

TAV. 2.74

Soddisfazione globale e per
i diversi aspetti del servizio
elettrico in Italia

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

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Continuità	90,8	91,1	91,2	92,0	92,5	91,1	90,8	91,6	92,5	91,3	92,2	92,1	93,1
Assenza di sbalzi di tensione	86,3	87,2	87,1	87,8	86,2	86,1	85,4	86	87,3	85,4	87,1	86,0	87,8
Frequenza lettura ^(A)	72,8	74,1	73,5	72,5	72,5	70,7	71,5	79,1	83	79,6	81,8	-	-
Comprensibilità display contatore elettrico ^(A)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	78,1	77,9
Comprensibilità bollette	75,0	76,1	74,3	76,3	72,9	72,8	70,3	70,7	71,8	65,9	68,3	66,5	65,1
Informazioni sul servizio	73,2	74,1	73,4	73,5	71,6	69,5	67,4	69	69,1	63,5	66,6	64,9	65,4
Soddisfazione globale	90,3	91,2	90,6	91,7	91,5	90,3	87,7	88,6	89,2	86,3	87,3	87,3	88,6

(A) Dal 2010 la comprensibilità del display del contatore elettrico ha sostituito la frequenza di lettura.

Fonte: Indagine multiscopo Istat anni 1998-2011.

PAGINA BIANCA

3.

Struttura,
prezzi e qualità
nel settore gas

Domanda e offerta di gas naturale nel 2011

Dopo gli incoraggianti segnali di ripresa del 2010, nel 2011 la domanda di gas ha registrato un forte calo. Secondo i dati preconsuntivi diffusi dal Ministero dello sviluppo economico, lo scorso anno il consumo interno lordo è stato di 77,9 G(m³) in diminuzione del 6,2% rispetto all'anno precedente. Nel 2011 i consumi finali sono risultati inferiori, anche se di poco, a quelli del 2009, anno in cui i consumi registrarono una battuta d'arresto dell'8%. La domanda ha subito una contrazione di 5,2 G(m³), evidenziando una variazione negativa in quasi tutti i settori.

I consumi del settore civile (residenziale e terziario), che rappresentano il 40% circa dei consumi nel nostro Paese, hanno registrato una riduzione dell'8,4% passando dai 34 G(m³) del 2010 ai 31 G(m³) del 2011. Le condizioni climatiche miti e le difficoltà economiche che l'Italia sta attraversando sono alla base della riduzione dei consumi domestici. Alla crisi del settore civile si è accompagnato il calo dei consumi del termoelettrico, anch'esso piuttosto sensibile e pari a -7%; il settore industriale ha evidenziato invece una riduzione più modesta, dell'1,1%. Anche le destinazioni di consumo di minore rilevanza quali l'agricoltura e gli usi non energetici (che insieme non raggiungono l'1% del totale dei consumi) hanno registrato una variazione negativa. In particolare, i consumi agricoli hanno manifestato una riduzione dell'8% mentre il gas destinato a usi non energetici ha subito un crollo, pari a

-24,6%. L'unica voce in aumento è stata quella dell'autotrazione, che ha confermato il trend di crescita che la contraddistingue ormai da diversi anni. Complice anche il forte e continuo aumento dei prezzi dei carburanti, dal 2006 al 2010 il settore dell'autotrazione è stato protagonista di un notevole sviluppo. Da sottolineare però che la crisi non ha risparmiato nemmeno questo settore, infatti nell'ultimo anno la variazione in aumento è stata appena del 2,6%, dunque fortemente ridimensionata se confrontata con l'incremento medio del 10% registrato negli ultimi cinque anni o con la notevole variazione del 16% dell'anno precedente.

Nel 2011 la produzione nazionale ha toccato quasi 8,5 G(m³) registrando un lieve aumento per il secondo anno consecutivo (+0,5% rispetto al 2010), cosa che non accadeva dal 1994. La forte contrazione dei consumi ha contribuito anche alla riduzione delle importazioni (-6,6%), con un calo di quasi 5 G(m³). Pure le esportazioni hanno evidenziato una riduzione, passando dai 141 M(m³) del 2010 a 124 M(m³) nel 2011. Le importazioni nette, pari a 70,2 G(m³) sono tornate sui livelli del 2009. La variazione dei volumi negli stoccaggi è stata positiva e pari a 777 M(m³) di gas con un incremento del 49% rispetto all'anno precedente. Tenendo conto che i consumi e le perdite di rete sono stimabili in circa 1,8 M(m³), il valore dei consumi nazionali nel 2011 è valutabile in 76,1 M(m³). Il grado di dipendenza dell'Italia dalle forniture estere è rimasto

sostanzialmente invariato rispetto al 2010 e pari al 90%.

Come sempre il bilancio degli operatori è stato redatto riaggregando le informazioni che le singole imprese hanno fornito nella consueta Indagine annuale sui settori regolati (i dati sono da considerarsi

provvisori in tutto il Capitolo) a seconda del gruppo societario di appartenenza; il gruppo di appartenenza è quello dichiarato dagli operatori nell'Anagrafica operatori dell'Autorità. I gruppi sono poi stati attribuiti alle diverse classi in base al valore degli impieghi

TAV. 3.1

Bilancio del gas naturale 2011
G(m³); valori riferiti ai gruppi industriali

	Gruppo Eni	15-18 G(m ³)	10-15 G(m ³)	2-10 G(m ³)	1-2 G(m ³)	0,1-1 G(m ³)	< 0,1 G(m ³)	TOTALE
Produzione nazionale netta	6,8	0,5	-	0,8	0,0	-	0,0	8,1
Importazioni nette ^(A)	28,0	12,4	10,4	8,0	6,2	2,7	0,0	67,7
- di cui vendite Eni S.p.A. oltre frontiera	-	0,9	0,6	-	0,1	0,0	-	1,6
Variazioni scorte	0,5	0,4	-0,2	0,0	-0,2	-0,3	0,0	0,3
Stoccaggi al 31 dicembre 2009	2,4	0,9	1,6	2,2	0,1	0,5	0,0	7,7
Stoccaggi al 31 dicembre 2010	1,8	0,5	1,7	2,1	0,3	0,8	0,0	7,4
Acquisti sul territorio nazionale	4,1	21,0	15,0	31,3	8,2	16,3	5,6	101,6
da Eni	0,8	4,4	1,4	3,3	0,1	1,1	0,8	11,8
da altri operatori	3,3	16,6	13,6	28,1	8,1	15,2	4,9	89,8
Acquisti in Borsa	-	0,0	-	-	0,3	0,0	0,1	0,4
Cessioni ad altri operatori nazionali	15,9	19,6	12,3	27,9	13,5	8,2	0,6	98,0
- di cui vendite al PSV	7,1	10,3	2,5	13,9	9,2	3,5	0,4	47,0
Vendite in Borsa	0,2	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,4
Trasferimenti netti	1,0	1,4	-0,4	0,8	0,7	0,2	-1,1	2,6
Consumi e perdite ^(B)	0,4	0,3	0,2	0,4	0,1	0,2	0,1	1,8
Autoconsumi	5,6	3,5	1,3	1,0	0,7	0,4	0,0	12,5
Vendite finali	18,2	12,2	11,0	11,7	0,9	10,1	3,9	68,0
Al mercato libero	11,5	11,1	7,6	8,6	0,9	6,9	2,0	48,6
Al mercato tutelato	6,7	1,2	3,3	3,1	0,0	3,2	1,9	19,4
Vendite finali per settore	18,2	12,2	11,0	11,7	0,9	10,1	3,9	68,0
Generazione elettrica	3,9	7,2	5,5	3,1	0,2	1,2	0,1	21,3
Industria	7,1	3,3	1,3	3,6	0,5	3,3	0,9	20,1
Commercio e servizi	1,5	0,4	0,5	1,4	0,1	2,0	0,7	6,5
Condomini uso domestico	1,0	0,1	0,5	0,5	0,0	0,6	0,5	3,2
Domestico	4,7	1,3	3,0	3,0	0,0	3,1	1,7	16,9
- di cui a clienti finali collegati	0,7	1,7	5,3	1,7	0,3	1,3	0,5	11,5

(A) Le importazioni sono al netto delle esportazioni.

(B) Consumi e perdite stimati in base alla produzione, all'importazione, allo stoccaggio e agli acquisti interni (inclusi gli acquisti in Borsa).

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

di gas, cioè a seconda dell'ampiezza delle vendite effettuate sia all'ingrosso sia al mercato finale (in entrambi i casi sono comprese le vendite a soggetti appartenenti allo stesso gruppo societario) e degli autoconsumi.

In base ai primi risultati dell'Indagine annuale, nel 2011 sono stati venduti al mercato finale 68 G(m³). Se a tali quantitativi si aggiungono 12,5 G(m³) di autoconsumi, cioè il gas direttamente impiegato nelle centrali di produzione elettrica degli operatori, e 1,8 G(m³) di perdite, si ottiene un volume di gas complessivamente consumato in Italia di 82,3 G(m³), un valore di circa 6 G(m³)

superiore a quello indicato dal Ministero dello sviluppo economico. Le ragioni di tale sopravanzo sono di diversa natura. Da un lato, come si è più volte detto, le elaborazioni per la *Relazione Annuale* sono provvisorie, in quanto vengono effettuate immediatamente a ridosso della raccolta dei dati, come pure preconsuntivi sono i volumi citati del ministero. Dall'altro, un'importante fonte di discrepanza è certamente riconducibile al diverso potere calorifico e al fatto che, nonostante venga chiesto agli operatori di rispondere alle richieste sui quantitativi di gas trattato riportando sempre il gas a un potere calorifico uniforme (pari a 38,1 MJ/m³), in molti

casi questo non avviene. Infine, una terza ragione di differenza nei dati ministeriali può risalire al fatto che gli operatori spesso rispondono ai questionari sui dati annuali indicando dati di cassa (che comprendono quantitativi non afferenti all'anno richiesto) in luogo di quelli di competenza richiesti.

Nel 2012 i principali gruppi in termini di vendite e autoconsumi, dopo Eni, sono stati Edison e GdF Suez che hanno fatto registrare un totale di impieghi compresi tra 15 e 18 G(m³); nello specifico l'ammontare degli impieghi di Edison è pari a 17,9 G(m³) mentre quelli di GdF Suez sono di poco inferiori e pari a 17,5 G(m³). Da notare che nel gruppo GdF Suez sono inclusi anche i volumi venduti da GdF Suez Energy Management (ex AceaElectrabel Trading), passata in tale gruppo nel corso del 2011 in virtù della complessa operazione societaria conseguente allo scioglimento della *joint venture* tra Acea e GdF Suez Energia Italia. Nella classe successiva, cioè quella dei gruppi che hanno vendite e/o autoconsumi compresi tra 10 e 15 G(m³) sono inclusi Enel e A2A rispettivamente con 13,9 G(m³) e 10,7 G(m³). Nella classe con impieghi tra i 2 e i 10 G(m³) sono inclusi 11 gruppi che oscillano tra i 6,3 G(m³) di Sinergie Italiane e i 2,1 G(m³) di Axpo Group: oltre a questi, i gruppi che ricadono in detta classe sono E.On, Royal Dutch Shell, Hera, VNG Italia, Unogas, Gas Plus, Iren, Enoi e Ascopiave. Le classi successive comprendono rispettivamente 10, 53 e 215 gruppi: nell'ultima classe in particolare ricadono tantissimi gruppi che vendono e/o autoconsumano anche poche migliaia di metri cubi di gas (da 99 milioni a 1.000 m³). Si conferma, dunque, la tendenza già registrata in passato relativa all'alta mobilità dei gruppi tra le diverse classi che cambia la connotazione delle stesse. La produzione nazionale è per la massima parte in capo al gruppo Eni, fatta eccezione per alcune quote che sono riconducibili a Edison e ad altri piccoli coltivatori.

Mentre le importazioni di Eni si sono mantenute costanti rispetto allo scorso anno, quelle di Edison e di tutti gli altri gruppi sono generalmente diminuite salvo alcune eccezioni. In particolare, sono aumentate le importazioni di Sinergie Italiane (sebbene non siano affatto aumentate le importazioni della classe cui l'operatore appartiene) e quelle della classe dei gruppi compresi tra 1 e 2 G(m³), dove ricadono quattro gruppi che nel 2010 erano inseriti nelle classi più basse e due gruppi particolarmente attivi nell'attività di approvvigionamento all'estero provenienti dalle classi più alte.

Per quello che riguarda gli acquisti sul territorio nazionale, nel 2011 la quota di gas che tutte le imprese hanno acquistato direttamente da Eni, pari al 13,4%, è ulteriormente diminuita rispetto all'anno

precedente, a dimostrazione di come il mercato all'ingrosso sia particolarmente vivace e ciascun operatore cerchi di differenziare il più possibile le modalità di approvvigionamento e le singole controparti. Relativamente agli impieghi, invece, la quota di gas venduta all'ingrosso (comprese le vendite in Borsa) sul totale dei volumi complessivamente venduti e autoconsumati è ulteriormente aumentata rispetto allo scorso anno passando dal 50,5% al 55%; in particolare tale tendenza si è verificata in tutti le classi eccetto per quella che contiene i gruppi con vendite comprese tra 0,1 e 1 G(m³) e per Eni, per cui la stessa quota è leggermente scesa, passando dal 41,9% del 2010 al 40,3% del 2011. Questi aumenti si spiegano, come si vedrà nel corso del capitolo, con l'affacciarsi nel mercato all'ingrosso di un numero sempre maggiore di operatori (il numero di soggetti che svolgono unicamente attività all'ingrosso è passato dai 33 del 2010 ai 40 del 2011) e da una crescente quota di gas venduto su questo mercato da soggetti che vi operano (la quota del gas venduto sul mercato all'ingrosso da soggetti che sono attivi sia su tale mercato sia sul mercato *retail* è passata, infatti, dal 54% al 57,4%). Del gas complessivamente ceduto all'ingrosso il 48% viene venduto al Punto di scambio virtuale (PSV) rispetto al 36% del 2010: in particolare, si nota come siano i gruppi di più piccola dimensione (quelli sotto i 100 milioni di m³) che vendono più del 70% delle proprie, seppure molto limitate, vendite all'ingrosso.

La quota degli autoconsumi sugli impieghi è complessivamente scesa di un punto percentuale (dall'8% del 2010 al 7% del 2011), ma nonostante ciò tale voce rappresenta ancora una porzione rilevante degli impieghi presso i gruppi principali che, generalmente, sono quelli che dispongono di impianti di generazione di energia elettrica. Se al gas destinato agli autoconsumi sommiamo quello per i clienti finali collegati societariamente, si può notare come il gas riservato al proprio fabbisogno nell'ambito di ciascun gruppo sia particolarmente significativo. Per Eni la quota è aumentata, passando dal 14,2% al 15,7%, come pure si registra un rialzo nei principali gruppi dove le quote di gas destinato al fabbisogno del gruppo si attestano intorno al 15% per la classe tra i 15 e i 18 G(m³) e al 27% per la classe tra 10 e 15 G(m³). Da notare come siano significativamente aumentati gli autoconsumi della classe tra 1 e 2 G(m³) dove ricade, tra l'altro, uno tra i primi dieci gruppi nella generazione elettrica che ha praticamente raddoppiato la quantità di gas impiegato. Nella classe relativa ai gruppi che hanno venduto e/o autoconsumato il gas per un ammontare compreso tra i 2 e i 10 G(m³) la quota è, invece, scesa dall'11,1% al 6,7%. In totale i volumi

autoconsumati o venduti a clienti finali collegati societariamente hanno rappresentato il 15,5% del totale degli impieghi.

Relativamente al mercato finale, le vendite ai clienti tutelati rappresentano il 28,5% del totale rispetto al 30,5% del 2010; il gruppo Eni ha venduto sul mercato tutelato il 37% delle vendite finali contro il 39% dello scorso anno, mentre per Edison e GdF Suez il quantitativo di gas venduto a clienti finali è pari al 9,4% delle vendite totali, per Enel e A2A questa quota è pari al 30,6%, mentre per i gruppi più piccoli va da un minimo del 3,4% a quasi il 50% delle vendite complessive.

Se si esclude la classe dei gruppi tra 2 e 10 G(m³), dove si è registrato un lieve aumento delle vendite al mercato tutelato, in tutti gli altri gruppi si è verificata una diminuzione che nella classe 0,1-1 G(m³) è addirittura di circa dieci punti percentuali. Relativamente ai piccolissimi operatori la quota delle vendite al mercato tutelato è, come indicato sopra, del 49%: sembrerebbe, dunque, che per questa tipologia di operatori si stia invertendo la tendenza registrata fino allo scorso anno per cui essi vendevano la maggior parte del gas sul

mercato tutelato. Questi gruppi restano comunque quelli in cui le vendite al settore domestico (inclusi i condomini) sono ancora pari al 56%, a conferma del fatto che quanto più un operatore è piccolo tanto più ha un mercato limitato a quello che era il territorio storico di vendita risalente a prima della liberalizzazione.

La classe tra 1 e 2 G(m³) evidenzia la minor quota di gas venduto al mercato domestico: essa è pari ad appena il 6,4% e per giunta in diminuzione rispetto al 22% del 2010. Ciò si spiega con la diversa natura dei gruppi che compongono questa classe nei due anni, come sopra descritto.

Se prendiamo in considerazione il mercato civile (domestico, condomini e commercio e servizi) la quota di gas a esso venduto si conferma al 39%. Secondo i dati rilevati presso gli operatori, i 68 G(m³) complessivamente venduti nel 2011 sono anche quest'anno ripartiti in modo equo (circa il 30% ciascuno) tra i settori industriale, termoelettrico e domestico (compresi i condomini), mentre il commercio e i servizi (tra cui rientra anche l'autotrazione) hanno acquisito quasi il 10% dei consumi totali.

Mercato e concorrenza

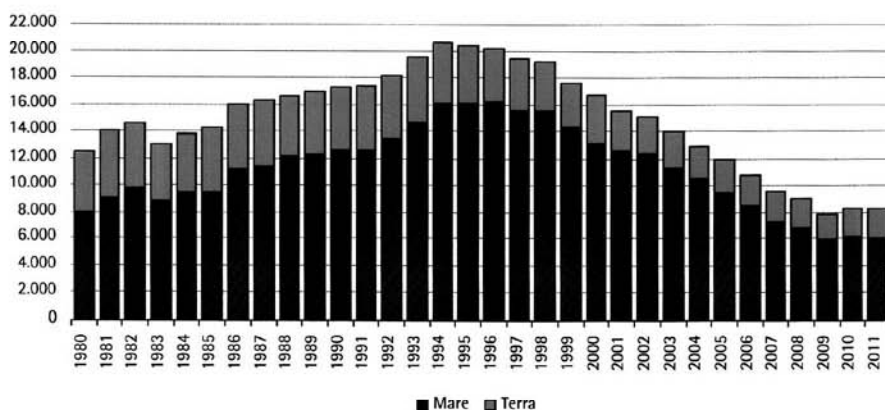
Struttura dell'offerta di gas

Produzione nazionale

Dopo anni di ininterrotto declino, la produzione nazionale di gas naturale sta sperimentando da tre anni a questa parte un trend di assestamento intorno agli 8 G(m³)/anno. Secondo i dati provvisori diffusi dal Ministero dello sviluppo economico, infatti, anche nel 2011 l'estrazione di gas sul territorio nazionale ha toccato quota 8.449 M(m³), evidenziando anzi una lieve crescita dello 0,5% rispetto al 2010. Nel 1994, la produzione italiana di gas ha raggiunto il massimo superando di poco i 20 G(m³) e arrivando a soddisfare circa un terzo dei consumi nazionali dell'epoca. Da allora la copertura

del fabbisogno interno è scesa sino all'attuale 11% circa.

Secondo i dati pubblicati dall'Ufficio nazionale minerario per gli idrocarburi e la geotermia (UNMIG) del Ministero dello sviluppo economico, la produzione 2011, pari a 8.339 M(m³) – valore diverso da quello appena indicato in quanto calcolato utilizzando un potere calorifico del gas differente – è stata ottenuta per il 28% da giacimenti a terra e per il 72% da coltivazione in mare (Fig. 3.1). La quantità di gas estratta da giacimenti in terraferma, pari a 2.341 M(m³), è cresciuta rispetto al 2010 dell'8,6%, mentre è lievemente diminuita (-1,8%) la produzione in mare, quest'anno pari a 5.997 M(m³).



Fonte: Ministero dello sviluppo economico, UNMIG.

FIG. 3.1

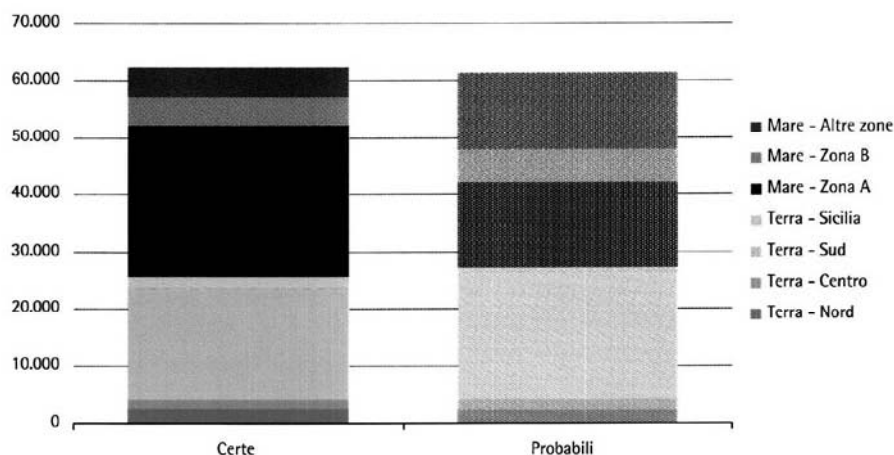
Andamento della produzione nazionale di gas naturale dal 1980
M(m³)

L'UNMIG valuta le riserve certe di gas al 31 dicembre 2011 in 62,3 G(m³) e quelle probabili in 61,4 G(m³) (Fig. 3.2). Al ritmo di produzione medio degli ultimi cinque anni, le sole riserve certe basterebbero quindi per poco più di sette anni. Tutto questo senza naturalmente tenere conto di eventuali rivalutazioni o investimenti che potrebbe-

ro trasformare parte delle riserve attualmente giudicate probabili o possibili (queste ultime stimate in altri 28,5 G(m³)) in riserve certe. La parte preponderante delle riserve certe, vale a dire il 58,5%, si trova in mare, mentre il restante 41,5% è localizzato in terraferma e specialmente al Sud (31%).

FIG. 3.2

Risorse stimate di gas naturale in Italia al 31 dicembre 2011
M(m³)



Fonte: Ministero dello sviluppo economico, UNMIG.

TAV. 3.2

Produzione di gas naturale in Italia nel 2011
M(m³)

GRUPPO	QUANTITÀ	QUOTA
Eni	6.759	83,1%
Royal Dutch Shell	570	7,0%
Edison	517	6,4%
Gas Plus	229	2,8%
Altri	289	3,6%
TOTALE	8.130	100,0%
PRODUZIONE (Ministero dello sviluppo economico)	8.449	-

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Secondo i dati raccolti nella consueta Indagine annuale sui settori regolati svolta dall'Autorità, sono nove gli operatori che nel 2010 hanno dichiarato di aver estratto gas naturale nel territorio nazionale e la loro produzione complessiva è risultata pari a 8.130 M(m³). Il segmento resta dominato da Eni che possiede la quota più elevata e largamente superiore a quella dei concorrenti, pari all'83,1%. Seguono i gruppi Royal Dutch Shell ed Edison con quote simili intorno al 6,5%. Royal Dutch Shell ha mantenuto la seconda posizione conquistata nel 2010 a scapito di Edison. La quota di Gas Plus è tornata al 2,8% dal 3,3% registrato nel 2010. La produzione del gruppo è notevolmente diminuita rispet-

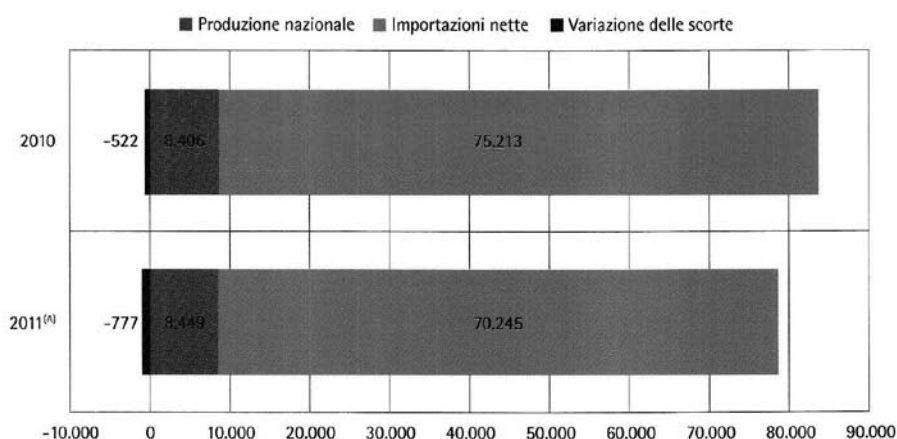
to allo scorso anno (-13%), probabilmente anche per effetto della vendita di una concessione di coltivazione in Pianura Padana a Eni, avvenuta alla fine del 2010.

Importazioni

In termini netti le importazioni di gas in Italia (Fig. 3.3) sono diminuite lo scorso anno di quasi 5 G(m³), passando da 75.213 a 70.244 M(m³) e tornando così ai livelli del 2009. Secondo i dati provvisori del Ministero dello sviluppo economico, infatti, nel 2011 le importazioni lorde sono scese a 70.368 dai 75.354 M(m³) che

avevano raggiunto nel 2010, così come le esportazioni si sono ridotte a 124 da 141 M(m³). Tenendo conto che la variazione di volume negli stoccaggi per l'anno è stata pari a 777 M(m³) – nel 2010 andarono a stoccaggio solo 522 M(m³) – e che i consumi e

le perdite di rete sono stimabili in circa 1.846 M(m³), il valore dei consumi nazionali nel 2011 è valutabile in 76.071 M(m³). Il grado di dipendenza dell'Italia dalle forniture estere è rimasto sostanzialmente invariato rispetto al 2010 e pari al 90%.



(A) Per il 2011 dati preconsuntivi.

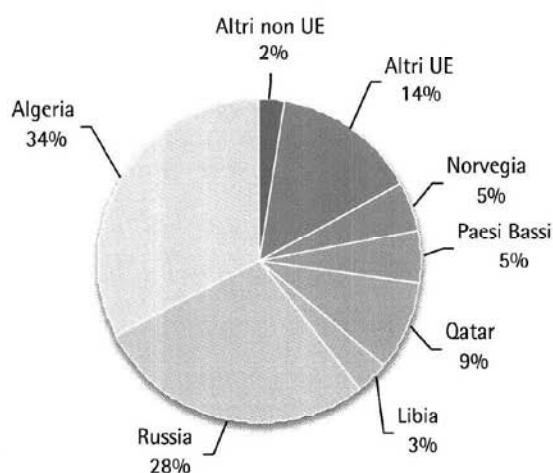
Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

FIG. 3.3

Immissioni in rete nel 2010
e nel 2011
G(m³)

La figura 3.4 mostra la ripartizione dei volumi di gas importato in base alla nazione di provenienza fisica: il 75% del gas importato in Italia proviene da paesi non appartenenti all'Unione europea. Per lo più il gas arriva nel nostro Paese attraverso i gasdotti (89%), ma la quota dei gas che giunge via nave è notevolmente cresciuta

grazie alla progressiva entrata a regime del terminale di Rovigo, dove approda il GNL proveniente dal Qatar. Infatti, nel 2011 le importazioni da questo paese hanno toccato 6,2 G(m³) e la ragguardevole quota dell'8,8% dell'intero gas importato in Italia. Il paese di provenienza più importante è da molti anni l'Algeria,



Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

FIG. 3.4

Importazioni lorde di gas
nel 2011 secondo
la provenienza
Valori percentuali, dati provvisori

che da sola copre oltre un terzo del fabbisogno italiano; nel 2011 da questo paese sono arrivati 23 G(m³), il 93% via tubo a Mazara del Vallo e il resto via nave, rigassificati presso l'impianto di Panigaglia (in provincia di La Spezia). Dalla Russia sono giunti, attraverso i punti di ingresso di Tarvisio e Gorizia, 19,7 G(m³), ovvero il 28% del gas complessivamente importato in Italia. I quantitativi di gas proveniente dalla Libia, sono drasticamente diminuiti lo scorso anno, a causa delle note vicende politiche accadute in quel paese: dai circa 9 G(m³) che mediamente entravano in Italia negli anni precedenti tramite il punto della rete nazionale di Gela, nel 2011 infatti i volumi libici sono scesi ad appena 2,3 G(m³). Quote importanti di gas, anche a parziale compensazione del deficit libico, sono giunte da paesi europei: non soltanto i "tradizionali" quantitativi provenienti dalla Norvegia e dai Paesi Bassi, ma anche dall'Austria, dalla Germania e da altri paesi dell'Unione europea. Complessivamente, infatti, la quota di gas di provenienza europea

che nel 2011 è stata importata in Italia ha raggiunto il 25%. Il rimanente 2% delle importazioni 2010 è arrivato da altri Paesi (di cui uno 0,4% dalla Croazia). Secondo i dati (provvisori) raccolti con l'Indagine annuale sui settori regolati dell'Autorità, nel 2011 le importazioni lorde hanno registrato una caduta del 7,2%, scendendo a 68 G(m³) dai 73,3 toccati nel 2010. Nei dati preconsuntivi diffusi dal Ministero dello sviluppo economico la diminuzione appare un po' meno forte e pari a -6,6%, visti i quantitativi di importazione corrispondenti pari a 70,4 e 75,4 G(m³) rispettivamente per il 2011 e il 2010¹. Il 5% del gas complessivamente importato è stato acquistato presso le Borse europee.

Con 28,2 G(m³) di gas importato e una quota pari al 41,4% (40% se calcolata sul valore di import di fonte ministeriale), Eni rimane dominante anche nell'importazione (Tav. 3.3), così come nella produzione nazionale. La sua quota resta, in effetti, preponderante e ancora di 24 punti percentuali superiore a quella del primo con-

TAV. 3.3

Primi venti importatori di gas
in Italia nel 2011

M(m³); importazioni lorde

RAGIONE SOCIALE	QUANTITÀ	QUOTA %
Eni	28.158	41,4%
Edison	11.781	17,3%
Enel Trade	9.278	13,6%
Sonatrach Gas Italia	1.375	2,0%
Sinergie Italiane	1.347	2,0%
Enoi	1.210	1,8%
Plurigas	1.122	1,7%
Gas Plus Italiana	1.010	1,5%
Egl Italia	1.005	1,5%
Shell Italia	978	1,4%
PremiumGas	945	1,4%
BP Italia	944	1,4%
Speia	931	1,4%
E.ON Ruhrgas - Sede secondaria	853	1,3%
Vitol	687	1,0%
Spigas	548	0,8%
Gas Natural Vendita Italia	508	0,7%
Gdf Suez	495	0,7%
Hera Trading	493	0,7%
Compagnia Italiana Del Gas	489	0,7%
Altri	3.835	5,6%
TOTALE	67.992	100,0%
<i>Di cui: importazioni dalle Borse europee</i>	<i>3.378</i>	<i>5,0%</i>
IMPORTAZIONI (Ministero dello sviluppo economico)	70.369	-

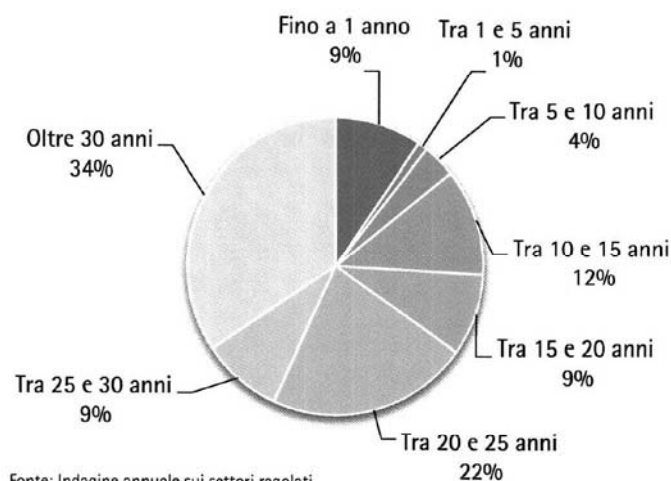
Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

¹ Le differenze rispetto ai dati ministeriali dipendono, con buona probabilità, da discrepanze nella classificazione dei dati di importazione. In altre parole, è probabile che alcuni quantitativi, classificati come importazioni nei dati ministeriali, vengano considerati nell'Indagine dell'Autorità come "Acquisti alla frontiera italiana" in considerazione delle operazioni di sdoganamento.

corrente. Per la prima volta da molti anni a questa parte, inoltre, la quota della società risulta maggiore di quella dell'anno precedente (era 39,2% nel 2010), dopo aver sperimentato continue diminuzioni in passato per il rispetto dei tetti antitrust stabiliti dal decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, non più operativi proprio dal 2011. Lo scorso anno, in particolare, le importazioni di Eni si sono ridotte solo dell'1,9%, essendo scese a 28,2 G(m³) dai 28,7 G(m³) del 2010.

Nel 2011 la seconda posizione nella classifica degli importatori è rimasta a Edison, che nel 2009 aveva superato Enel, nonostante i quantitativi acquisiti si siano ridotti del 12,9% rispetto al 2010. Diminuzioni significative si sono avute anche per altri importato-

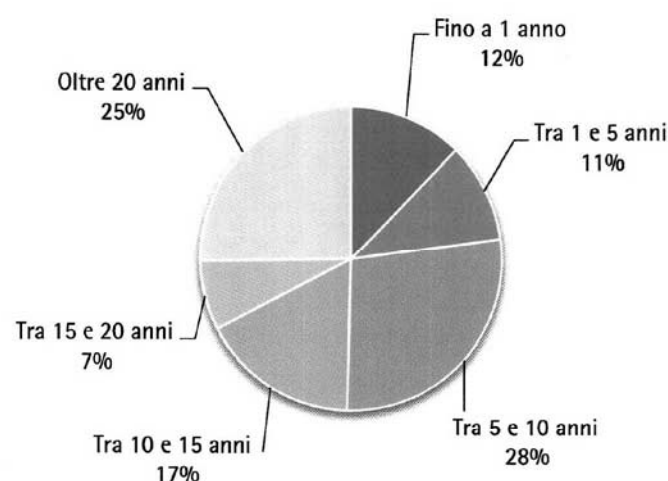
ri: -9,8% nel caso di Enel Trade, che è rimasta in terza posizione; -22,6% per Sonatrach Gas Italia, -32,9% nel caso di Enoi. La drastica caduta delle importazioni di Sorgenia, crollate dell'80% rispetto al 2010, ha addirittura portato all'uscita della società dalla classifica dei primi venti importatori italiani. A fronte di tali variazioni fortemente negative sono da segnalare almeno tre casi di notevole aumento: si tratta dei volumi importati da Sinergie Italiane (+44%), Gas Plus Italiana (+64,1%) ed Egl Italia (+62,9%). I primi tre importatori risultano acquisire il 72,4% (il 69,7% sul valore di import totale di fonte ministeriale) del gas complessivamente approvvigionato all'estero da operatori italiani. Anche tale quota risulta cresciuta rispetto al 71,7% del 2010.



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

FIG. 3.5

Struttura dei contratti (annuali e pluriennali) attivi nel 2011, secondo la durata intera



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

FIG. 3.6

Struttura dei contratti (annuali e pluriennali) attivi nel 2011, secondo la durata residua

Per quanto riguarda l'analisi dei contratti di importazione attivi nel 2011 secondo la durata intera (Fig. 3.5) resta confermato, come negli anni passati, che l'attività di importazione avviene sulla base di contratti di lungo periodo. Più del 60% di essi possiede una durata complessiva oltre i 20 anni e un altro 24% possiede una durata intera compresa tra 5 e 20 anni. Rispetto al 2010 il peso delle importazioni spot, che avvengono sulla base di accordi di durata al più annuale, si è ridotto di un punto percentuale, essendo passato dal 10,6% al 9,5%. Si ricorda che l'incidenza di questi contratti viene valutata in modo da escludere (attraverso una stima) le *Annual Contract Quantity* di contratti spot che non hanno dato origine a importazioni in Italia, in quanto il gas è stato rivenduto direttamente all'estero dall'operatore italiano che l'ha acquistato.

Circa la vita residua, i contratti di importazione in essere al 2011 (Fig. 3.6) si rivelano complessivamente ancora piuttosto lunghi: poco meno di un terzo scadrà infatti tra quindici o più anni e più della metà scadranno tra dieci anni o più. Il 23% dei contratti esistenti terminerà invece entro i prossimi cinque anni. L'incidenza dei contratti con durata residua annuale è stata anche in questo caso rivista come descritto poco sopra.

Sviluppo delle infrastrutture di importazione

L'aggiornamento rispetto allo scorso anno del quadro dei progetti sulle nuove infrastrutture di importazione via gasdotto in Italia (Tav. 3.4) presenta alcune significative novità riguardo allo stato di avanzamento, pur a fronte di alcune pause di riflessione connesse con la situazione del mercato italiano ed europeo. La questione che ha influenzato maggiormente l'andamento dei nuovi progetti è quella relativa al corridoio sud, con particolare riferimento alla destinazione del gas naturale del giacimento azero di Shah Deniz II. L'evolversi della vicenda esercita influenza sullo sviluppo dei progetti TAP e ITGI.

Dopo aver siglato nel gennaio 2011 un accordo con l'Unione europea per la cessione del gas naturale proveniente dal giacimento di Shah Deniz II, l'Azerbaijan ha sancito lo scorso dicembre un memorandum d'intesa con la Turchia per la realizzazione di una condotta, denominata Tanap (Trans Anadolu Gas Pipeline), destinata a portare in Europa 16 G(m³) all'anno di gas naturale a partire dal 2017. In una seconda fase, la condotta Tanap potrebbe essere potenziata per consentire il transito di ulteriori volumi, provenienti

da paesi come Iraq o Turkmenistan (nel mese di maggio 2011 l'Iraq ha siglato una dichiarazione congiunta con l'Unione europea per la fornitura di gas naturale attraverso il corridoio sud).

Una volta giunto in Europa dai confini occidentali della Turchia, il gas naturale potrebbe proseguire lungo alcune direttrici, che coincidono con i progetti in cantiere: in area balcanica si hanno Nabucco e Seep, mentre sul territorio italiano si hanno TAP e ITGI. Il consorzio Nabucco ha riconsiderato l'omonimo progetto, che avrebbe dovuto dispiegarsi fra i confini orientali della Turchia e l'Austria, attraversando i Balcani ed escludendo l'Italia. Il progetto pareva aver subito un duro colpo, nel mese di dicembre, dal memorandum d'intesa per la realizzazione della condotta Tanap lungo la Turchia. Dopo la revisione, la capacità prevista è stata dimezzata e il progetto è stato limitato al tratto che va dalla Bulgaria all'Austria (c.d. "Nabucco-West", che condivide l'area dei Balcani con il progetto Seep cui partecipa BP). Di contro potranno trarne vantaggio i progetti a esso concorrenti che prevedono il transito in Italia: ITGI e TAP.

Il gasdotto sottomarino IGI-Poseidon, che collega Otranto alla Grecia come parte dell'Interconnector Turkey-Greece-Italy (progetto ITGI), ha ricevuto nel maggio 2011 l'autorizzazione finale per la costruzione e l'esercizio da parte del Ministero dello sviluppo economico a seguito della conclusione positiva della Conferenza dei servizi. Ulteriori sviluppi sono giunti in estate, con l'avvio della progettazione di base e la valutazione di impatto ambientale della "bretella bulgara", gasdotto di connessione fra la Bulgaria e il gasdotto ITGI.

Pur restando ferma la maturità del progetto, il consorzio a guida BP per lo sfruttamento del giacimento azero di Shah Deniz II ha reso noto, nel mese di febbraio 2012, che il progetto ITGI è stato escluso dalla gara per la fornitura. Tuttavia DEPA, parte greca della *joint venture* ITGI insieme a Edison, ha reagito all'esclusione dalla gara dichiarando che ciò non costituisce la fine del progetto, ma una sua eventuale rivisitazione: l'infrastruttura potrebbe essere alimentata con fonti diverse da quella del gas azero, considerando l'importanza strategica della zona del Mediterraneo orientale. Il progetto ha ottenuto il completamento dell'iter autorizzativo.

Durante l'anno trascorso, nell'ambito del progetto TAP si sono registrati piccoli ma continui passi in avanti. In aprile sono stati siglati accordi con le società di trasporto gas di Croazia e Bosnia, nell'ambito del progetto Ionic Adriatic Pipeline (IAP), raccordo fra TAP e rete dei gasdotti dell'Europa sud-orientale: così facendo il

TAV. 3.4

Nuovi gasdotti
in progetto

SOCIETÀ	INGRESSO IN ITALIA	CAPACITÀ NOMINALE Gln ³ /anno	LUNGHEZZA km	COMPLETAMENTO STUDIO DI FATTIBILITÀ	PREVISIONE INIZIO ESERCIZIO	SITUAZIONE
TAP Trans Adriatic Pipeline (Grecia-Albania-Italia)						
TAP AG (Egi 42,5%; Statoil Hydro 42,5% ed E.On 15%)	Brindisi	10/20	520	2006	2017	Presentata ESIA al Ministero dell'ambiente nel marzo 2012. In attesa dell'autorizzazione ministeriale e dell'esenzione dall'accesso dei terzi. Stipulati accordi con Croazia, Bosnia e Montenegro attraverso il progetto di raccordo IAP. Avviata la fase autorizzativa per il tratto in territorio greco e albanese.
IGI Interconnector Grecia Italia (Italia-Grecia)						
IGI Poseidon (Depa 50%; Edison 50%)	Otranto (Lecce)	8,8	250	2005	2017	Ottenuta l'autorizzazione finale dal Ministero dello sviluppo economico per la costruzione e l'esercizio del gasdotto nel maggio 2011. Avvio della progettazione di base e procedura di VIA per la bretella di collegamento Bulgaria-gasdotto ITGI.
GALSI (Algeria-Italia)						
GALSI (Sonatrach 41,6%; Edison 20,8%; Enel 15,6%; Sfris 11,6%; Hera Trading 10,4%)	Porto Botte (Carbonia-Iglesias)	8/10	840	2005	2014	VIA positiva (con prescrizioni) nel febbraio 2011. Parere positivo della Conferenza dei Servizi nel dicembre 2011. La Regione Sardegna ha espresso l'intesa favorevole in aprile 2012. Attesa la decisione finale di investimento entro il 2012.
TGL TauernGasleitung (Germania-Austria-Italia)						
Consorzio Tauerngasleitung Studien und Planungsgesellschaft MbH (E.On Ruhrgas 45%; varie società austriache 55%)	Malborghetto (Udine)	11,4	260	In fase di progettazione	2015	Esito positivo di un'indagine di mercato nel settembre 2011 per una versione del progetto coinvolgente la Repubblica Ceca e la Slovenia (5GL).

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

progetto ha garantito anche l'incremento della sicurezza energetica in un'area che sperimenterà un incremento della domanda. Nel mese di giugno è stata avviata la procedura per ottenere la VIA nei tre paesi coinvolti (Italia, Grecia e Albania), è stato raggiunto l'accordo con il Montenegro per il coinvolgimento in IAP ed è stata prospettata la possibilità di stoccaggio di parte del gas in transito

in Albania: tale soluzione accrescerebbe la modulabilità del servizio di fornitura di gas naturale. A partire dall'autunno scorso, ha avuto luogo un'intensa fase autorizzativa: dopo la presentazione del documento di *scoping* e la consegna della procedura di autorizzazione unica, nel marzo 2012 è stato presentato lo Studio di impatto ambientale e sociale (ESIA) al Ministero dell'ambiente,

mentre prosegue l'attesa per l'esenzione all'accesso di terzi (TPA). L'andamento di tali procedure verrà preso in considerazione dal consorzio per lo sfruttamento del giacimento azero, nell'ambito della decisione finale per la fornitura, il cui esito sarà noto entro l'estate del 2013. Alcune novità hanno riguardato il progetto Tauer Gas Pipeline (TGL), interconnessione bidirezionale Italia-Austria-Germania, dopo un periodo di stallo dovuto alla conclusione non positiva della *Open Season* svoltasi nel 2010. Dato l'esito promettente della *market survey* svolta nel corso del 2011 e riferita a una versione estesa del progetto, sono state coinvolte nel progetto anche la Repubblica Ceca e la Slovenia. La nuova versione del gasdotto, denominata "5GL" a sottolineare i cinque paesi interessati, potrebbe peraltro collegarsi allo IAP, il sistema di gasdotti di connessione fra TAP e reti dell'Europa sud-orientale. Per quanto concerne il progetto GALSI, gasdotto di connessione Algeria-Sardegna-Toscana, i passi avanti sono stati piccoli ma

degni di nota, soprattutto in ambito autorizzativo. Dopo l'ottenimento del decreto di VIA nel mese di marzo 2011, si sono rese necessarie l'autorizzazione da parte del Ministero dello sviluppo economico, previo accordo delle Regioni coinvolte, e la decisione di investimento. A dicembre la Conferenza dei servizi ha concesso parere positivo al progetto, dando così via libera al Ministero dello sviluppo economico per l'autorizzazione unica alla costruzione e all'esercizio del gasdotto. La decisione di investimento è stata invece rimandata, principalmente a causa dell'evoluzione della vicenda Edison, che ha richiesto una fase di riflessione sul progetto. Infine, è da segnalare la riapertura in ottobre del gasdotto Greenstream, che collega la Sicilia alla Libia. Il funzionamento del gasdotto è comunque ridotto, anche a causa della domanda, non elevata. Nel mese di dicembre Snam Rete Gas ha dichiarato completato il potenziamento del gasdotto, la cui capacità è stata incrementata a 11,5 G(m³)/anno.

Infrastrutture del gas

Trasporto

Alla fine dello scorso anno il Ministero dello sviluppo economico ha pubblicato due decreti (datati 19 dicembre 2011) di aggiornamento della rete nazionale dei gasdotti e dei gasdotti facenti parte della rete di trasporto regionale. Al primo elenco sono stati aggiunti dall'1 gennaio 2011 i tratti di gasdotti Minerbio-Poggio Renatico (Emilia-Romagna), Cervignano-Mortara (Lombardia) e Cellino-San Marco (Marche-Abruzzo).

Nessuna novità ha però caratterizzato l'assetto del trasporto del gas naturale nel 2011. Come lo scorso anno, la rete di trasporto

del gas nazionale e regionale è gestita da dieci imprese: tre per la rete nazionale e nove per la rete regionale (Tav. 3.5). Il principale operatore del trasporto, Snam Rete Gas, possiede 32.010 km di rete sui 34.135 di cui è composto il sistema italiano di trasporto del gas. Il secondo operatore è il gruppo Edison che complessivamente amministra 1.442 km di rete, di cui 390 sulla rete nazionale. Tale gruppo, infatti, gestisce sia la rete di proprietà di Società Gasdotti Italia (1.359 km), sia il gasdotto di collegamento del terminale GNL di Rovigo, tramite la partecipata Edison Stoccaggio (83 km). Vi sono poi altri sette operatori minori che possiedono piccoli tratti di rete regionale.

SOCIETÀ	RETE NAZIONALE	RETE REGIONALE	TOTALE
Snam Rete Gas	9.080	22.930	32.010
Società Gasdotti Italia	307	1.052	1.359
Edison Stoccaggio	83	–	83
Consorzio della Media Valtellina per il trasporto del gas	–	407	407
Gas Plus Trasporto	–	41	41
Italcogim Trasporto	–	36	36
Metan Alpi Energia	–	15	15
Metanodotto Alpino (in liquidazione)	–	76	76
Netenergy Service	–	67	67
Retragas	–	41	41
TOTALE	9.470	24.665	34.135

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.5

Reti delle società di trasporto nel 2011
km

La tavola 3.6 mostra i dati pre-consuntivi circa le attività di trasporto per regione. La prima e la seconda colonna riportano la lunghezza delle reti gestite. Nelle ultime cinque colonne si possono invece apprezzare i volumi di gas che sono transitati sulle reti e riconsegnati a diverse tipologie di utenti oltre al numero di punti di riconsegna (clienti) complessivamente serviti. L'ultima riga della tavola, denominata "Aggregato nazionale", mostra le riconsegne a punti di uscita che non sono riconducibili ad alcuna regione in quanto punti di esportazione o di uscita verso impianti di stoccaggio o di riconsegna ad altre imprese di trasporto.

Nel 2011 sono stati riconsegnati sulle reti di trasporto poco meno di 96 G(m³) a circa 7.600 punti di riconsegna; l'attività di trasporto ha quindi registrato una riduzione del 4,8% rispetto al 2010 quando i

volumi avevano toccato 100,5 G(m³). La discesa, tuttavia, non si è manifestata per tutte le tipologie di clienti: a fronte di un sensibile calo nelle riconsegne a clienti finali termoelettrici e agli impianti di distribuzione, infatti, i dati fanno emergere una sostanziale stabilità nelle riconsegne a clienti finali industriali e alla categoria "Altro" che comprende le riconsegne a: punti di esportazione, punti di uscita verso lo stoccaggio, altre imprese di trasporto, altri clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto.

I volumi riconsegnati agli impianti di distribuzione sono diminuiti del 7,9% rispetto all'anno precedente, così come un calo del 7% si è avuto nelle riconsegne al termoelettrico. Hanno "tenuto" invece le riconsegne ai clienti finali industriali che, rispetto al 2010, hanno evidenziato un aumento dell'1,3%.