico 2008-2009

CORRISPETTIVI	UNITÀ DI MISURA	VALORE
Corrispettivo unitario di spazio f_S	€/GJ/anno	0,182324
Corrispettivo unitario per la capacità di iniezione f_{PI}	€/GJ/giorno	9,011258
Corrispettivo unitario per la capacità di erogazione f_{PE}	€/GJ/ giorno	11,989093
Corrispettivo unitario di movimentazione del gas C_{VS}	€/GJ	0,105084
Corrispettivo unitario di stoccaggio strategico f_D	€/GJ/anno	0,169729
Componente π	€/GJ	-0,019711

Distribuzione

Nel dicembre 2008 si è concluso il secondo periodo di regolazione delle tariffe per l'attività di distribuzione di gas che è stato caratterizzato da un forte contenzioso amministrativo (la scadenza era originariamente prevista per il mese di settembre, ma è stata prorogata sino al 31 dicembre con la delibera 22 settembre 2008, ARG/gas 128/08). Nel corso del 2008 si è quindi svolto il procedimento per la definizione dei nuovi criteri di regolazione in materia di tariffe per l'attività di distribuzione di gas per il terzo periodo di regolazione che, iniziato dal 1° gennaio 2009, si concluderà il 31 dicembre 2012. La riforma è stata adottata con la delibera 6 novembre 2008, ARG/gas 159/08, che contiene appunto le nuove disposizioni in materia di regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas (per una descrizione in dettaglio delle nuove disposizioni si rinvia al Capitolo 3 del secondo Volume).

Il sistema tariffario per il terzo periodo di regolazione prevede la determinazione di una tariffa obbligatoria, applicata ai clienti finali, e di una tariffa di riferimento, che definisce il ricavo ammesso per ciascuna impresa distributrice a copertu-

ra del costo riconosciuto. Un meccanismo di perequazione consente poi di coprire gli squilibri tra i ricavi ammessi dalla tariffa di riferimento e i ricavi effettivi ottenuti applicando la tariffa obbligatoria. Sul piano della struttura tariffaria, la nuova tariffa obbligatoria applicata agli utenti della rete, in sostanziale continuità con la regolazione precedente, è binomia, con una quota fissa e una quota variabile. La componente fissa della tariffa è articolata per 6 diverse aree geografiche. La componente variabile della tariffa di distribuzione, riferita ai metri cubi standard distribuiti, è articolata in 8 scaglioni (Tav. 3.39), invece dei 7 precedenti.

Per dare modo alle imprese distributrici di formulare le proprie proposte tariffarie in base ai nuovi criteri, la delibera ARG/gas 159/08 ha previsto che fino al 30 giugno 2009 esse applichino a titolo d'acconto le tariffe di distribuzione approvate dall'Autorità per l'anno termico 2007-2008 e che, successivamente al 30 giugno 2009, procedano ai conguagli tariffari; ciò, tenuto conto delle esigenze delle imprese di vendita, applicando retroattivamente dall'1 gennaio 2009 le tariffe obbligatorie che saranno pubblicate dall'Autorità entro il 30 giugno 2009.

TAV. 3.39

Articolazione della struttura tariffaria per la quota variabile della tariffa di distribuzione

SCAGLIONE DI CONSUMO	LIMITE INFERIORE Sm ³ /anno	LIMITE SUPERIORE m ³ /anno	QUOTA VARIABILE c€/m ³
1	0	120	0
2	121	480	11,06
3	481	1.560	6,93
4	1.561	5.000	5,78
5	5.001	80.000	4,39
6	80.001	200.000	2,35
7	200.001	1.000.000	1,00
8	1.000.001	infinito	0,19

Prezzi del mercato libero

L'analisi provvisoria dei dati raccolti nell'indagine svolta dall'Autorità sul 2008 evidenzia che lo scorso anno il prezzo medio del gas (ponderato con le quantità vendute), al netto delle imposte, praticato dai venditori o dai grossisti che operano sul mercato finale è stato pari a 39,24 c€/m³ (Tav. 3.40). Lo stesso prezzo nel 2007 era risultato pari a 32,29 c€/m³. Complessivamente, dunque, il prezzo del gas è rincarato in Italia del 21,5%: un valore elevato, ma atteso, stante la forte crescita del prezzo del petrolio – che nello stesso periodo è aumentato del 33,8% – cui il prezzo del gas è fortemente legato.

I clienti del mercato tutelato hanno pagato il gas in media 47,46 c€/m³, mentre 36,01 c€/m³ è il prezzo mediamente pagato dai clienti del mercato libero. Il confronto con gli stessi dati relativi al 2007 mostra che i clienti dei due mercati hanno subito aumenti molto differenziati; a fronte di un rincaro medio del 10% del gas venduto sul mercato tutelato, il gas venduto sul mercato libero ha evidenziato un aumento assai più consistente, pari al 28%. L'entità della differenza non dipende tanto dal tipo di mercato (tutelato vs libero), quanto piuttosto dalla dimensione media dei clienti. Anche questo risultato non si discosta dalle attese, in quanto uno dei fini perseguiti dal meccanismo di tutela creato dall'Autorità era quello di calmierare gli aumenti in periodi di forte crescita della materia prima.

L'analisi dei risultati per dimensione dei clienti conferma, come negli scorsi anni, che i clienti del mercato tutelato pagano più di quelli del mercato libero con analoghi profili di consumo; tuttavia, al crescere delle dimensioni dei clienti in termini di volumi consumati annualmente, il prezzo tende a ridursi, in misura maggiore nel caso dei clienti tutelati.

I clienti più piccoli del mercato tutelato, con consumi inferiori a 5.000 m³/anno, risultano pagare mediamente 48,66 c€/m³. Questo prezzo è simile al valore medio nazionale delle condizioni economiche di fornitura calcolate per il cliente domestico tipo che consuma 2.700 m³/anno (illustrato nel paragrafo successivo), che nell'anno 2008 era pari a 46,83 c€/m³ (e, comprensivo di imposte, pari a 74,38 c€/m³). Sempre analizzando i clienti del mercato tutelato si può osservare come al crescere dei consumi il prezzo scenda sensibilmente fino a un consumo di 2 M(m³)/anno; nel caso della classe di consumo più elevata i clienti risultano aver pagato in media 38,89 c€/m³, praticamente lo stesso prezzo della classe precedente. Il differenziale di prezzo tra piccoli e grandi clienti si amplia da un minimo di 4,99 sino a 9,77 centesimi in corrispondenza della classe di consumo 2.000.000-20.000.000 m³. La classe di clienti in assoluto più elevata, quella con consumi superiori a 20 M(m³), non è ovviamente rappresentata sul mercato tutelato. Giova ricordare che la presenza di volumi e

prezzi nelle classi di consumo tutelate superiori a 200.000 m³ è dovuta all'esistenza di quei clienti che, pur avendo facoltà di cambiare fornitore, non hanno ancora effettuato una scelta in tal senso e sono dunque rimasti nell'ambito delle condizioni contrattuali protette dall'Autorità. Peraltro, come si è già detto nel paragrafo relativo al mercato al dettaglio, il numero di questi clienti e i relativi quantitativi di gas acquistato si stanno assottigliando nel tempo: nel 2008, a fronte di oltre 19 G(m³) venduti a condizioni tutelate a clienti con consumi inferiori a 200.000 m³, i volumi venduti a condizioni tutelate a

clienti con consumi superiori a tale soglia erano pari a 202 M(m³) (Tav. 3.29).

Nel mercato libero la dimensione del cliente incide in misura maggiore sul prezzo di offerta: i clienti di più piccole dimensioni risultano infatti pagare 9,73 c€/m³ in più dei grandi consumatori, i quali ottengono il gas mediamente a 34,90 c€/m³. Come già segnalato lo scorso anno, bisogna comunque tener presente che l'incidenza dei costi di distribuzione è molto maggiore per i piccoli consumi: questa componente può spiegare la maggior parte delle differenze rilevate tra le varie classi di consumo.

TAV. 3.40

Prezzi medi di vendita al netto delle imposte sul mercato finale
c€/m³

TIPOLOGIA DI CONTRATTO E CLIENTE	2004	2005	2006	2007	2008	VAR. %
MERCATO TUTELATO	33,65	35,36	41,57	43,15	47,45	10,0
Consumi inferiori a 5.000 m ³	35,32	37,01	43,32	44,59	48,66	9,1
Consumi compresi tra 5.000 e 200.000 m ³	30,44	32,12	37,94	39,16	43,66	11,5
Consumi compresi tra 200.000 e 2.000.000 m ³	27,04 ^(A)	29,39 ^(A)	32,64 ^(A)	33,75	28,97	15,5
Consumi compresi tra 2.000.000 e 20.000.000 m ³	27,04 ^(A)	29,39 ^(A)	32,64 ^(A)	33,28	38,89	16,9
Consumi superiori a 20.000.000 m ³	27,04 ^(A)	29,39 ^(A)	32,64 ^(A)	-	-	-
MERCATO LIBERO	18,76	23,23	28,53	28,13	36,01	28,0
Consumi inferiori a 5.000 m ³	32,99	31,95	41,99	41,01	44,64	8,9
Consumi compresi tra 5.000 e 200.000 m ³	27,24	29,76	35,53	37,10	42,27	14,0
Consumi compresi tra 200.000 e 2.000.000 m ³	18,46 ^(A)	23,00 ^(A)	28,07 ^(A)	30,86	37,41	21,2
Consumi compresi tra 2.000.000 e 20.000.000 m ³	18,46 ^(A)	23,00 ^(A)	28,07 ^(A)	27,85	35,13	26,1
Consumi superiori a 20.000.000 m ³	18,46 ^(A)	23,00 ^(A)	28,07 ^(A)	26,39	34,90	32,2
TOTALE	23,13	26,89	32,61	32,28	39,24	21,5

(A) Fino al 2006 il prezzo veniva rilevato per la classe di clienti con consumi superiori a 200.000 m³. I dati non sono quindi confrontabili con i valori successivi.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Interessante è anche osservare lo spaccato dei prezzi medi non soltanto per tipologia di contratto e dimensione dei clienti, ma anche per settore di consumo, come avviene nella tavola 3.41. Anche questa elaborazione dei dati (sempre provvisoria, come le precedenti) conferma le aspettative su andamenti e ordini di grandezza: i clienti del mercato tutelato pagano significativamente di più di quelli del mercato libero del medesimo settore di consumo e con profili di consumo analoghi; anche all'interno dei diversi settori di consumo, al crescere della dimensione dei clienti in termini di volumi consumati annualmente, il prezzo tende a ridursi, in misura maggiore nel caso dei clienti liberi. Nei segmenti sia d'uso domestico, sia del commercio e servizi le differenze tra mercato libero e tutelato sono meno rilevanti, almeno sino a un consumo di 2 M(m³)/anno. Oltre questo

volume e negli altri settori (industria e termoelettrico) le differenze sono più sensibili. Considerando tutte le classi di consumo, si osserva che i differenziali di prezzo tra clienti tutelati e clienti liberi, nell'ambito del medesimo settore di consumo, tendono ad ampliarsi via via che si passa dai domestici ai generatori termoelettrici, essendovi sottostante un parallelo ampliamento dei consumi medi: il cliente domestico tutelato paga mediamente 4,25 c€/m³ in più di un domestico libero; il cliente commerciale tutelato paga 3,65 c€/m³ in più di quello libero; il cliente industriale tutelato paga 7,39 c€/m³ in più di quello libero; infine, il generatore elettrico tutelato (si tratta di pochi soggetti di medio-piccola dimensione) paga 6,87 c€/m³ in più di un analogo consumatore servito sul mercato libero.

TAV. 3.41

Prezzi di vendita
al mercato finale
al dettaglio per mercato,
settore di consumo
e dimensione
dei clienti
c€/m³

TIPOLOGIA DI CONTRATTO E SETTORE	CLIENTI SUDDIVISI PER CLASSE DI CONSUMO ANNUO (m ³)					TOTALE
	< 5.000	5.000- 200.000	200.000- 2.000.000	2.000.000- 20.000.000	> 20.000.000	
Domestico	48,68	44,20	41,50	47,33	-	48,02
Commercio e servizi	48,05	43,07	38,79	36,20	-	44,24
Industria	47,57	42,89	35,17	39,03	-	42,98
Generazione elettrica	50,81	43,04	40,73	-	-	41,94
PREZZO MEDIO NEL MERCATO TUTELATO	48,66	43,66	38,97	38,89	-	47,45
Domestico	44,09	44,50	41,76	39,14	36,10	43,77
Commercio e servizi	46,16	42,26	37,91	35,54	34,16	40,59
Industria	41,25	40,61	36,96	34,97	34,73	35,59
Generazione elettrica	35,34	38,90	38,29	36,12	34,95	35,07
PREZZO MEDIO NEL MERCATO LIBERO	44,64	42,27	37,41	35,13	34,90	36,01
PREZZO MEDIO TOTALE	48,33	43,07	37,45	35,16	34,90	39,24

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Condizioni economiche di riferimento

Prezzo del gas e inflazione

Come ampiamente descritto nel Capitolo 1 di questo Volume, la permanente (e ripida) ascesa che le quotazioni internazionali del petrolio e dei prodotti petroliferi hanno registrato dall'inizio del 2007, si è interrotta a partire dalla seconda metà del 2008. Dopo essere più che raddoppiato, passando da valori attorno a 70 \$/barile nell'estate del 2007 ai quasi 150 \$/barile del picco registrato a luglio 2008, con il manifestarsi della crisi economica globale, il prezzo del petrolio Brent è sceso sotto i 40 \$/barile nei tre mesi successivi. Toccato il minimo in dicembre 2008, è tornato poi a risalire nel primo trimestre del 2009. A fronte di questi andamenti internazionali, scontando i ritardi dovuti ai meccanismi di indicizzazione, il prezzo del gas ha

cominciato a crescere a tassi sostenuti dall'autunno del 2007 e ha mantenuto il trend di ascesa sino all'inizio del 2009.

La dinamica dell'indice elementare del gas raccolto mensilmente dall'Istat nell'ambito del paniere di rilevazione dell'inflazione⁶ è illustrata nella tavola 3.42.

A partire dal quarto trimestre 2007 il gas ha registrato ripetuti e notevoli incrementi: all'1,1% dell'ottobre 2007 sono seguiti, infatti, il 3,9% di gennaio 2008, il 3,1% di aprile, il 2,8% di luglio, il 3,1% di ottobre e il 2,1% di dicembre, per citare solo quelli superiori all'1%. Il relativo tasso d'inflazione, che nel dicembre 2007 ha toccato un punto di minimo relativo, pari a -1,9% (più che altro grazie agli incrementi maggiori registrati negli stessi mesi del 2006), ha ripreso così a salire per arrivare a dicembre 2008 al 17,4%.

⁶ Più precisamente, nell'ambito del paniere nazionale dei prezzi al consumo per l'intera collettività, l'Istat rileva il prezzo del gas (che comprende il gas impiegato per riscaldamento, per cottura cibi e produzione di acqua calda, distribuito a mezzo rete urbana o bombole) all'interno della categoria della "spesa per l'abitazione". Nel 2009 il peso dell'indice elementare del gas nel paniere al netto dei tabacchi è tornato al livello del 2007, vale a dire al 2,3%, dal 2,0% che possedeva nel 2008.

TAV. 3.42

MESI	2007				2008			
	PREZZO NOMINALE	VAR. % 2007-2006	PREZZO REALE ^(A)	VAR. % 2007-2006	PREZZO NOMINALE	VAR. % 2008-2007	PREZZO REALE ^(A)	VAR. % 2008-2007
Gennaio	154,9	6,7	119,1	5,0	156,1	0,8	116,6	-2,1
Febbraio	154,9	5,5	118,7	3,7	157,3	1,5	117,2	-1,3
Marzo	153,7	3,7	117,7	2,0	156,7	2,0	116,2	-1,3
Aprile	150,1	0,5	114,7	-0,9	161,6	7,7	119,5	4,2
Maggio	149,0	0,7	113,5	-0,9	162,2	8,9	119,3	5,1
Giugno	149,1	1,0	113,4	-0,6	162,3	8,9	118,8	4,8
Luglio	148,0	-2,7	112,2	-4,3	166,9	12,8	121,6	8,4
Agosto	147,4	-3,4	111,6	-4,9	166,9	13,2	121,5	8,9
Settembre	147,4	-3,5	111,6	-5,1	166,9	13,2	121,8	9,2
Ottobre	149,0	-2,7	112,5	-4,7	172,1	15,5	125,6	11,7
Novembre	149,8	-2,2	112,6	-4,5	172,7	15,3	126,5	12,3
Dicembre	150,2	-1,9	112,6	-4,4	176,3	17,4	129,3	14,9
Media annua	150,3	0,1	114,2	-1,7	164,8	9,7	121,2	6,1

(A) Rapporto percentuale tra l'indice di prezzo del gas e l'indice generale (esclusi i tabacchi).

Fonte: Elaborazione AEEG su dati dell'Istat, numeri indice per l'intera collettività - Indici nazionali.

Indici mensili Istat dei prezzi del gas

Numeri indice 1995 = 100
e variazioni percentuali

In ragione d'anno, il prezzo del gas per le famiglie italiane è cresciuto dello 0,1% nel 2007 e del 9,7% nel 2008. Poiché nel frattempo anche il livello generale dei prezzi è aumentato, il rincaro del gas è inferiore se valutato in termini reali; nel 2008, infatti, esso risulta pari al 6,1%.

L'andamento del prezzo del gas per le famiglie italiane può essere osservato anche tramite il confronto con i principali Paesi europei, utilizzando gli indici dei prezzi al consumo armonizzati raccolti da Eurostat (Fig. 3.9).

Quest'analisi mostra che gli aumenti subiti dalle famiglie italiane negli ultimi due anni, seppure rilevanti, sono quelli meno elevati in Europa: tutti gli altri Paesi considerati, eccettuando la Spagna per il solo anno 2007, hanno evidenziato infatti aumenti superiori. Nel 2007, a fronte di un rincaro del petrolio dell'11,3%, con un lieve incremento di mezzo punto percentuale, la *performance* del prezzo italiano è risultata la seconda migliore dopo quella della Spagna, che ha evidenziato un aumento dello 0,3%. Nella media dei 27 Paesi

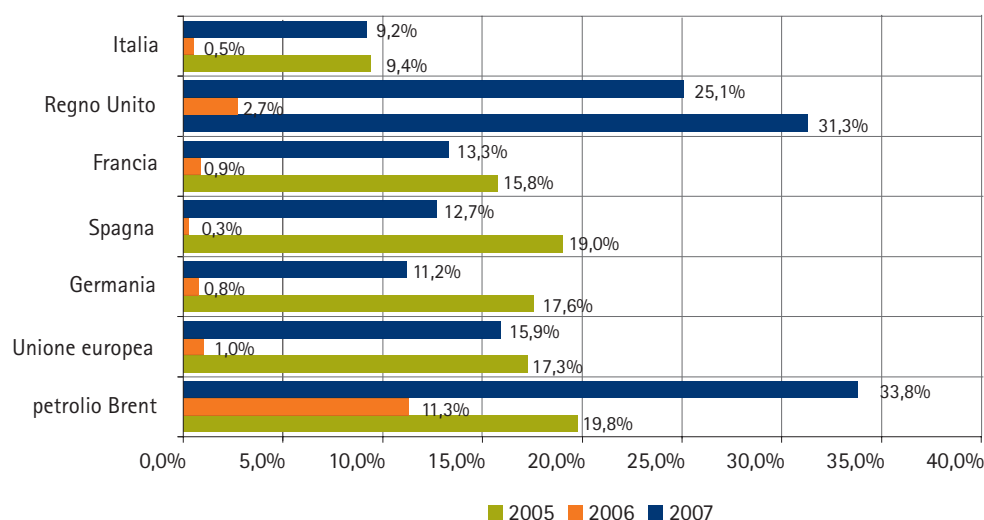


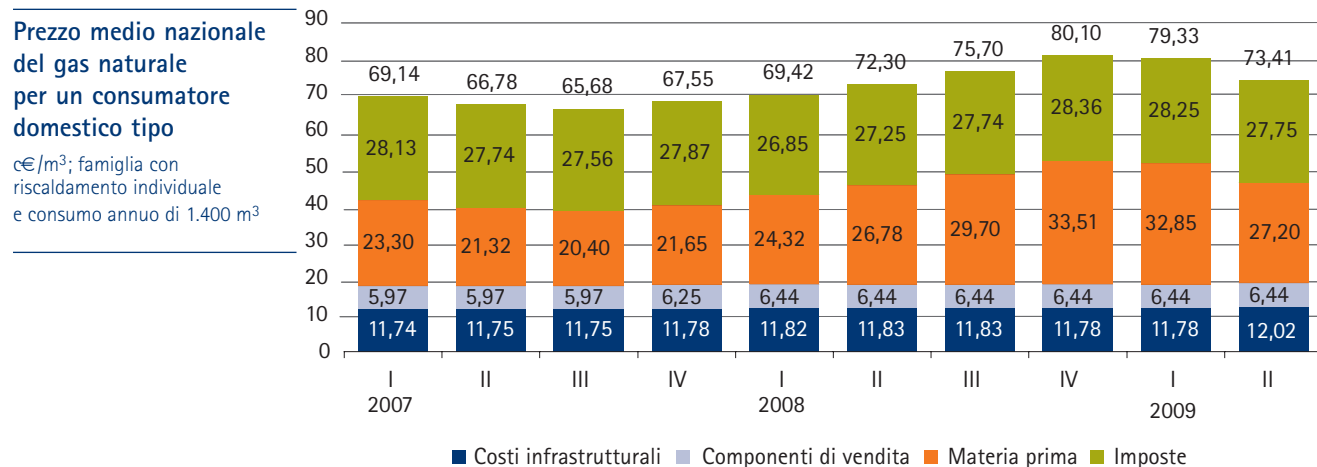
FIG. 3.9

Variazioni dei prezzi del gas per le famiglie nei principali Paesi europei

Variazioni percentuali sull'anno
precedente

Fonte: Eurostat, numeri indice dei prezzi al consumo armonizzati.

FIG. 3.10



dell'Unione europea il gas è rincarato del doppio (1%). Nel 2008 il prezzo italiano ha evidenziato, invece, una variazione nettamente inferiore a quella degli altri Paesi europei considerati: il 9,2% della crescita italiana si confronta infatti con l'11,2% della Germania, il 12,7% della Spagna, il 13,3% della Francia, il 25,1% del Regno Unito. Il dato medio europeo, relativo ai 27 Paesi dell'Unione, pari al 15,9%, risulta anche nel 2008 quasi doppio rispetto al nostro dato nazionale, seppure pari alla metà circa del rincaro del petrolio nello stesso anno (33,8%).

Prezzo medio nazionale per il consumatore domestico tipo

Le dinamiche registrate dall'Istat trovano una sostanziale conferma nell'andamento del prezzo medio nazionale per un consumatore domestico tipo, caratterizzato da un consumo annuo di 1.400 m³ e da un impianto di riscaldamento autonomo (Fig. 3.10). Tale prezzo è calcolato dall'Autorità (per il consumatore puntuale indicato) come media nazionale delle condizioni economiche di fornitura, differenziate localmente, definite dalla stessa Autorità con la delibera 4 dicembre 2003, n. 138/03, e che le società di vendita devono obbligatoriamente offrire alle famiglie, accanto a eventuali altre proprie condizioni.

Nel 2008 il prezzo per la famiglia media, pari a 74,38 €€/m³, è risultato più elevato del 10,5% rispetto al valore registrato nel 2007, pari a 67,29 €€/m³.

Le turbolenze registrate dai prezzi internazionali del greggio

e dei prodotti petroliferi per metà del 2007 e per tutto il 2008 hanno spinto verso l'alto la componente relativa al costo di acquisto della materia prima (o componente QE) a partire dal quarto trimestre 2007, sino a tutto il 2008. Il suo aggiornamento avviene, infatti, ogni trimestre in base a un sistema di indicizzazione (stabilito dall'Autorità) legato, seppure con un certo ritardo temporale, ai prezzi internazionali del petrolio e dei combustibili da esso derivati. All'aumento del 6,2% registrato dalla QE nell'ottobre 2007, sono seguiti altri quattro aumenti consecutivi: 12,3% in gennaio, 10,1% in aprile, 10,9% in luglio e ancora un 12,9% in ottobre. Da osservare che, a partire dal mese di aprile 2008, la componente QE include anche il Corrispettivo unitario variabile destinato ad alimentare il Fondo oneri fornitori grossisti di ultima istanza (CFGUI), istituito con la delibera 28 marzo 2008, ARG/gas 39/08, pari a 0,007788 €/GJ (equivalenti a 0,03 €€/m³ per il gas naturale con PCS di riferimento pari a 38,52 MJ/ m³).

All'inizio del 2009 il meccanismo di indicizzazione della QE ha cominciato a risentire del crollo che, a partire dal luglio 2008, hanno evidenziato i prezzi internazionali dei combustibili. A una prima modesta riduzione (-2%) ottenuta in gennaio, ha fatto seguito un caduta del 17,2% registrata nel secondo trimestre dell'anno.

Ai rincari della componente a copertura dei costi di acquisto della materia prima, verificatisi nel 2008, si sono aggiunti nel primo trimestre dell'anno sia quelli relativi alla revisione del costo di trasporto (1,2%), sia quelli relativi alla copertu-

ra dei costi di vendita al dettaglio (7,2%). Il costo di trasporto ha successivamente subito una revisione al ribasso (-1,2%), nell'ottobre 2008, e un nuovo rialzo (5,1%) ad aprile 2009, dovuto alle modifiche introdotte con la delibera 30 marzo 2009, ARG/gas 40/09. Tale delibera, in particolare, ha disposto la modifica del valore della componente destinata alla perequazione delle tariffe di trasporto regionali (applicate ai clienti in modo uniforme a livello nazionale), nonché l'introduzione di un corrispettivo per la compensazione degli oneri non recuperabili dalle imprese, derivanti dal cambiamento del meccanismo di aggiornamento della componente

relativa alla materia prima introdotto alla fine del 2008 (con la delibera 19 dicembre 2008, ARG/gas 192/08). Anche la componente a copertura dei costi di stoccaggio ha registrato un incremento (6,1%) ad aprile 2009.

Complessivamente, il prezzo medio per l'utente domestico tipo - 65,68 c€/m³ nel terzo trimestre 2007 - ha, come si è visto, continuato a salire per tutto il 2008, sino a toccare il picco di 80,10 c€/m³ nell'ultimo trimestre; dopo un primo lieve calo mostrato nel gennaio 2009, in aprile 2009, grazie a una caduta del 7,5% rispetto al mese precedente, è tornato quasi sui livelli di un anno prima, cioè a 73,41 c€/m³.

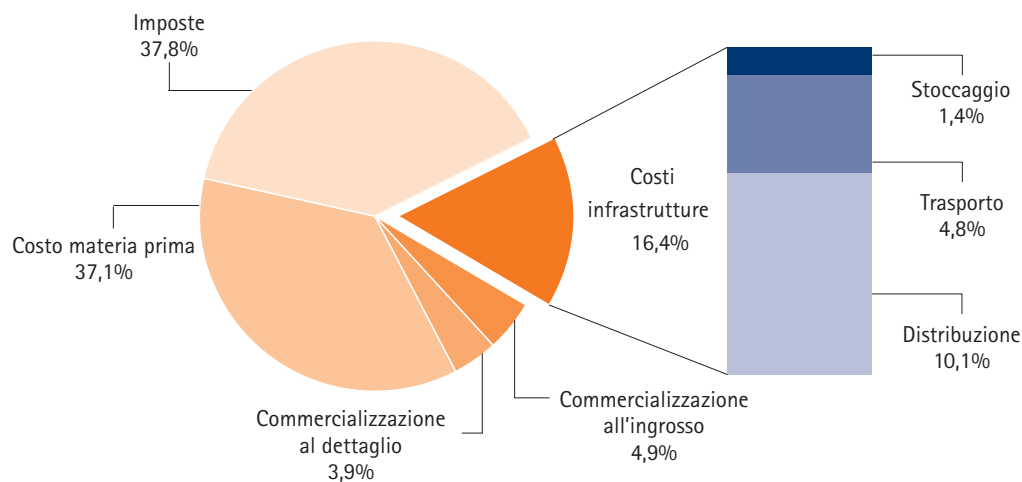


FIG. 3.11

Composizione percentuale al 1° aprile 2009 del prezzo medio nazionale del gas naturale per un consumatore domestico tipo

Valori percentuali; famiglia con riscaldamento individuale e consumo annuo di 1.400 m³

Come illustra la figura 3.11 all'1 aprile 2009 il prezzo medio per la famiglia italiana che consuma 1.400 m³ e possiede un impianto di riscaldamento individuale, risulta composto per il 62% circa da componenti a copertura dei costi e per il restante 38% dalle imposte che gravano sul settore del gas naturale (accisa, addizionale regionale e IVA). Il costo della materia prima incide sul valore complessivo del gas per il 37%, i costi di commercializzazione per l'8,8% e quelli per l'uso e il mantenimento delle infrastrutture per il restante 16,4%. Nell'ambito dei costi per le infrastrutture, la componente più rilevante è quella necessaria a coprire la distribuzione, che incide per il 10% sul valore complessivo; il peso dei costi di trasporto è pari al 4,8%, mentre quello della componente per lo stoccaggio è dell'1,4%.

La tavola 3.43 mostra il dettaglio delle imposte che gravano sul gas naturale. Il valori dell'accisa ordinaria riportati nella tavola per le varie fasce di consumo annuo sono quelli in vigore a partire dal 1° aprile 2009. Si tratta delle aliquote stabilite dal decreto legislativo 2 febbraio 2007, n. 26, che nel recepire la Direttiva europea 2003/96/CE ha completamente riformato la tassazione dei prodotti energetici in Italia.

Per tutto il 2008 e per i primi tre mesi del 2009, i valori di accisa, applicati nei territori al di fuori di quelli dell'ex Cassa del Mezzogiorno, sono stati ridotti (avvicinandoli ai valori validi per i territori agevolati) in funzione del completamento progressivo del processo di armonizzazione e di riavvicinamento delle aliquote di accisa applicate al gas naturale nelle diverse zone del Paese. Il Ministero dell'economia e delle finanze, per

il tramite dell'Agenzia delle dogane, ha però precisato che, tenuto conto dell'esiguità delle risorse destinate a tale abbat-

timento, non è stato possibile estendere la riduzione delle aliquote all'intero anno 2009, ma solo al primo trimestre.

TAV. 3.43

Imposte sul gas

€/m³ per le accise e aliquote percentuali per l'IVA, in vigore dal II trimestre 2009

IMPOSTE Fascia di consumo	USI CIVILI			USI INDUSTRIALI		
	< 120 m ³	120-480 m ³	480-1.560 m ³	< 1.560 m ³	< 1,2 M(m ³)	> 1,2 M(m ³)
ACCISA						
Normale	4,40	17,50	17,00	18,60	1,2498	0,7499
Territori ex Cassa del Mezzogiorno ^(A)	3,80	13,50	12,00	15,00	1,2498	0,7499
ADDIZIONALE REGIONALE ^(B)						
Piemonte	1,9000	2,5800	2,5800	2,5800	0,6249	0,5200
Veneto	0,7747	2,3241	2,5823	3,0987	0,6249	0,5165
Liguria						
- zone climatiche C e D	1,9000	2,5800	2,5800	2,5800	0,6249	0,5200
- zona climatica E	1,5500	1,5500	1,5500	1,5500	0,6249	0,5200
- zona climatica F	1,0300	1,0300	1,0300	1,0300	0,6249	0,5200
Emilia Romagna	1,9000	3,0987	3,0987	3,0987	0,6249	0,5165
Toscana	1,5000	2,6000	3,0000	3,0000	0,6000	0,5200
Umbria	0,5165	0,5165	0,5165	0,5165	0,5165	0,5165
Marche	1,5500	1,8100	2,0700	2,5800	0,6249	0,5200
Lazio	1,9000	3,0990	3,0990	3,0990	0,6249	0,5160
Abruzzo						
- zone climatiche E e F	1,0330	1,0330	1,0330	1,0330	0,6249	0,5165
- altre zone	1,9000	2,3241	2,5823	2,5823	0,6249	0,5165
Molise	3,0987	3,0987	3,0987	3,0987	0,6200	0,6200
Campania	1,9000	3,1000	3,1000	3,1000	0,6249	0,6249
Puglia	1,9000	3,0980	3,0980	3,0980	0,6249	0,5165
Calabria	2,2000	2,5823	2,5823	2,5823	0,6474	0,6474
ALIQUOTA IVA (%)	10	10	20	20	10 ^(C)	10 ^(C)

(A) Si tratta dei territori indicati dal decreto del Presidente della Repubblica 6 marzo 1978, n. 218.

(B) Le Regioni a statuto speciale hanno posto l'addizionale regionale pari a 0; l'imposta non è più dovuta dal 2002 anche in Lombardia (LR 18/12/2001, n. 27) e dal 2008 in Basilicata (LR 28/12/2007, n. 28).

(C) Aliquota per le imprese estrattive, agricole e manifatturiere; per le altre imprese l'aliquota sale al 20%.

Qualità del servizio

Sicurezza e continuità del servizio di distribuzione del gas

L'analisi dei dati relativi alla qualità del servizio reso ai clienti finali comunicati dagli esercenti all'Autorità ai sensi della delibera 29 settembre 2004, n. 168/04, evidenzia anche per l'anno 2008 un complessivo adempimento da parte degli esercenti a quanto previsto dal *Testo integrato della qualità dei servizi gas*. Di seguito vengono presentati i dati relativi all'intero settore, ma anche alcune tavole che illustrano le *performance* delle imprese con un numero di clienti finali maggiore di 100.000. In particolare si rileva che il numero di distributori, pari a 36, è aumentato di 3 unità rispetto allo scorso anno. Ciò testimonia un evidente fenomeno di aggregazione fra distributori.

Il grafico in figura 3.12 mostra i dati relativi all'ispezione della rete in bassa e in alta pressione, effettuata a partire dal 1997.

Dal 2004, inizio del secondo periodo di regolazione, fino all'anno 2005 la percentuale di rete ispezionata si attesta su valori pari all'incirca al 40%. A partire dal 2006 l'ispezione registra un buon incremento raggiungendo valori, sia per la alta sia per la bassa pressione, maggiori del 45%. Nel 2008 complessivamente l'ispezione effettuata dell'intero settore gas rispetta ampiamente gli obblighi di servizio fissati dalla delibera n. 168/04. In riferimento ai livelli minimi individuati dall'Autorità, 20% per la bassa pressione e 30% per la media e alta pressione, i valori riscontrati si attestano intorno al 50%.

Per quanto riguarda le chiamate di pronto intervento (Fig. 3.13), si registra che il tempo medio effettivo di arrivo sul luogo di chiamata si attesta su valori nettamente inferiori al tempo massimo previsto dalla delibera n. 168/04, pari a 60

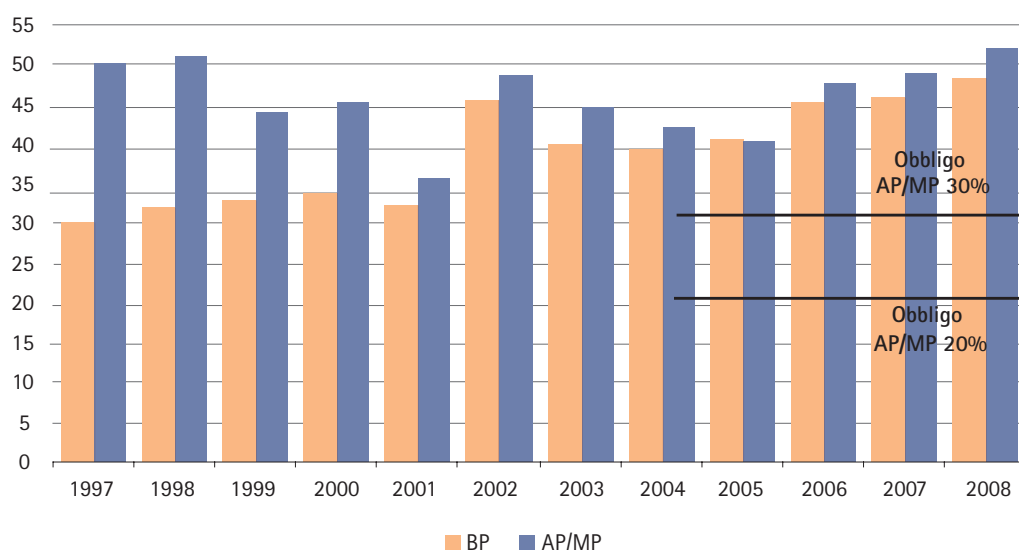


FIG. 3.12

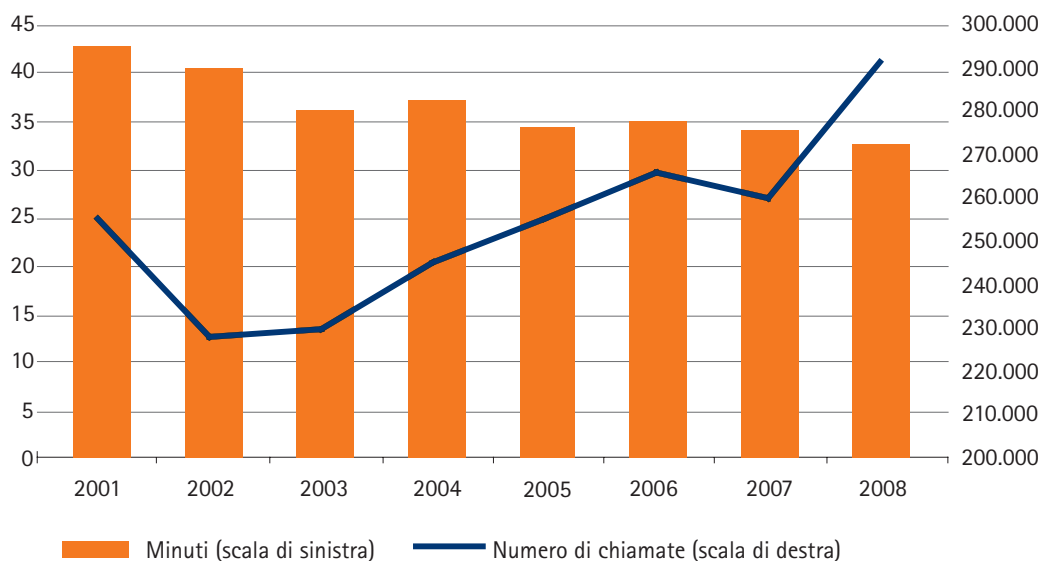
Percentuale di rete ispezionata negli anni 1997-2008

Fonte: Dichiarazioni degli operatori.

FIG. 3.13

Chiamate di pronto intervento su impianto di distribuzione

Anni 2001-2008; tempo medio effettivo di arrivo sul luogo di chiamata (in minuti) e numero di chiamate



Fonte: Dichiarazioni degli operatori.

TAV. 3.44

Numero annuo di dispersioni localizzate a seguito di segnalazioni di terzi

ESERCENTI	ESTENSIONE DELLA RETE (km)			NUMERO DISPERSIONI LOCALIZZATE SU SEGNALAZIONE DI TERZI			NUMERO DISPERSIONI LOCALIZZATE SU SEGNALAZIONE DI TERZI PER km DI RETE		
	2006	2007	2008	2006	2007	2008	2006	2007	2008
Grandi	155.767	167.257	180.305	13.911	14.821	14.147	0,08	0,08	0,07
Medi	56.566	50.078	45.267	3.271	2.929	2.817	0,05	0,05	0,06
Piccoli	13.039	11.194	10.762	277	249	259	0,02	0,02	0,02
TOTALE	225.374	228.530	236.335	17.459	17.999	17.223	0,07	0,07	0,07

Fonte: Dichiarazioni degli operatori.

minuti. Il grafico evidenzia come a fronte di un aumento in valore assoluto del numero di chiamate di pronto intervento sull'impianto di distribuzione, il tempo di arrivo sul luogo di chiamata sia progressivamente diminuito fino al valore medio nazionale di 33 minuti.

La tavola 3.44 riepiloga il numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazione di terzi e suddivise per tipologia dimensionale degli esercenti. Si può osservare come l'incidenza delle dispersioni a seguito di segnalazione di terzi rimanga pressoché invariata a livello sia del totale nazionale, sia della tipologia dimensionale dei distributori. Più nel dettaglio, per i

grandi distributori si è rilevato che il numero di dispersioni localizzate per kilometro di rete è diminuito, passando dallo 0,08 del 2006 e del 2007 allo 0,07 del 2008.

La tavola 3.45 fornisce il riepilogo generale delle prestazioni di pronto intervento per l'anno 2008, relative ai grandi esercenti.

Le tavole 3.46 e 3.47 forniscono il riepilogo generale delle attività di ispezione della rete e di localizzazione delle dispersioni per l'anno 2008, relative ai grandi distributori.

La tavola 3.48 fornisce il riepilogo generale delle attività di protezione catodica, relative ai grandi esercenti per l'anno 2008.

TAV. 3.45

**Pronto intervento
dei grandi esercenti
nel 2008**

ESERCENTE	CLIENTI FINALI	IMPIANTO DI DISTRIBUZIONE		A VALLE DEL PUNTO DI CONSEGNA		TOTALE CASI
		CASI	CASI OGNI 1.000 CLIENTI FINALI	CASI	CASI OGNI 1.000 CLIENTI FINALI	
Società Italiana per il Gas	4.957.639	70.385	15	4.215	0,93	74.600
Enel Rete Gas	2.082.203	30.753	15	1.674	0,83	32.427
Hera	1.086.886	17.511	17	1.201	1,20	18.712
A2A Reti Gas	833.675	23.539	28	2.056	2,48	25.595
Napoletana Gas	716.224	12.818	18	198	0,28	13.016
Italcogim Reti	672.076	10.368	16	1.140	1,75	11.508
Toscana Energia	655.110	9.400	15	449	0,70	9.849
Azienda Energia e Servizi	472.088	8.835	19	1.177	2,50	10.012
Enia	387.035	6.157	16	155	0,41	6.312
Asm Reti	382.333	3.100	8	982	2,59	4.082
Genova Reti	327.635	4.657	14	228	0,70	4.885
Ascopiave	326.955	2.537	8	413	1,29	2.950
AcegasAps	262.229	1.997	8	427	1,64	2.424
Arcalgas Progetti	260.381	5.876	23	786	3,10	6.662
Linea Distribuzione	235.003	2.389	15	374	2,31	2.763
Consiag Reti	183.250	2.401	13	244	1,35	2.645
Gelsia Reti	177.589	2.000	22	233	2,54	2.233
SGR Reti	164.022	900	6	132	0,82	1.032
E.On Rete Laghi	159.931	2.605	17	194	1,23	2.799
E.On Rete Padana	142.924	3.157	22	225	1,56	3.382
Acsm - Agam	142.170	1.580	19	125	1,50	1.705
Gas Natural Distribuzione Italia	142.111	7.145	53	1.337	9,96	8.482
Edison DG	140.442	1.793	13	183	1,34	1.976
AMG Energia	139.071	3.960	29	627	4,58	4.587
E.On Rete Mediterranea	136.664	2.016	15	109	0,82	2.125
Agsm Rete Gas	135.810	2.429	19	303	2,33	2.732
Amga Azienda Multiservizi	129.204	955	9	231	2,26	1.186
GEl Gestione Energetica Impianti	128.455	1.519	13	78	0,64	1.597
Dolomiti Energia	124.568	427	4	237	1,95	664
Erogasmet	123.625	1.869	15	225	1,86	2.094
AS Retigas	121.744	1.376	11	102	0,85	1.478
AMG Gas	116.249	1.525	14	9	0,08	1.534
Multiservizi	115.018	2.411	21	120	1,05	2.531
Coingas	114.059	1.818	16	228	2,04	2.046
Acam	109.093	1.958	18	217	2,01	2.175
Intesa Distribuzione	105.349	995	10	389	3,81	1.384
TOTALE	16.508.820	255.161	15,5	21.023	1,3	276.184

Fonte: Dichiarazioni degli operatori.

TAV. 3.46

**Rete ispezionata
dai grandi esercenti
nel 2008**

ESERCENTE	RETE IN BASSA PRESSIONE			RETE IN ALTA PRESSIONE		
	ESTENSIONE RETE km ^(A)	LUNGHEZZA RETE ISPEZIONATA km	% RETE ISPEZIONATA	ESTENSIONE RETE km ^(A)	LUNGHEZZA RETE ISPEZIONATA km	% RETE ISPEZIONATA
Società Italiana per il Gas	26.087	10.188	39,1	19.299	8.536	44,2
Enel Rete Gas	18.784	9.885	52,6	11.755	6.284	53,5
Hera	4.933	3.143	63,7	8.062	5.785	71,7
A2A Reti Gas	2.367	1.963	82,9	487	478	98,1
Napoletana Gas	3.306	1.611	48,7	1.593	599	37,6
Italcogim Reti	5.187	2.602	50,2	3.870	1.894	48,9
Toscana Energia	3.708	1.279	34,5	2.706	1.173	43,3
Azienda Energia e Servizi	1.113	379	34,1	207	36	17,7
Enia	2.823	1.249	44,2	2.767	1.121	40,5
Asm Reti	3.373	1.217	36,1	1.376	648	47,1
Genova Reti	1.198	396	33,1	408	139	34,0
Ascopiave	4.311	1.368	31,7	2.096	710	33,9
AcegasAps	1.703	1.569	92,2	417	376	90,1
Arcalgas Progetti	2.094	1.376	65,7	2.887	1.941	67,2
Linea Distribuzione	1.868	995	53,3	751	439	58,4
Consiag Reti	996	348	34,9	550	277	50,3
Gelsia Reti	1.211	612	50,6	260	254	97,8
SGR Reti	1.245	444	35,7	1.369	550	40,2
E.On Rete Laghi	1.322	489	37,0	699	210	30,1
E.On Rete Padana	1.420	575	40,5	1.014	436	43,0
Acsm – Agam	812	401	49,4	218	140	64,0
Gas Natural Distribuzione Italia	2.740	1.301	47,5	1.927	694	36,0
Edison DG	1.382	1.137	82,2	1.078	754	69,9
AMG Energia	509	509	100,0	257	257	100,0
E.On Rete Mediterranea	1.205	372	30,9	1.204	465	38,6
Agsm Rete Gas	825	524	63,6	292	152	52,0
Amga Azienda Multiservizi	1.540	514	33,4	586	195	33,3
GEL Gestione Energetica Impianti	1.512	683	45,2	631	257	40,7
Dolomiti Energia	1.092	245	22,4	494	131	26,6
Erogasmet	1.020	1.020	100,0	449	449	100,0
AS Retigas	941	284	30,1	1.104	349	31,6
AMG Gas	430	135	31,4	120	36	30,3
Multiservizi	540	262	48,5	589	251	42,5
Coingas	1.060	1.060	100,0	693	693	100,0
Acam	1.119	361	32,3	294	123	41,8
Intesa Distribuzione	896	372	41,5	838	350	41,8
TOTALE	106.673	50.867	50,0	73.349	37.178	50,0

(A) L'estensione della rete è comprensiva di quella degli impianti dei comuni in avviamento, in subentro e persi in corso d'anno. Inoltre sono stati considerati gli impianti per i quali l'esercente si è avvalso della deroga ai sensi dell'art. 11, comma 11.3, della delibera n. 168/04.

Fonte: Dichiarazioni degli operatori.

TAV. 3.47

Individuazione
di dispersioni nelle reti
dei grandi esercenti
nel 2008

ESERCENTE	METRI DI RETE PER CLIENTE FINALE	LUNGHEZZA RETE (km)	LUNGHEZZA RETE		NUMERO PER km RETE ISPEZIONATA	DISPERSIONI SEGNALATE PER km	
			ISPEZIONATA (km)	ISPEZIONATA (km) ^(A)		DA TERZI	DA TERZI
Società Italiana per il Gas	9,16	45.386	18.724	1.448	0,08	30.765	0,68
Enel Rete Gas	14,68	30.538	16.168	280	0,02	14.226	0,47
Hera	11,94	12.995	8.927	680	0,08	9.643	0,74
A2A Reti Gas	3,42	2.854	2.441	197	0,08	16.134	5,65
Napoletana Gas	6,84	4.899	2.210	62	0,03	7.685	1,57
Italcogim Reti	13,48	9.057	4.496	15	0,00	4.824	0,53
Toscana Energia	9,80	6.414	2.452	108	0,04	5.048	0,79
Azienda Energia e Servizi	2,79	1.319	416	34	0,08	4.220	3,20
Enia	14,49	5.591	2.370	24	0,01	3.389	0,61
Asm Reti	12,45	4.749	1.865	102	0,05	1.503	0,32
Genova Reti	4,90	1.606	535	774	1,45	3.425	2,13
Ascopiave	19,60	6.407	2.078	39	0,02	1.143	0,18
AcegasAps	8,08	2.120	1.945	137	0,07	1.075	0,51
Arcalgas Progetti	19,14	4.981	3.316	92	0,03	3.118	0,63
Linea Distribuzione	11,14	2.619	1.434	42	0,03	1.286	0,49
Consiag Reti	8,44	1.547	625	16	0,03	904	0,58
Gelsia Reti	8,28	1.470	866	15	0,02	958	0,65
SGR Reti	15,93	2.614	994	16	0,02	695	0,27
E.On Rete Laghi	12,64	2.022	699	54	0,08	1.432	0,71
E.On Rete Padana	16,43	2.434	1.011	37	0,04	1.848	0,76
Acsm – Agam	7,25	1.031	541	6	0,01	809	0,78
Gas Natural Distribuzione Italia	12,61	4.668	1.994	350	0,18	3.814	0,82
Edison DG	17,52	2.460	1.890	63	0,03	919	0,37
AMG Energia	5,51	766	766	1	0,00	2.801	3,66
E.On Rete Mediterranea	18,34	2.410	837	17	0,02	922	0,38
Agsm Rete Gas	8,23	1.117	676	23	0,03	1.066	0,95
Amga Azienda Multiservizi	15,96	2.126	709	26	0,04	492	0,23
GEI Gestione Energetica Impianti	16,68	2.143	939	1	0,00	1.157	0,54
Dolomiti Energia	12,73	1.586	376	8	0,02	207	0,13
Erogasmet	11,88	1.469	1.469	149	0,10	1.277	0,87
AS Retigas	16,80	2.045	632	6	0,01	730	0,36
AMG Gas	4,73	550	171	1.579	9,23	761	1,38
Multiservizi	9,82	1.129	513	13	0,03	677	0,60
Coingas	15,36	1.752	1.752	32	0,02	638	0,36
Acam	13,13	1.413	484	94	0,19	771	0,55
Intesa Distribuzione	16,49	1.734	722	34	0,05	528	0,30
TOTALE	10,76	180.022	88.045	6.574	0,02	130.890	0,36

Fonte: Dichiarazioni degli operatori.

TAV. 3.48

**Protezione catodica
delle reti dei grandi
esercenti nel 2008**

Estensione reti in km

ESERCENTE	ESTENSIONE RETE	ESTENSIONE RETE ACCIAIO	ESTENSIONE RETE ACCIAIO CON PROTEZIONE CATODICA	ESTENSIONE RETE ACCIAIO NON PROTETTA	% RETE ACCIAIO CON PROTEZIONE CATODICA
Società Italiana per il Gas	45.386	35.047	33.989	1.058	97,0%
Enel Rete Gas	30.538	27.856	20.831	7.026	74,8%
Hera	12.995	10.995	10.458	536	95,1%
A2A Reti Gas	2.854	1.053	670	383	63,7%
Napoletana Gas	4.899	3.658	3.283	375	89,8%
Italcogim Reti	9.057	7.845	7.845	0	100,0%
Toscana Energia	6.414	5.224	4.669	555	89,4%
Azienda Energia e Servizi	1.319	508	491	17	96,7%
Enia	5.591	5.345	5.143	202	96,2%
Asm Reti	4.749	3.238	2.612	626	80,7%
Genova Reti	1.606	422	78	344	18,5%
Ascopiave	6.407	6.319	6.319	-	100,0%
AcegasAps	2.120	687	482	206	70,1%
Arcalgas Progetti	4.981	3.263	3.263	-	100,0%
Linea Distribuzione	2.619	2.263	1.964	299	86,8%
Consiag Reti	1.547	1.451	1.446	6	99,6%
Gelsia Reti	1.470	1.455	1.182	273	81,2%
SGR Reti	2.614	2.589	2.589	-	100,0%
E.On Rete Laghi	2.022	1.871	1.854	17	99,1%
E.On Rete Padana	2.434	2.390	2.390	-	100,0%
Acsn - Agam	1.031	1.008	1.008	-	100,0%
Gas Natural Distribuzione Italia	4.668	4.124	4.124	-	100,0%
Edison DG	2.460	1.516	1.516	-	100,0%
AMG Energia	766	250	250	-	100,0%
E.On Rete Mediterranea	2.410	1.950	1.950	-	100,0%
Agsm Rete Gas	1.117	811	776	35	95,7%
Amga Azienda Multiservizi	2.126	1.729	1.616	113	93,5%
GEI Gestione Energetica Impianti	2.143	2.099	2.099	-	100,0%
Dolomiti Energia	1.586	1.520	1.520	-	100,0%
Erogasmet	1.469	1.469	1.469	-	100,0%
AS Retigas	2.045	1.925	1.925	-	100,0%
AMG Gas	550	525	457	68	87,0%
Multiservizi	1.129	937	928	9	99,0%
Coingas	1.752	1.746	1.746	-	100,0%
Acam	1.413	1.321	871	450	65,9%
Intesa Distribuzione	1.734	1.168	1.168	-	100,0%
TOTALE	180.022	147.578	134.980	12.598	91,5%

Fonte: Dichiarazioni degli operatori.

Qualità commerciale del servizio di distribuzione del gas

Servizio di distribuzione del gas naturale

L'anno 2008 conferma il trend già registrato nel 2007, caratterizzato dalla tempestività della corresponsione degli indennizzi. La tavola 3.49 evidenzia, infatti, la quasi corrispondenza tra il numero dei casi di mancato rispetto degli standard soggetti a rimborso e il numero dei rimborsi effettivamente pagati dagli esercenti nell'anno di riferimento. Si registra, pertanto, un significativo miglioramento del servizio in termini di diminuzione dei fuori standard rispetto all'anno 2007 e una tempestività di corresponsione degli indennizzi nel

rispetto delle regole fissate dall'Autorità con la delibera n. 168/04. Più specificatamente, la prestazione che ha generato il maggior numero di fuori standard e quindi di indennizzi corrisposti è l'esecuzione di lavori semplici. La categoria più numerosa è l'attivazione della fornitura che copre da sola quasi il 41% del totale; segue la preventivazione per lavori semplici. La tipologia di utenza con misuratore fino alla classe G6 (utenza domestica) ha generato la quasi totalità delle richieste di prestazioni. Conseguentemente tale tipologia è quella maggiormente tutelata dalla regolazione introdotta dall'Autorità.

	CARTA DEI SERVIZI						REGOLAZIONE QUALITÀ COMMERCIALE					
	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Casi di mancato rispetto degli standard soggetti a rimborso	14.265	12.366	11.212	14.635	16.424	14.651	11.766	25.826	34.330	31.439	43.741	19.954
Rimborsi effettivamente pagati nell'anno	1.237	707	1.640	3.709	12.086	13.368	8.535	19.249	31.189	35.146	43.886	19.265

TAV. 3.49

Numero di casi e di rimborsi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale

Anni 1997-2008; operatori con più di 5.000 clienti finali

Fonte: Dichiarazioni degli operatori.

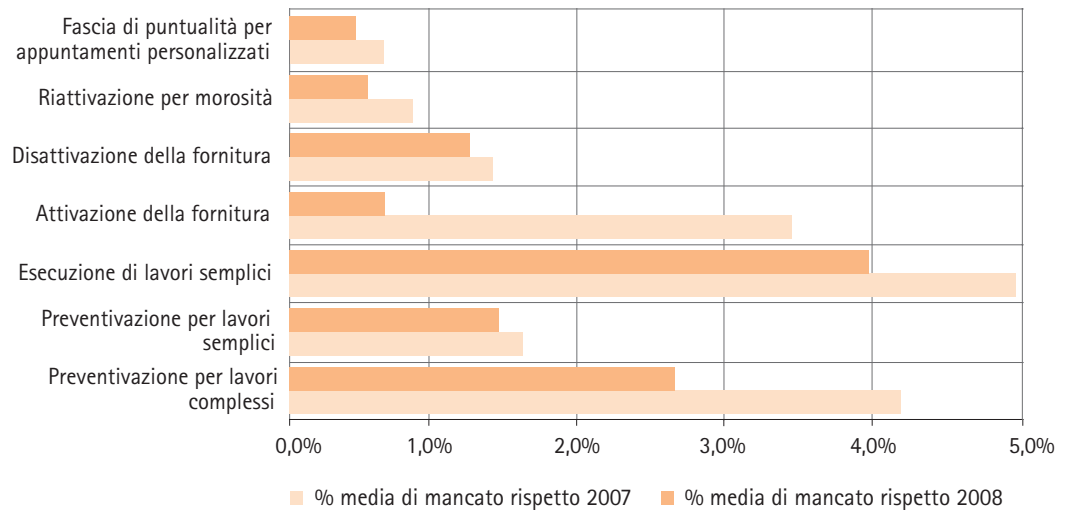
Per quanto riguarda la percentuale di mancato rispetto (Fig. 3.14), nel 2008 si osserva un miglioramento in confronto all'anno 2007. L'esecuzione dei lavori semplici, pur confermandosi la prestazione con la percentuale di mancato rispetto più

elevata, registra rispetto al 2007 una flessione pari all'1%. Va evidenziato, inoltre, che il tempo effettivo registrato per tutte le prestazioni per i clienti con misuratore fino a G6 è nettamente inferiore allo standard fissato dall'Autorità (Fig. 3.15).

FIG. 3.14

Percentuale di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale

Anni 2005-2008; esercenti con più di 5.000 clienti finali

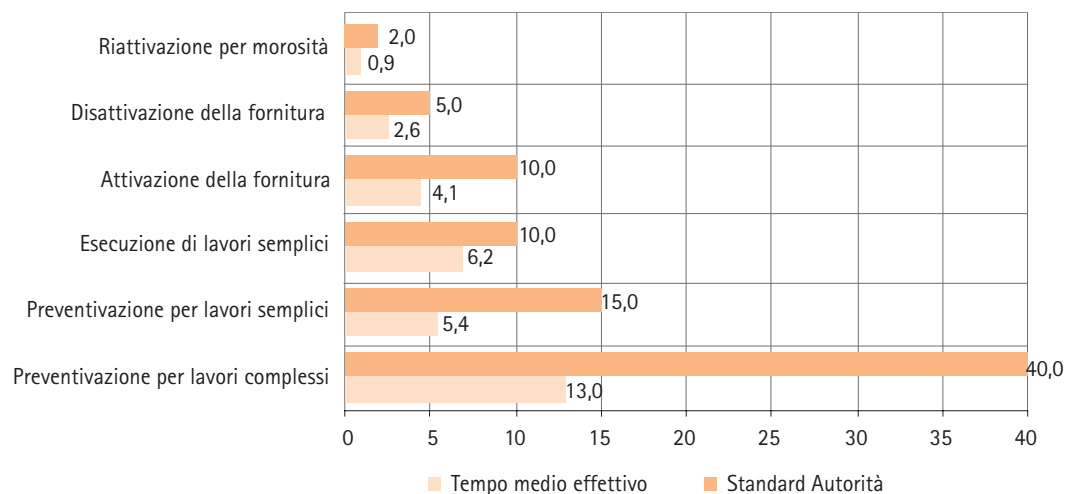


Fonte: Dichiarazioni degli operatori.

FIG. 3.15

Confronto tempo effettivo medio e standard definito dall'Autorità per tutte le prestazioni di qualità commerciale per clienti con misuratore fino alla classe G6

Anno 2008; esercenti con più di 5.000 clienti finali



Fonte: Dichiarazioni degli operatori.

Con riferimento alla tipologia di utenza più diffusa, costituita dai clienti finali alimentati in bassa pressione con gruppo di misura fino alla classe G6, la tavola 3.50 presenta, per gli anni

2007 e 2008, i principali dati riguardanti tutte le prestazioni soggette a indennizzo automatico. Va sottolineato, per ciascuna prestazione, un sostanziale rispetto degli standard.

TAV. 3.50

PRESTAZIONE	STANDARD AUTORITÀ	ANNO 2007			ANNO 2008		
		NUMERO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	NUMERO INDENNIZZI AUTOMATICI	NUMERO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	NUMERO INDENNIZZI AUTOMATICI
Preventivazione per lavori semplici	15 giorni lavorativi	265.788	5,4	5.032	239.729	5,4	2.801
Preventivazione per lavori complessi	40 giorni lavorativi	10.732	12,9	369	10.544	13,0	197
Esecuzione di lavori semplici	10 giorni lavorativi	204.557	7,3	8.605	184.981	6,2	5.573
Attivazione della fornitura	10 giorni lavorativi	725.210	4,7	22.963	678.298	4,1	4.842
Disattivazione della fornitura	5 giorni lavorativi	316.572	2,6	4.170	330.501	2,6	3.988
Riattivazione per morosità	2 giorni feriali	66.715	0,8	530	64.681	0,9	385
Fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati	2 ore	146.175	-	1.009	146.826	-	588
TOTALE	-	1.735.749	-	33.822	1.640.560	-	18.374

Prestazioni soggette a indennizzo automatico per clienti finali alimentati in BP e con gruppo di misura fino alla classe G6

Anni 2007-2008

Fonte: Dichiarazioni degli operatori.

Servizio di vendita del gas naturale

La tavola 3.51 evidenzia il numero complessivo di rettifiche di fatturazione gestite dai venditori nonché il tempo medio di attesa e il numero di indennizzi corrisposti. Anche per questa prestazione, soggetta a indennizzo automatico, si è riscontrato un rispetto dello standard fissato dall'Autorità con la delibera n. 168/04. Più nel dettaglio va sottolineato come il numero di indennizzi corrisposti sia lievemente maggiore dei casi di mancato rispetto per causa dell'esercente e

come il tempo medio effettivo di attesa della rettifica di fatturazione, pur attestandosi al di sotto dello standard fissato dall'Autorità pari a 90 giorni solari, sia passato dai 22,93 giorni del 2007 ai 28,42 giorni del 2008.

La figura 3.16 presenta l'andamento, per il 2008, della gestione dei reclami scritti o delle richieste scritte di informazioni pervenuti ai venditori con più di 100.000 clienti finali, relativamente alla tipologia di utenza più diffusa, ovvero i clienti finali alimentati in bassa pressione con gruppo di misura fino alla classe G6.

TAV. 3.51

PRESTAZIONE	ANNO	STANDARD AUTORITÀ	NUMERO DI RICHIESTE	NUMERO FUORI STANDARD	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	NUMERO INDENNIZZI AUTOMATICI
Rettifica di fatturazione	2006	90 giorni solari	125.858		15,9	1.897
	2007	90 giorni solari	88.939	926	22,9	1.016
	2008	90 giorni solari	48.064	1.345	28,4	1.412

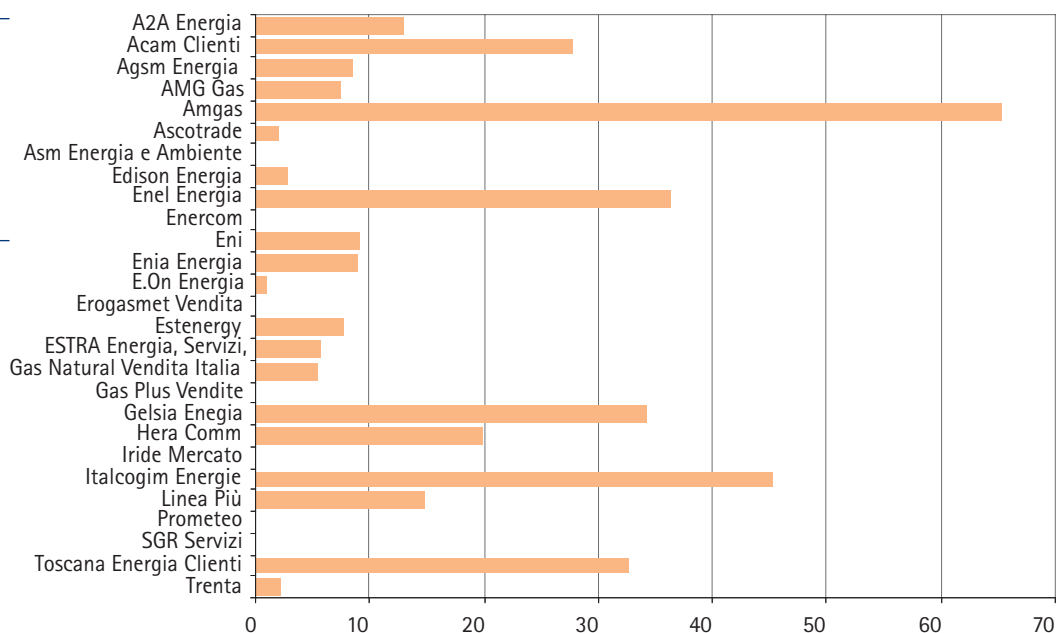
Rettifiche di fatturazione per clienti finali alimentati in BP e con gruppo di misura fino alla classe G6

Fonte: Dichiarazioni degli operatori.

FIG. 3.16

Tempo di risposta ai reclami dei clienti finali alimentati in BP e con gruppo di misura fino alla classe G6

Anno 2008; giorni



Fonte: Dichiarazioni degli operatori.

Qualità telefonica

La revisione della regolazione della qualità commerciale della vendita di gas è confluita in un unico *Testo integrato* (TIQV, approvato con la delibera dell'Autorità 18 novembre 2008, ARG/com 164/08) per i settori gas ed elettrico. Pertanto,

essendo la regolazione bisettoriale, le *performance* ottenute dalle imprese di vendita di gas in tema di qualità dei *call center* dei venditori (già disciplinata con la delibera 19 giugno 2007, n. 139/07) sono descritte e illustrate nel paragrafo relativo alla qualità del settore elettrico (vedi il Capitolo 2 di questo Volume).

Qualità del gas e sicurezza a valle dei punti di riconsegna del gas

Accertamenti della sicurezza degli impianti di utenza a gas

Nel periodo 1° ottobre 2007 – 30 settembre 2008, quarto anno di attuazione della delibera 18 marzo 2004, n. 40/04, gli

impianti di utenza nuovi accertati sono più di 450.000 (Tav. 3.52). Ancora una volta l'attuazione del regolamento emanato dall'Autorità ha prodotto effetti significativi; infatti, anche per l'anno termico 2007-2008 si registra un incremento del nume-

ro degli accertamenti effettuati rispetto all'anno precedente, pari al 5%.

Più specificatamente si osserva che circa il 96% degli impianti ha ottenuto subito l'approvazione all'attivazione, in esito a un positivo riscontro di tutta la documentazione richiesta dalla legge n. 46 del 5 marzo 1990. Di contro, quasi 18.074 primi accertamenti hanno invece dato esito negativo, determinando la necessità di un nuovo accertamento; i distributori, infatti, hanno fornito il gas per quest'ultimi impianti solo dopo un supplemento nelle operazioni di verifica e a seguito dell'elimi-

nazione delle cause di non conformità alla legge n. 46/90. Va comunque segnalato che il numero di accertamenti con esito negativo registra, per il primo anno termico, una significativa flessione rispetto all'anno termico 2006-2007, pari all'8% circa. Inoltre si è registrata una percentuale degli accertamenti impediti per mancato invio della documentazione richiesta, circoscritta al 4%. Nelle tavole contenenti i riepiloghi dei dati commentati è evidenziata la ripartizione in funzione sia della tipologia dell'impianto di utenza sia della dimensione dei distributori di gas.

TIPOLOGIA DELL'IMPIANTO DI UTENZA	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO POSITIVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO NEGATIVO	IMPIANTI CON PIÙ DI UN ACCERTAMENTO
≤ 34,8 kW	411.109	16.484	16.090
> 34,8 kW e ≤ 116 kW	32.662	1.782	1.533
> 116 kW	8.106	500	451
TOTALE	451.877	18.766	18.074

Fonte: Dichiarazioni degli operatori.

TAV. 3.52

Riepilogo dei dati relativi alla delibera n. 40/04 comunicati dai distributori

Anno termico 2007-2008

DISTRIBUTORI	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO POSITIVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO NEGATIVO	IMPIANTI CON PIÙ DI UN ACCERTAMENTO
Grandi	340.767	15.405	14.906
Medi	93.959	2.833	2.641
Piccoli	17.151	528	527
TOTALE	451.877	18.766	18.074

Fonte: Dichiarazioni degli operatori.

TAV. 3.53

Riepilogo dei dati relativi alla delibera n. 40/04 comunicati dai distributori di gas in funzione della dimensione del distributore

Anno termico 2007-2008

Qualità del trasporto

Con la delibera 6 settembre 2005, n. 185/05, l'Autorità ha approvato le disposizioni generali in tema di qualità del gas naturale al fine di favorire una regolazione più puntuale della misura del PCS e delle caratteristiche chimico-fisiche del gas naturale fornito ai clienti finali. La delibera attribuisce all'impresa di trasporto la responsabilità della misura e del control-

lo dei parametri di qualità del gas, in modo che la misura sia affidabile e tempestiva; inoltre stabilisce che gli apparati di misura siano resi accessibili per eventuali controlli da parte dell'Autorità. Ciò vale anche per i proprietari dei sistemi di misura, nel caso essi siano diversi da un'impresa di trasporto. Nei punti di ingresso delle reti di trasporto, il provvedimento prescrive la misura, il controllo del PCS e di altri parametri di qualità del gas, mentre all'interno delle reti di trasporto la

delibera impone la misura del potere calorifico del gas tramite gascromatografi.

Anche per l'anno termico 2007-2008 i trasportatori di gas naturale hanno fornito le informazioni relative ai punti di misura di un'area omogenea di prelievo (AOP) e ai punti di misura in ingresso della rete di trasporto. In particolare si evidenzia che i punti sono dotati di 147 gascromatografi di cui 123 risultano di proprietà dei trasportatori e 24 di proprietà di terzi.

Assicurazione a favore dei clienti finali civili del gas

In ottemperanza al comma 3.3 della delibera 12 dicembre 2003, n. 152/03, il Comitato italiano gas (CIG) ha trasmesso all'Autorità, con riferimento all'anno termico concluso, un resoconto sintetico delle denunce di sinistro pervenute e dello stato delle procedure di risarcimento dall'1 ottobre 2007 al 30 settembre 2008. Il numero totale delle denunce di sinistro è stato pari a 45.

Dalla rilevazione statistica degli incidenti da gas combustibile, elaborata dal CIG in ottemperanza alla delibera n. 168/04, per l'anno termico 2007-2008 risultano 157 sinistri a valle del punto di consegna, riconducibili alla definizione di cui alla delibera n. 152/03. Va comunque evidenziata una diminuzione dei sinistri pari all'8% circa rispetto all'anno termico 2006-2007.

Rilevazione della soddisfazione dei clienti domestici

L'Autorità e l'Istat hanno stipulato per gli anni 2005-2009 una Convenzione, finalizzata alla rilevazione della soddisfazione dei clienti domestici per l'erogazione dei servizi di energia elettrica e di gas. Per i servizi gas, l'indagine raggiunge oltre 187.000 famiglie, monitorando a livello regionale la soddisfazione delle stesse relativamente agli aspetti oggetto di regolazione della qualità come, per esempio, la frequenza di lettura dei contatori, la comprensibilità della bolletta e il giudizio sull'informazione riguardo ai servizi. Si tratta di un'indagine iniziata nel 1998 e ripetuta ogni anno: a tal proposito si evidenzia che non si dispone dei risultati della rilevazione per l'anno 2004, in quanto dal 2004 l'indagine viene svolta nel mese di febbraio mentre fino al 2003 l'indagine veniva svolta nel corso del mese di novembre. Per gli aspetti di natura generale si rimanda al paragrafo del Capitolo 2, relativo alla rilevazione della soddisfazione dei clienti domestici della qualità del settore elettrico.

Nel 2008 il livello generale di soddisfazione dell'utenza rispetto all'anno passato ha subito una flessione di 2,5 punti percentuali. A eccezione dell'anno 2007, negli ultimi anni è stata registrata una progressiva diminuzione del grado di soddisfazione complessiva (Tav. 3.54).

TAV. 3.54

Soddisfazione complessiva per il servizio del gas

Percentuali ottenute dai giudizi "molto soddisfatti" e "abbastanza soddisfatti"

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2005	2006	2007	2008
Nord-Ovest	94,9	95,0	94,6	94,7	95,4	94,7	94,7	92,9	94,2	92,4
Nord-Est	94,5	94,8	94,0	94,5	93,1	94,3	92,3	91,5	91,1	88,1
Centro	94,3	95,7	94,9	94,3	95,0	94,6	92,9	92,7	93,7	91,6
Sud	94,5	95,1	94,9	96,0	94,0	93,9	92,5	92,9	94,0	90,6
Isole	89,6	95,6	91,5	96,3	94,6	90,8	95,3	93,3	93,4	92,0
Italia	94,5	95,2	94,5	94,9	94,6	94,3	93,4	92,6	93,4	90,9

Fonte: Indagine multiscopo Istat, anni 1998-2008.

TAV. 3.55

Soddisfazione globale e per i diversi aspetti del servizio del gas

Percentuali ottenute dai giudizi "molto soddisfatti" e "abbastanza soddisfatti"

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2005	2006	2007	2008
Frequenza lettura	86,1	86,9	85,7	82,9	82,4	81,0	78,5	80,9	82,0	78,6
Comprensibilità bolletta	80,2	81,5	79,6	80,4	78,4	77,0	74,4	74,4	75,2	69,5
Informazioni sul servizio	79,4	81,1	79,5	79,0	77,3	75,8	72,9	73,2	74,8	69,2
Soddisfazione globale	94,5	95,2	94,5	94,9	94,6	94,3	93,4	92,6	93,4	90,9

Fonte: Indagine multiscopo Istat, anni 1998-2008.