

## XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

e Axpo Group, entrambi passati alla classe 1-2 G(m<sup>3</sup>), a vantaggio di Sinergie Italiane (impresa di *trading* il cui capitale sociale è detenuto da imprese operative nella vendita al dettaglio) e di Royal Dutch Shell. In questa classe gli impieghi di

gas oscillano tra i poco più di 10 G(m<sup>3</sup>) del gruppo A2A, ai quasi 7 del gruppo E.On e ai poco più di 2 di Royal Dutch Shell. Nella classi successive rientrano rispettivamente 11, 50 e 190 gruppi.

TAV. 3.1

**Bilancio del gas naturale 2009**

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

	Eni	Enel	Edison	2-11 G(m <sup>3</sup> )	1-2 G(m <sup>3</sup> )	0,1-1 G(m <sup>3</sup> )	< 0,1 G(m <sup>3</sup> )	Totale
<b>Produzione nazionale netta</b>	6,5	-	0,6	0,4	0,2	0,0	0,0	7,6
<b>Importazioni nette<sup>(A)</sup></b>	33,0	8,6	10,4	5,9	4,1	4,5	0,1	66,7
- di cui vendite Eni oltre frontiera	-	-	1,3	2,4	0,0	0,0	-	3,8
<b>Variazioni scorte</b>	1,4	-0,1	-0,1	0,1	-0,2	-0,2	0,0	0,9
stoccaggi al 31 dicembre 2008	3,3	0,9	0,6	1,7	0,6	0,5	0,0	7,5
stoccaggi al 31 dicembre 2009	1,9	1,0	0,7	1,6	0,8	0,6	0,0	6,6
<b>Acquisti sul territorio nazionale</b>	2,0	6,7	4,1	28,7	13,4	14,5	4,2	73,5
da Eni	0,8	1,0	1,7	5,0	2,9	2,3	0,7	14,5
- di cui <i>gas release</i> al PSV	-	-	-	0,5	0,2	0,2	0,1	1,0
da Enel	-	5,3	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	5,5
da Edison	0,1	0,0	1,5	1,1	0,5	1,8	0,5	5,5
da altri operatori	1,0	0,4	0,9	22,6	9,9	10,3	2,9	48,0
<b>Cessioni ad altri operatori nazionali</b>	16,3	5,6	5,1	19,8	11,1	7,7	0,1	65,7
- di cui vendite al PSV	4,9	0,2	0,5	4,5	5,6	3,2	0,0	18,8
<b>Trasferimenti netti</b>	-0,4	0,3	0,1	-0,5	0,2	-1,9	-0,4	-2,6
<b>Consumi e perdite<sup>(B)</sup></b>	0,4	0,1	0,1	0,3	0,2	0,2	0,0	1,4
<b>Autoconsumi</b>	4,5	-	4,6	1,8	1,4	0,0	0,1	12,5
<b>Vendite finali</b>	21,2	9,9	5,2	12,6	5,0	9,0	3,7	66,6
al mercato libero	14,9	7,1	4,9	8,6	3,9	4,4	1,7	45,4
al mercato tutelato	6,3	2,9	0,2	4,0	1,0	4,6	2,0	21,1
<b>Vendite finali per settore</b>	21,2	9,9	5,2	12,6	5,0	9,0	3,7	66,6
generazione elettrica	6,4	4,8	3,6	3,6	2,1	0,5	0,2	21,0
industria	7,9	1,5	1,2	3,8	1,3	2,7	0,7	19,1
commercio	1,4	0,5	0,1	1,3	0,4	1,5	0,8	5,8
domestico	5,6	3,2	0,3	4,0	1,2	4,3	2,0	20,7
- di cui a clienti finali collegati	1,3	4,4	1,6	3,3	0,8	1,2	0,3	12,8

(A) Le importazioni sono al netto delle esportazioni.

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

La produzione è praticamente tutta in capo al gruppo Eni, se si eccettuano alcune piccole quote riconducibili a Edison e ad altri piccoli coltivatori. Nelle importazioni è aumentato di circa 3 G(m<sup>3</sup>) il volume di gas importato da Edison anche in virtù dell'entrata in funzione del terminale GNL di Rovigo, mentre si registra una riduzione di 2 G(m<sup>3</sup>) delle importazioni di gas dei gruppi appartenenti alla classe con impieghi tra 2 e 11 G(m<sup>3</sup>). La diminuzione è dovuta in parte al fatto che una quota del gas importato dal gruppo E.On non è stata classificata tra le importazioni bensì tra gli acquisti alla frontiera italiana (in quanto lo sdoganamento è stato effettuato da altri soggetti), e in parte al fatto che alcuni importatori sono passati nella classe più piccola. Un quantitativo eleva-

to di gas importato si osserva anche per la terza classe, quella dei gruppi con impieghi tra 0,1 e 1 G(m<sup>3</sup>): complessivamente questi hanno acquisito 4,4 G(m<sup>3</sup>) di gas dall'estero grazie alla presenza di imprese afferenti a gruppi stranieri particolarmente attivi sul mercato internazionale del gas (per esempio, Sonatrach, Essent, CEA, Worlenergy, BP). Gli approvvigionamenti oltre frontiera da Eni sono trascurabili o inesistenti nei gruppi più piccoli.

Per quello che riguarda gli acquisti sul territorio nazionale, nel 2009 la quota di gas fornita direttamente dai due operatori principali è scesa rispettivamente al 19,7% (nel 2008 era del 35%) nel caso di Eni e al 7,4% (nel 2008 era dell'8,5%) nel caso di Enel. La stessa quota è, invece, aumentata, passando dal 5,8%

al 7,5% nel caso del gruppo Edison e dal 50,5% al 65,4% nel caso di altri operatori che hanno ceduto 48 dei 73,5 G(m<sup>3</sup>) complessivamente offerti sul territorio nazionale, testimoniando la presenza di un mercato all'ingrosso particolarmente vivace. Una parte del gas acquistato da Eni è riconducibile al *gas release*, la cessione di gas al Punto di scambio virtuale (PSV), che Eni effettua in esito all'istruttoria dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato dell'aprile 2006. Com'è noto, nell'ambito del provvedimento A371 (Gestione e utilizzo della capacità di rigasificazione) Eni si impegnò a rilasciare, esclusivamente al PSV, partite di gas per 2 anni termici a partire dall'ottobre 2007. Nonostante il provvedimento prevedesse quantitativi di cessione pari a 2 G(m<sup>3</sup>)/anno, nel 2009 l'effettivo ammontare di gas ceduto è stato di appena 1 G(m<sup>3</sup>). Considerando i volumi che ciascun gruppo acquista da Eni (tanto sul territorio nazionale, quanto oltre frontiera), si osserva come all'*incumbent* siano ancora riconducibili ampie quote del gas nella disponibilità di ciascun gruppo, sebbene esse siano significativamente diminuite rispetto all'anno precedente. Per Enel tale porzione è scesa al 6,5% (nel 2008 era 14,9%), per Edison al 20% (nel 2008 era al 38,6%), mentre per gli altri gruppi essa varia tra il 12% e il 21% del gas disponibile (nel 2008 oscillava tra il 13% e il 35%). L'unico caso in cui si è registrato un aumento della quota di gas acquisito da Eni è quello della classe 1-2 G(m<sup>3</sup>), dove si è passati dal 13% del 2008 al quasi 17% del 2009.

Sul fronte degli impieghi, la quota di gas mediamente destinata da tutti i gruppi alla vendita ad altri operatori sul totale di gas complessivamente venduto e/o autoconsumato all'interno del gruppo stesso è cresciuta di circa un punto percentuale, passando dal 44,3% del 2008 al 45,4%. Questo valore medio è dato tuttavia da andamenti differenziati: tale quota è scesa, infatti, al 39% (nel 2008 era pari al 42%) per Eni; è salita al 36% quella di Enel (pari al 31% nel 2008); è rimasta pressoché costante quella di Edison (34,4% contro il 35,8% dello scorso anno); è fortemente cresciuta (dal 49% al 58%), quella dei gruppi appartenenti alla classe 2-11 G(m<sup>3</sup>); è scesa quella relativa alle rimanenti classi di operatori. In particolare è crollata la quota di gas destinata ad altri operatori da parte dei gruppi più piccoli, che al mercato all'ingrosso risultano indirizzare appena il 2% del gas venduto e/o autoconsumato, a fronte di una quota che nel 2008 aveva superato il 14%. Gli autoconsumi sono tuttora una voce particolarmente rilevante per i gruppi principali che, in genere, dispongono di impianti di produzione di energia elettrica; se a

questi si sommano le vendite a clienti finali collegati societariamente, anch'essi di norma produttori di energia elettrica, si nota come una parte significativa della disponibilità di ciascun gruppo sia destinata al fabbisogno del gruppo medesimo. Tale fenomeno, seppure più contenuto rispetto al 2008, appare particolarmente rilevante per Enel ed Edison per i quali questa percentuale è rispettivamente del 28,5% e del 42%.

Nel 2009 le vendite al mercato tutelato sono risultate pari al 31,7% del mercato finale complessivo e in lieve aumento rispetto al 2008, quando il mercato tutelato ha assorbito il 28,6% del totale. Ciò è probabilmente dovuto al contrarsi dei consumi complessivi e, in particolare, di quelli non domestici, tipicamente più abituati a rifornirsi sul mercato libero. Come si vedrà più avanti nel Capitolo, infatti, il mercato libero permane una prerogativa dei grandi clienti: la percentuale di consumi domestici su tale mercato nel 2009 ha superato di poco il 10% (era al 9,1% nel 2008). Si conferma, come negli anni passati, la tendenza degli operatori a specializzarsi sul mercato tutelato al diminuire dei volumi complessivamente venduti al mercato finale. I gruppi più piccoli rivolgono, infatti, il 54% delle proprie vendite al mercato protetto, il 76% delle quali vanno ai clienti domestici e a quelli appartenenti al settore commercio e servizi. Più in generale, i dati consentono di ribadire, come già fatto nelle precedenti *Relazioni Annuali*, 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.

La quota di gas venduto al mercato civile (domestico e commercio e servizi) nel 2009 è stata del 33% per Eni e del 37% per Enel, mentre relativamente alla generazione elettrica le due quote sono rispettivamente del 30% e del 48% in considerazione della differente struttura societaria dei due gruppi. Il gruppo Enel, infatti, ha autoconsumi nulli 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 di energia elettrica. Diversamente, il 63% delle vendite a clienti collegati del gruppo Eni è relativo al settore industriale, mentre la quasi totalità degli autoconsumi è destinata alla generazione elettrica. Come lo scorso anno, il gruppo Edison risulta quello che destina meno gas al settore civile: esso, infatti, vende il 69% a imprese – appartenenti in buona parte al proprio gruppo societario – che svolgono l'attività di produzione di energia elettrica, limitando così la quota di gas destinato ad altre categorie di clienti, eccetto i grandi consumatori industriali.

# Mercato e concorrenza

## Struttura dell'offerta di gas

### Produzione nazionale

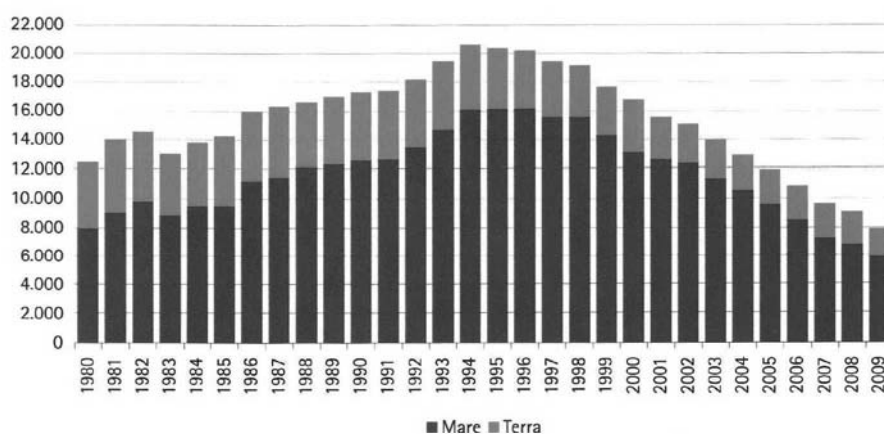
È proseguita nel 2009 la riduzione progressiva della produzione nazionale di gas naturale: secondo i dati provvisori pubblicati dal Ministero dello sviluppo economico, infatti, lo scorso anno l'estrazione di gas si è fermata a 8.016 M(m<sup>3</sup>), evidenziando un calo del 13,4% rispetto al 2008, il più elevato mai registrato sinora. Negli anni Novanta, tra il 1993 e il 1995, la produzione italiana di gas ha raggiunto il massimo a poco più di 20 G(m<sup>3</sup>)/anno, arrivando a soddisfare circa un terzo dei consumi nazionali dell'epoca. Da allora il declino è stato costante, circa il 7% ogni anno (nel 2008 un po' meno), e lo scorso anno la copertura del fabbisogno interno è scesa a un

decimo rispetto al 30% che ancora assicurava alla fine degli anni Novanta.

Secondo i dati pubblicati dall'Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e le Georisorse del Ministero dello sviluppo economico, la produzione 2009, pari a 7.909 M(m<sup>3</sup>) – valore diverso da quello appena indicato in quanto calcolato utilizzando un potere calorifico del gas differente – è stata ottenuta per un quarto da giacimenti a terra e per tre quarti da coltivazione in mare. Il gas estratto da giacimenti in terraferma, pari a 1.990 M(m<sup>3</sup>), è la parte di produzione che è diminuita in misura minore rispetto all'anno precedente (-11,8%), mentre la produzione da giacimenti marini è scesa a 5.919 M(m<sup>3</sup>), registrando un calo del 13,1%.

FIG. 3.1

Andamento della produzione nazionale di gas naturale dal 1980 M(m<sup>3</sup>)



Fonte: Ministero dello sviluppo economico, Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e le Georisorse.

GRUPPO	M(m <sup>3</sup> )	QUOTA
Eni	6.460	84,5%
Edison	605	7,9%
Royal Dutch Shell	364	4,8%
Gas Plus	208	2,7%
Altri	5	0,1%
TOTALE	7.642	100,0%
TOTALE (Ministero dello sviluppo economico)	8.016	-

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 3.2

Produzione di gas naturale in Italia nel 2009

Secondo i dati raccolti nella consueta Indagine annuale sui settori regolati svolta dall'Autorità, sono 8 gli operatori che hanno dichiarato di aver estratto gas naturale nel territorio nazionale e la loro produzione complessiva è risultata pari a 7.642 M(m<sup>3</sup>). Il segmento resta dominato da Eni che possiede la quota più elevata e largamente superiore a quella dei concorrenti, pari all'84,5%. Seguono i gruppi Edison e Royal Dutch Shell. La quota di quest'ultimo si è nettamente ridotta rispetto al 7,7% del 2008. Stabili, invece, rispetto allo scorso anno risultano le quote di Edison e Gas Plus.

Nel 2009 Eni ha cominciato a riorganizzare le proprie attività nell'ambito della produzione di gas. Più precisamente, sono state costituite tre nuove società alle quali sono state conferite le attività minerarie del gruppo suddivise per collocazione geografica: Padana Energia ha acquisito gli asset relativi al Nord Italia (Pianura Padana ed Emilia Romagna), Adriatica Idrocarburi ha assunto quelli relativi all'Italia Centrale (Marche, Abruzzo e Molise) e Ionica Gas ha ottenuto quelli relativi al Mezzogiorno (nell'area di Crotone e della Val d'Agri). Sono in fase avanzata le trattative di vendita per due di queste tre nuove società, ovvero di Padana Energia e di Adriatica Idrocarburi. Nonostante le cessioni, Eni prevede comunque di mantenere stabile la propria produzione nel medio termine, grazie alla crescita attesa dei giacimenti della Val d'Agri e ai progetti di sviluppo che ha in corso.

#### Importazioni

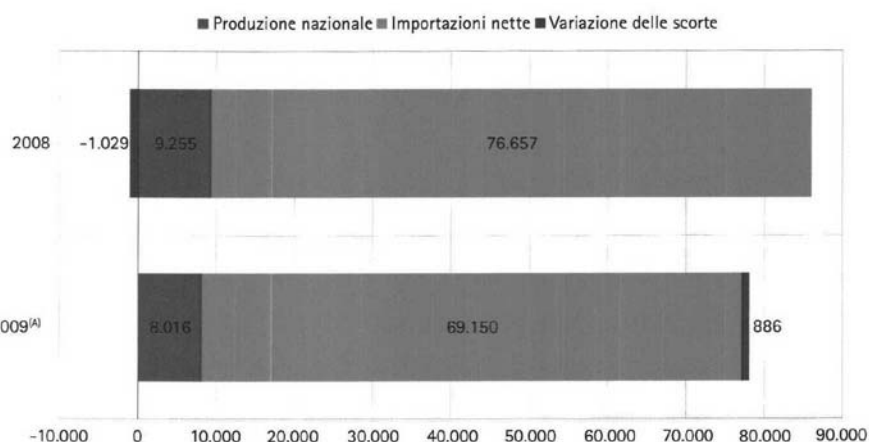
In termini netti le importazioni di gas in Italia sono diminuite lo scorso anno di 7,5 G(m<sup>3</sup>). Secondo i dati provvisori del Ministero dello sviluppo economico (Fig. 3.2), infatti, nel 2009 le importazioni lorde sono scese a 69.275 dai 76.657 M(m<sup>3</sup>) che avevano raggiunto nel 2008; ma anche le esportazioni sono diminuite, passando da 210 a 125 M(m<sup>3</sup>). Tenendo conto che sono stati prelevati dalle scorte 886 M(m<sup>3</sup>) – a differenza di quanto accaduto nel 2008 quando negli stoccaggi furono immessi 1.029 M(m<sup>3</sup>) – e che i consumi e le perdite di rete sono stimabili in circa 1.357 M(m<sup>3</sup>), il valore dei consumi nazionali nel 2009 è valutabile in 76.695 M(m<sup>3</sup>). Il grado di dipendenza dell'Italia dalle forniture estere è quindi sceso al 90,2% dal 91,8% del 2008.

La figura 3.3 mostra la ripartizione dei volumi di gas importato in base alla nazione di provenienza fisica (non contrattuale): l'80% circa 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: solo il 4% dell'import, infatti, giunge via nave. Nel 2009 tale quota è comunque raddoppiata rispetto agli anni precedenti grazie all'entrata in funzione del nuovo terminale di Rovigo, dove arriva il GNL proveniente dal Qatar; questa quota è destinata ad accrescersi ulteriormente nei prossimi anni.

FIG. 3.2

Immissioni in rete  
nel 2008 e nel 2009

M(m<sup>3</sup>)



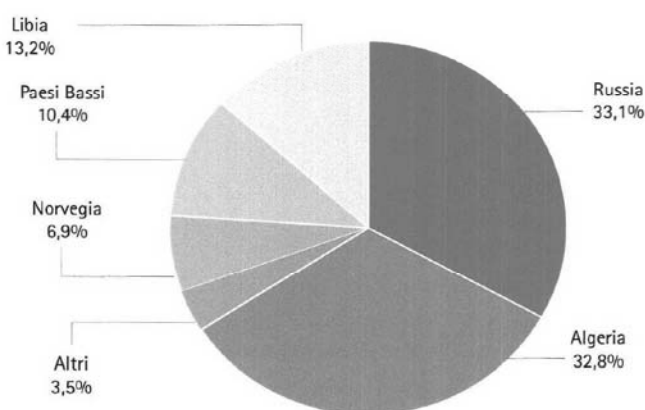
(A) Per il 2009 dati preconsuntivi.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

FIG. 3.3

Importazioni lorde di gas  
nel 2009 secondo  
la provenienza

Valori percentuali; dati provvisori



Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

Le fonti di approvvigionamento via gasdotto sono concentrate in Paesi extracomunitari: lo scorso anno Algeria, Russia e Libia hanno coperto insieme quasi l'80% dell'approvvigionamento estero. Le prime due forniscono un terzo ciascuna del fabbisogno complessivo; dalla Libia, invece, arriva il 13% del totale importato. Dalla Russia sono giunti nel 2009, attraverso i punti di ingresso di Tarvisio e Gorizia, 22,9 G(m<sup>3</sup>); dall'Algeria, invece, sono arrivati 22,7 G(m<sup>3</sup>) via tubo a Mazara del Vallo e 1,3 G(m<sup>3</sup>) via nave, rigassificati presso l'impianto di Panigaglia. Il

gas proveniente dalla Libia, lo scorso anno pari a 9,2 G(m<sup>3</sup>), entra in Italia attraverso il punto di Gela della Rete nazionale, mentre i quantitativi importati da Olanda 7,2 G(m<sup>3</sup>) e Norvegia 4,8 G(m<sup>3</sup>) transitano da Passo Gries, presso il confine svizzero. Il rimanente 3,5% delle importazioni 2009 è arrivato da altri Paesi: dalla Croazia l'1,2% e dal Qatar il 2,2%. Quest'ultima quota, come detto poco sopra, è destinata a crescere nei prossimi anni, quando il terminale di Rovigo entrerà a pieno regime.

TAV. 3.3

## Primi venti importatori di gas in Italia nel 2009

Importazioni lorde

SOCIETÀ	M(m <sup>3</sup> )	QUOTA %
Eni	33.156	49,9%
Edison	10.410	15,7%
Enel Trade	8.648	13,0%
Plurigas	2.111	3,2%
Gaz de France sede secondaria	1.789	2,7%
Sorgenia	1.376	2,1%
Enoi	1.370	2,1%
Sinergie Italiane	881	1,3%
Sonatrach Gas Italia	757	1,1%
Speia	580	0,9%
Essent Trading International	572	0,9%
E.ON Energy Trading	550	0,8%
Hera Trading	488	0,7%
CEA Centrex Italia	485	0,7%
Begas Energy International (ex Bidas Energy)	404	0,6%
Egl Italia	349	0,5%
Gas Plus Italiana	308	0,5%
Energetic Source	303	0,5%
Spigas	231	0,3%
Italtrading	228	0,3%
Altri	1.417	2,1%
<b>TOTALE</b>	<b>66.410</b>	<b>100,0%</b>
IMPORTAZIONI (Ministero dello sviluppo economico)	69.275	-

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

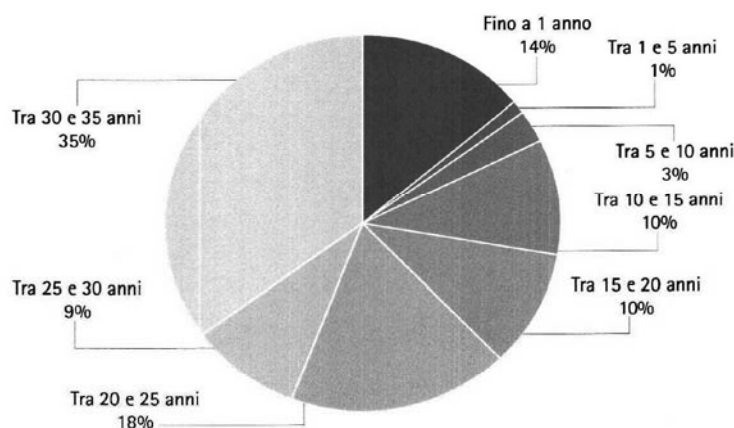
Con 33 G(m<sup>3</sup>) di gas importato e una quota pari al 49,9% (47,9% se calcolata sul valore di import di fonte ministeriale), il gruppo Eni si conferma dominante anche nell'importazione (Tav. 3.3), così come nella produzione nazionale. Pur scendendo nel tempo per il rispetto dei tetti antitrust stabiliti dal decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, non più operativi dal 2010, la quota di Eni rimane infatti preponderante e largamente superiore a quella dei concorrenti. Con un quantitativo importato pari a 10,4 G(m<sup>3</sup>) e una quota del 15,7%, il gruppo Edison è passato in seconda posizione, superando il gruppo Enel, che nel 2009 ha acquisito all'estero 8,6 G(m<sup>3</sup>). Edison ha guadagnato la seconda posizione nella classifica degli importatori grazie al notevole aumento delle sue importazioni (43%), mentre quelle di Enel si sono ridotte del 12% rispetto al 2008 (seppur meno di quelle di Eni, calate anch'esse ma del 28%).

I primi tre importatori risultano acquisire il 78,6% (il 75,4% sul valore di import totale di fonte ministeriale) del gas complessivamente approvvigionato all'estero da operatori italiani. Tale quota è comunque in riduzione rispetto all'84% del 2008.

Per quanto riguarda l'analisi dei contratti di importazione attivi nel 2009 secondo la durata intera (Fig. 3.4), 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 di oltre 20 anni e un altro 20% possiede una durata intera di almeno 10 anni. Rispetto al 2008 risulta molto accresciuto il peso delle importazioni *spot* (che avvengono sulla base di accordi di durata al più annuale), che nel 2009 hanno raggiunto il 14%. Tale dato è però riconducibile al fatto che alcuni operatori hanno risposto alle domande dell'Indagine dell'Autorità inserendo i valori riferiti all'intero contratto, anche quando non tutto il gas è stato poi importato in Italia, ma rivenduto direttamente all'estero. Altri, invece, hanno riportato la quantità intera che il venditore ha messo a disposizione del compratore, cioè la *Term Contract Quantity* in luogo della richiesta *Annual Contract Quantity*. Pertanto il dato relativo ai contratti *spot* è da considerarsi del tutto provvisorio, al pari degli altri illustrati in questa *Relazione Annuale*.

FIG. 3.4

Struttura dei contratti (annuali e pluriennali) attivi nel 2009, secondo la durata intera



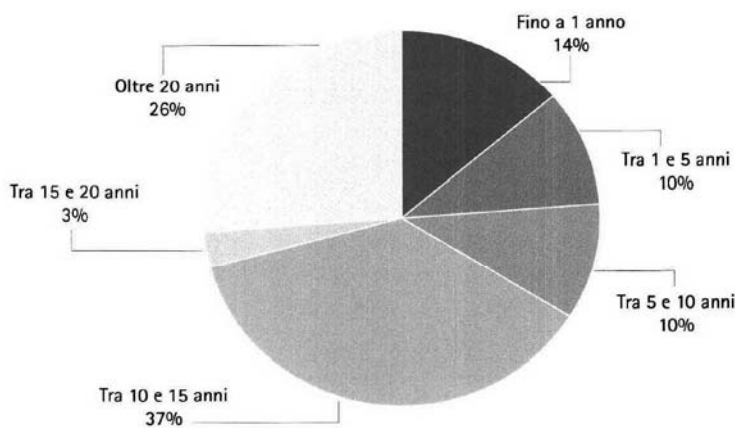
Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Circa la vita residua, i contratti di importazione in essere al 2009 (Fig. 3.5) si rivelano complessivamente ancora molto lunghi: circa un terzo scadrà infatti tra 15 o più anni; e più di due terzi scadranno tra 10 anni o più. Un terzo dei contratti esi-

stenti terminerà entro i prossimi 10 anni, ma anche per l'interpretazione di queste cifre vale l'avvertenza appena menzionata circa la probabile sovrastima dei contratti di brevissima durata.

FIG. 3.5

Struttura dei contratti (annuali e pluriennali) attivi nel 2009, secondo la durata residua



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

#### Sviluppo delle infrastrutture di importazione

L'aggiornamento rispetto allo scorso anno del quadro delle infrastrutture di importazione via gasdotto presenta alcune

novità riguardo sia al potenziamento dei gasdotti esistenti, sia allo stato di avanzamento dei progetti di nuovi gasdotti.

Per quanto riguarda il potenziamento dei gasdotti esistenti, innanzitutto, è da registrare che l'1 ottobre 2009 è avvenuto il

completamento della seconda 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 di transito a 37,4 G(m<sup>3</sup>)/anno. Eni ha così completato le due espansioni (la prima era entrata in funzione nel febbraio 2009) scaturite dagli impegni assunti nel 2003 con la Commissione europea nell'ambito dell'indagine svolta sulle restrizioni di vendita territoriali previste nei contratti di fornitura di gas tra Gazprom ed Eni. È da evidenziare, tuttavia, che nel febbraio scorso Eni ha raggiunto un ulteriore accordo con la Commissione europea, formalizzato all'inizio di marzo, verso la quale Eni si è impegnata a cedere la propria quota (89%) nella società Trans Austria Gasleitung GmbH (che detiene il 100% dei diritti di capacità di trasporto sul TAG) alla Cassa depositi e prestiti o ad altro soggetto pubblico controllato dal Governo italiano. L'impegno è stato preso da Eni nell'ambito della procedura d'infrazione che la Commissione europea ha aperto nei confronti di alcune importanti imprese del settore del gas naturale (Gaz de France ed E.On, oltre a Eni), a seguito dell'indagine su tale settore pubblicata nel gennaio 2007 (descritta in dettaglio nel Capitolo 1 del Volume 2). Nell'ambito dello stesso accordo con l'Unione europea è anche prevista la dismissione delle partecipazioni detenute da Eni nei due metanodotti che portano gas dall'Olanda in Italia, attraverso la Germania e la Svizzera (Tenp e Transitgas). Per la fine del 2011 è prevista una espansione, sino a 11,53 G(m<sup>3</sup>)/anno, anche per il gasdotto Greenstream che collega la Libia al punto di ingresso della Rete nazionale di Gela. A settembre 2009 la società Greenstream (controllata da Eni e dalla compagnia di Stato libico Noc, che possiede e gestisce il gasdotto) ha pubblicato un bando per un lavoro di ricognizione a scopo di ispezione e manutenzione sul tratto *offshore* da Mellitah a Gela. La ricognizione servirà a fornire informazioni sul fondale marino, necessarie sia per tracciare la posizione del nuovo tubo, sia per monitorare lo stato della condotta già funzionante. Importante è anche l'approvazione, avvenuta alla fine di aprile 2010, della cessione di Eni alla Noc di un ulteriore 25% delle proprie quote di partecipazione nella società Greenstream; a seguito di tale cessione Eni e Noc detengono ora una quota paritaria (50%) della proprietà del gasdotto. 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 riassunto nella tavola 3.4.

Nuovi passi avanti sono stati compiuti sul progetto *Trans Adriatic Pipeline* (TAP) che collega la Grecia con l'Italia, attraverso l'Albania, per l'importazione di gas proveniente dalle aree di produzione dell'Est europeo e mediorientali: in particolare si segnala l'ingresso nella Società di E.On Ruhrgas con una quota pari al 15%; scendono pertanto al 42,5% ciascuno le quote di Egl e Statoil Hydro. Dopo lo studio dei fondali marini, cominciato nel gennaio 2009, in luglio è stato avviato anche quello del territorio albanese per definire il percorso ottimale tra 5 potenziali tratti. Con il medesimo obiettivo di individuare il futuro percorso del gasdotto, inoltre, nell'ottobre dello scorso anno rappresentanti della società TAP hanno avviato una serie di incontri con le autorità pugliesi. Oltre ad alcuni *meeting* svoltisi con rappresentanti del governo albanese, nel febbraio di quest'anno la TAP ha incontrato il Ministro delle infrastrutture per illustrare al nostro Governo lo stato del progetto e delle attività condotte in Puglia. A metà del mese di marzo la società TAP ha presentato al Ministero dello sviluppo economico domanda di inclusione nella rete di trasporto nazionale per il tratto di gasdotto (lungo 15 km) che dovrebbe essere realizzato *onshore* in Puglia, tra le località di Mesagne e Brindisi. Se approvata, la domanda renderà il gasdotto un interconnettore ufficiale con il sistema gas italiano e consentirà alla società TAP di svolgere a livello di governo centrale tutte le procedure di richiesta dei permessi necessari. Risulta in corso di predisposizione, infine, un Accordo intergovernativo tra Grecia, Albania e Italia, necessario per avviare la procedura di esenzione dell'obbligo di accesso dei terzi. Nel giugno 2008 si è costituita 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 progetto IGI è stato inserito dall'Unione europea tra i cinque assi prioritari di approvigionamento e ha ottenuto l'esenzione dai terzi per un periodo di 25 anni. Ad aprile 2009 è stata avviata la gara per l'attribuzione delle attività di verifica e certificazione della progettazione. Nel novembre scorso il Ministro dello sviluppo economico italiano e il Ministro dell'energia turco hanno firmato una dichiarazione congiunta per confermare la valenza strate-

## XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

gica del progetto Poseidon, considerato uno strumento per lo sviluppo di un corridoio meridionale per l'approvvigionamento di gas in Europa. Entrambi i Ministri hanno confermato il proprio impegno a supportare l'iniziativa e, il governo turco in particolare, a garantire condizioni di transito che salvaguardino la competitività. Nel marzo 2010 IGI Poseidon ha siglato un accordo societario con la società Bulgarian Energy Holding per la realizzazione della bretella bulgara del gasdotto ITGI (di cui

IGI fa parte) che avrà una capacità compresa tra 3 e 5 G(m<sup>3</sup>)/anno. Nello stesso periodo, la Commissione europea ha approvato una serie di finanziamenti da destinare a iniziative energetiche nell'ambito del pacchetto anticrisi. Al gasdotto ITGI-Poseidon sono stati assegnati 100 milioni di euro più 45 per l'interconnessione Bulgaria-Grecia. All'inizio di aprile 2010 è iniziata la fase operativa con l'avvio della gara per la fornitura dei tubi del gasdotto.

TAV. 3.4

## Nuovi gasdotti in progetto

SOCIETÀ	INGRESSO IN ITALIA	CAPACITÀ NOMINALE G(m <sup>3</sup> )/anno	LUNGHEZZA Km	COMPLETAMENTO STUDIO FATTIBILITÀ	PREVISIONE INIZIO ESERCIZIO	SITUAZIONE
<b>TAP Trans Adriatic Pipeline (Grecia-Albania-Italia)</b>						
TAP AG (Egi 42,5%, Statoil Hydro 42,5%, E.On 15%)	Brindisi	10/20	520	2006	2015	Stipulato contratto di fornitura con Iran per 5,5 G(m <sup>3</sup> )/anno per 25 anni; avviate indagini dei fondali marini e del territorio albanese; presentata al Ministero dello sviluppo economico domanda di inclusione nella Rete nazionale del gas per il tratto onshore in Puglia.
<b>IGI Interconnector Italia-Grecia</b>						
IGI Poseidon SA (Depa 50%, Edison 50%)	Otranto	8,8	212	2005	2015	Progetto inserito dalla UE tra i 5 assi prioritari di approvvigionamento; concessa e ratificata l'esenzione dei terzi al 100% per 25 anni; siglata a marzo 2010 una dichiarazione italo-turca sulla valenza strategica del progetto; avviata ad aprile 2010 la gara per la fornitura dei tubi; assegnato a marzo 2010 un finanziamento europeo per 100+45 M€.
<b>GALSI (Algeria-Italia)</b>						
GALSI (Sonatrach 41,6%, Edison 20,8%, Enel 15,6%, Sfirs 11,6%, Hera Trading 10,4%)	Porto Botte (Carbonia-Iglesias)	8/10	840	2005	2014	Firmato accordo intergovernativo fra Italia e Algeria; attesa per metà 2010 la decisione finale sull'investimento; previsti per la seconda metà 2010 l'avvio dei lavori operativi e per il 2011 la posa dei tubi; assegnato nel marzo 2010 un finanziamento europeo per 120 M€.
<b>TGL Tauern Gas Leitung (Germania-Austria-Italia)</b>						
Consorzio Tauerogas-Leitung Studien und Planungsgesellschaft Mbh (E.On Ruhrgas 45%, varie società austriache 55%)	Malborghetto (Udine)	11,4	260	In fase di progettazione	2015	Ritirata temporaneamente la domanda di esenzione dall'obbligo di accesso ai terzi, in attesa del recepimento del Terzo pacchetto europeo.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

Dovrebbe giungere a metà 2010 la decisione finale sull'investimento nel gasdotto GALSI, che collega Algeria e Italia via Sardegna, originariamente attesa per il 2009. Nel corso di un convegno dedicato a questa infrastruttura, che si è svolto a Cagliari nel novembre 2009, il Presidente del consorzio GALSI (composto dalle società Sonatrach 41,6%, Edison 20,8%, Enel 15,6%, Sfers 11,6% e Hera Trading 10,4%) ha delineato una nuova tempistica per l'iniziativa, prevedendo l'avvio dei lavori operativi nella seconda metà del 2010, la prima posa dei tubi nel 2011 e l'arrivo del primo gas proveniente dall'Algeria nel 2014. I ritardi, rispetto alla prima data iniziale del 2012, sono stati causati soprattutto dai mutamenti del percorso resi necessari sia dal presentarsi di situazioni geologiche a rischio nel tracciato tra la Sardegna e la Toscana, sia dai ritrovamenti archeologici durante gli scavi. Nel novembre 2009 è stata presentata l'istanza per il riconoscimento di accesso prioritario su questo gasdotto. A gennaio 2010, GALSI ha inoltre consegnato al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare nuovi studi ambientali sul tracciato del gasdotto in territorio italiano che vanno a integrarsi alla documentazione già presentata il 31 luglio 2008 con l'avvio dell'iter autorizzativo. Anche questo progetto, infine, ha ricevuto nel marzo scorso un finanziamento europeo nell'ambito del pacchetto anticrisi, per 120 milioni di euro.

A fine giugno 2009 il consorzio Tauerngasleitung Studien und Planungsgesellschaft Mbh, controllato per il 45% da E.ON e per

il restante 55% da 5 società austriache, ha presentato al regolatore austriaco E-Control Kommission sia la domanda di esenzione dagli obblighi di accesso ai terzi sul gasdotto *Tauern Gas Leitung* (TGL), che dovrebbe percorrere 260 km in territorio austriaco dal confine italiano a quello tedesco, sia la richiesta di fissazione del metodo tariffario. A marzo 2010, tuttavia, la domanda di esenzione è stata temporaneamente sospesa, in attesa del recepimento nell'ordinamento austriaco del Terzo pacchetto energetico adottato dall'Unione europea. Al contempo, il consorzio ha annunciato che è quasi giunto a completamento lo studio di fattibilità che dimostra la possibilità tecnica di costruire il gasdotto attraverso i valichi alpini. Il consorzio ha inoltre fatto sapere di aver ottenuto dai proprietari interessati il 90% circa delle servitù di passaggio. Riguardo ai tempi previsti, resta invariata al 2010 la data entro la quale dovrebbe essere presa la decisione sull'investimento, mentre nel 2015 dovrebbe avvenire l'entrata in funzione del gasdotto. Il TGL collegherà il nodo di Haiming (in Baviera) con Malborghetto (Udine), passando nelle regioni austriache dell'Inn e della Carinzia, dove 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

---

La rete di trasporto del gas nazionale e regionale è gestita da 10 imprese: 3 per la Rete nazionale e 9 per la rete regionale (Tav. 3.5). La novità rispetto al 2008 è data dall'ingresso, tra gli operatori di rete regionale, di Italcogim Trasporto che è subentrata alla precedente Arcalgas Progetti nella gestione di un

tratto di rete nelle Marche. Lo scorso anno, invece, era entrata tra gli operatori di Rete nazionale Edison Stoccaggio, per la gestione del 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 31.531 km

di rete sui 33.584 di cui è composto il sistema italiano di trasporto del gas. Il secondo operatore è il gruppo Edison che complessivamente amministra 1.380 km di rete, di cui 203 sulla Rete nazionale. Tale gruppo, infatti, gestisce sia la rete di proprietà di Società Gasdotti Italia (1.297 km), sia il gasdotto di

collegamento del terminale GNL di Rovigo, tramite la partecipata Edison Stoccaggio. Vi sono poi altri 7 operatori minori che possiedono piccoli tratti di rete regionale; nella tavola non compare più la società Carbotrade che dall'1 gennaio 2009 ha ceduto le attività di trasporto alla società Metan Alpi Energia.

TAV. 3.5

Reti delle società  
di trasporto nel 2009  
km

SOCIETÀ	RETE NAZIONALE	RETE REGIONALE	TOTALE
Snam Rete Gas	8.871	22.660	31.531
Società Gasdotti Italia	120	1.177	1.297
Edison Stoccaggio	83		83
Consorzio della Media Valtellina per il trasporto del gas	0	35	35
Gas Plus Trasporto	0	42	42
Italcogim Trasporto	0	15	15
Metan Alpi Energia	0	67	67
Metanodotto Alpino	0	76	76
Netenergy Service	0	36	36
Retragas	0	402	402
<b>TOTALE</b>	<b>9.074</b>	<b>24.510</b>	<b>33.584</b>

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

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 5 colonne si possono invece apprezzare sia i volumi di gas che sono transitati sulle reti e sono stati riconsegnati a diverse tipologie di utenti, sia il numero di punti di riconsegna (clienti) complessivamente serviti. Come si vede dalla tavola, nel 2009 sono stati riconsegnati sulle reti di trasporto poco meno di 90 G(m<sup>3</sup>) a 7.600 punti di riconsegna; l'attività di trasporto ha quindi registrato un calo del 3,9% rispetto al

2008 quando i volumi avevano raggiunto 93,7 G(m<sup>3</sup>). Il calo, tuttavia, non ha interessato in egual misura le diverse tipologie di clienti: le riconsegne al termoelettrico sono infatti diminuite del 15,1%, quelle ai clienti finali industriali del 14,1%, mentre i volumi di gas immessi negli impianti di distribuzione risultano cresciuti dell'1,7% rispetto al 2008. Le differenze dai consumi comprendono le riconsegne agli stoccaggi e alle altre imprese di trasporto, oltre ai clienti finali non industriali o termoelettrici direttamente allacciati alla rete di trasporto.

## XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

REGIONE	RETE		VOLUMI RICONSEGNA TI				TOTALE	NUMERO PUNTI DI RICONSEGNA
	NAZIONALE	REGIONALE	A IMPIANTI DI DISTRI- BUZIONE	A CLIENTI FINALI IN- DUSTRIALI	A CLIENTI FINALI TER- MOELETTRICI	ALTRO(A)		
Val d'Aosta	0	56	46	42	0	0	87	12
Piemonte	503	2.149	4.055	1.328	2.793	82	8.258	504
Liguria	22	458	961	139	601	0	1.700	62
Lombardia	552	4.415	9.183	2.294	6.052	480	18.009	2.381
Trentino Alto Adige	108	370	634	244	59	0	937	84
Veneto	800	2.048	4.052	1.150	906	661	6.769	553
Friuli Venezia Giulia	491	563	871	495	1.065	342	2.772	169
Emilia Romagna	1.121	2.665	4.624	2.350	3.730	1.534	12.238	717
Toscana	443	1.560	2.316	931	1.777	0	5.024	330
Lazio	393	1.482	2.230	627	1.561	167	4.586	446
Marche	301	641	952	349	207	1	1.509	209
Umbria	179	451	553	270	359	0	1.181	95
Abruzzo	476	980	759	270	1.135	62	2.227	305
Molise	209	565	138	67	717	1.409	2.332	136
Campania	555	1.375	1.063	476	1.566	0	3.105	612
Puglia	521	1.348	1.134	659	2.334	1	4.127	279
Basilicata	367	905	207	139	195	0	541	209
Calabria	986	964	289	57	1.590	0	1.936	231
Sicilia	1.047	1.515	699	851	2.546	4	4.099	247
Sardegna	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>TOTALE</b>	<b>9.074</b>	<b>24.510</b>	<b>34.764</b>	<b>12.739</b>	<b>29.191</b>	<b>13.287</b>	<b>89.980</b>	<b>7.581</b>

(A) Sono incluse le riconsegne ai punti di esportazione, ai punti di uscita verso lo stoccaggio e alle altre imprese di trasporto, oltre che quelle a clienti finali non industriali o termoelettrici direttamente allacciati alla rete di trasporto (per esempio, ospedali).

Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

La tavola 3.7 mostra i risultati dei conferimenti di capacità di trasporto di tipo continuo effettuati all'inizio dell'anno termico 2009-2010.

Rispetto alle capacità<sup>1</sup> messe a disposizione nell'anno termico precedente, si registra un aumento di 6 M(m<sup>3</sup>)/giorno di capacità conferibile nel punto di Tarvisio, per l'entrata in funzione dei potenziamenti sul TAG effettuati da Eni (vedi *supra*), nonché di 800.000 m<sup>3</sup>/giorno a Gela che saranno disponibili a partire da aprile 2010 grazie ai programmi di potenziamento in corso sul gasdotto proveniente dalla Libia.

Complessivamente la capacità conferibile è passata da 289,8 M(m<sup>3</sup>)/giorno del precedente anno termico a 296,2 M(m<sup>3</sup>)/giorno, evidenziando un aumento del 2,2%.

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 90,9% a 67 soggetti. Considerando tuttavia l'ulteriore capacità conferita ad anno termico avviato, all'1 gennaio 2010 la medesima quota sale a 99%.

<sup>1</sup> 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.

TAV. 3.6

## Attività di trasporto per regione nel 2009

Lunghezza reti in km;  
volumi riconsegnati in M(m<sup>3</sup>)

## TAV. 3.7

**Capacità di trasporto di tipo continuo in Italia**

M(m<sup>3</sup>) standard per giorno, se non altrimenti indicato; anno termico 2009-2010

PUNTO DI ENTRATA DELLA RETE NAZIONALE	CONFERIBILE	CONFERITA	DISPONIBILE	SATURAZIONE (%)
Passo Gries	59,0	56,6	2,4	96,0
Tarvisio	107,0	96,9	10,1	90,6
Mazara del Vallo	99,0	91,3	7,7	92,2
Gorizia <sup>(A)</sup>	2,0	0,0	2,0	0,0
Gela <sup>(B)</sup>	29,2	24,4	4,8	83,4
<b>TOTALE</b>	<b>296,2</b>	<b>269,2</b>	<b>27,0</b>	<b>90,9</b>
<b>Terminali di GNL</b>				
Panigaglia	13,0	7,2	5,8	55,4
Cavarzere	26,4	21,0	5,4	79,5

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

(B) Capacità disponibile a partire da aprile 2010.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati di Snam Rete Gas.

Per confronto, nella tavola sono riportati anche i punti di entrata della rete in corrispondenza dei due terminali di rigassificazione di GNL oggi operanti in Italia. La capacità conferibile giornaliera di Panigaglia, pari a 13,0 M(m<sup>3</sup>)/giorno, è assegnata all'operatore del terminale, GNL Italia del gruppo Eni, 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. A tal proposito è da segnalare, tuttavia, che sia per l'anno termico in corso (2009-2010) sia per il prossimo, la capacità massima giornaliera di rigassificazione a Panigaglia sarà ridotta a causa dell'entrata in manutenzione di uno dei quattro vaporizzatori dell'impianto ligure. La capacità conferibile giornaliera del terminale di Rovigo (connesso con la rete nel punto di Cavarzere) è invece pari a 26,4 M(m<sup>3</sup>)/giorno. Poiché l'operatore del terminale, la società Terminale GNL Adriatico, 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, la capacità conferibile in tale punto, pari a 26,4

M(m<sup>3</sup>)/giorno, sarà disponibile soltanto per 5,4 M(m<sup>3</sup>)/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.

**Conferimenti pluriennali**

La tavola 3.8 riassume le capacità di tipo pluriennale conferite (a ottobre 2009) 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 cinque anni termici, a partire dal 2011-2012, complessivamente a 23 soggetti titolari di contratti di importazione pluriennali. La tavola riporta anche i dati per l'anno termico 2010-2011, con le capacità di tipo pluriennale conferite lo scorso anno. Si richiama l'attenzione sul notevole ampliamento di capacità disponibile nel medio termine a Passo Gries, probabilmente per l'esaurirsi dei contratti di fornitura da Olanda e Mare del Nord oggi ancora attivi.

ANNO TERMICO	TARVISIO	MAZARA DEL VALLO	PUNTI DI ENTRATA				CAVARZERE
			PASSO GRIES	GELA	GORIZIA		
<b>2010-2011</b>							
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,0	29,2	2,0	26,4	
Capacità conferita	90,4	87,8	52,2	21,9	0,0	26,4	
Capacità disponibile	16,6	11,2	6,8	7,3	2,0	0,0	
<b>2011-2012</b>							
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,0	31,6	2,0	26,4	
Capacità conferita	91,0	87,8	50,8	21,9	0,0	26,4	
Capacità disponibile	16,0	11,2	8,2	9,7	2,0	0,0	
<b>2012-2013</b>							
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,0	31,6	2,0	26,4	
Capacità conferita	90,8	86,7	48,8	21,9	0,0	26,4	
Capacità disponibile	16,2	12,3	10,2	9,7	2,0	0,0	
<b>2013-2014</b>							
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,0	31,6	2,0	26,4	
Capacità conferita	82,0	86,6	45,1	21,9	0,0	26,4	
Capacità disponibile	25,0	12,4	13,9	9,7	2,0	0,0	
<b>2014-2015</b>							
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,0	31,6	2,0	26,4	
Capacità conferita	81,7	86,5	21,2	21,9	0,0	21,0	
Capacità disponibile	25,3	12,5	37,8	9,7	2,0	5,4	
<b>2015-2016</b>							
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,4	31,6	2,0	26,4	
Capacità conferita	80,8	86,5	7,3	21,9	0,0	21,0	
Capacità disponibile	26,2	12,5	51,7	9,7	2,0	5,4	

Fonte: Snam Rete Gas.

TAV. 3.8

Conferimenti ai punti di entrata della Rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto per gli anni termici dal 2010-2011 al 2015-2016

M(m<sup>3</sup>) standard per giorno

#### Stoccaggio

Per l'anno termico 2009-2010 il sistema di stoccaggio ha offerto una disponibilità per il conferimento in termini di spazio complessivo per riserva attiva (c.d. *working gas*) pari a circa 14,3 G(m<sup>3</sup>) (Tav. 3.9).

La quota di tale disponibilità destinata allo stoccaggio strategico è pari a circa 5,1 G(m<sup>3</sup>), 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, nonché 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 9,2 G(m<sup>3</sup>). 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 153 M(m<sup>3</sup>) standard.

## TAV. 3.9

Disponibilità  
di stoccaggio in Italia  
nell'anno termico  
2009-2010

	M(GJ)	M(m <sup>3</sup> ) STANDARD <sup>(A)</sup>
Spazio per stoccaggio strategico	200,9	5.100
Spazio per i servizi di modulazione, stoccaggio minerario e bilanciamento operativo della rete di trasporto	363,4	9.235
<b>TOTALE</b>	<b>564,3</b>	<b>14.336</b>
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 <sup>3</sup> )/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/m<sup>3</sup>.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Edison Stoccaggio e Stogit.

I risultati del conferimento effettuato dalle imprese di stoccaggio per l'anno termico 2009-2010 sono riportati nella tavola 3.10. In termini di spazio per riserva attiva, le capacità conferite da Stogit per l'anno termico 2009-2010 hanno raggiunto 13,9 G(m<sup>3</sup>), equivalenti a circa 547,7 milioni di GJ, considerando un potere calorifico superiore (PCS) pari a 39,4 MJ/m<sup>3</sup> standard. Rispetto all'anno termico 2008-2009, tenuto conto degli incrementi di capacità intervenuti nel corso dello stesso anno, lo spazio reso disponibile è aumentato di circa 0,4 G(m<sup>3</sup>). Dei 13,9 G(m<sup>3</sup>) messi a disposizione da Stogit, ne sono stati riservati: 8,8 (pari a circa 346 milioni di GJ) ai servizi di modulazione e minerario; 0,11 (pari a circa 4 milioni di GJ) al bilanciamento operativo della rete di trasporto; 5,0 alla riserva strategica.

Nel complesso, nell'anno termico 2009-2010 Stogit ha stipulato contratti per i servizi di stoccaggio con 62 operatori: 51 utenti del servizio di modulazione (dei quali 5 hanno utilizzato anche il servizio minerario e 23 quello strategico) e 3 uten-

ti del servizio per il bilanciamento operativo delle imprese di trasporto. Sette utenti hanno sottoscritto contratti per il servizio di stoccaggio strategico senza avere sottoscritto contratti per il servizio di modulazione. Ventidue soggetti, dei quali 21 già utenti del servizio di modulazione, hanno acquisito capacità offerte nell'ambito del servizio di bilanciamento utenti (di cui alla delibera 9 ottobre 2009, ARG/gas 146/09) reso disponibile da Stogit a decorrere dal mese di dicembre 2009. I volumi movimentati (movimentato fisico) dal complesso degli stoccaggi Stogit a marzo 2008 sono risultati pari a circa 15,4 G(m<sup>3</sup>), di cui 7,4 in erogazione e 8,0 in iniezione.

Le capacità di spazio per riserva attiva messe a disposizione da Edison Stoccaggio nell'anno termico 2009-2010 sono ammontate a circa 0,4 G(m<sup>3</sup>). 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.

## TAV. 3.10

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

IMPRESE DI STOCCAGGIO	ANNO TERMICO 2007-2008		ANNO TERMICO 2008-2009	
	NUMERO OPERATORI	CAPACITÀ (GJ) <sup>(A)</sup>	NUMERO OPERATORI	CAPACITÀ (GJ) <sup>(A)</sup>
Stogit	43	332.615.000	54	350.345.000
Edison Stoccaggio	15	14.322.968	15	13.067.179

(A) Per il sistema Stogit il PCS di riferimento è 39,4 MJ/m<sup>3</sup> standard, mentre per il sistema Edison è 38,1 MJ/m<sup>3</sup> standard.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Edison Stoccaggio e Stogit.

## XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

## Situazione delle istanze di concessione per nuovi stoccaggi

Nella tavola 3.11 è riportato lo stato attuale delle istanze di concessione, da parte del Ministero dello sviluppo economico, per nuovi siti di stoccaggio, 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. Alla fine di aprile 2009 si è concluso l'iter autorizzativo del progetto nell'area di San Potito – Cotignola, in provincia di Ravenna, gestito al 90% da Edison Stoccaggio insieme a Blugas Infrastrutture (con il restante 10%). Con il conferimento della concessione dal Ministero dello sviluppo economico, sono partiti i lavori di riconversione dei due giacimenti; l'entrata in esercizio degli impianti, attesa per il 2013, consentirà di incrementare di circa 900 M(m<sup>3</sup>) l'attuale capacità di stoccaggio nazionale per i servizi di modulazione, stoccaggio minerario e bilanciamento operativo della rete di

trasporto e di 8 M(m<sup>3</sup>)/giorno la capacità di erogazione massima alla punta.

Rispetto al quadro presentato lo scorso anno, novità si registrano anche per i progetti di Cornegliano (LO), Cugno Le Macine – Serra Pizzuta (MT), Sinarca (CB), Bagnolo Mella (BS), Palazzo Moroni (AP) e Rivara (MO).

Dopo l'ottenimento del decreto che ha sancito l'esito positivo della Valutazione di impatto ambientale (VIA) nel gennaio 2009, per il progetto di Cornegliano sviluppato da Ital Gas Storage – società partecipata al 51% da Gestione Partecipazioni, al 17% da Ascopiave, al 10% da Speia e da altre 4 società per il restante 22% – sono stati avviati nel luglio scorso i procedimenti istruttori per l'ottenimento della dichiarazione di pubblica utilità e per il conferimento della concessione. A novembre 2009, infine, si è svolta la Conferenza dei servizi, anch'essa passo indispensabile al fine di ottenere la concessione da parte del Ministero dello sviluppo economico.

PROGETTO	SOCIETÀ	WORKING GAS M(m <sup>3</sup> )	PUNTA M(m <sup>3</sup> )/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; stesura di un nuovo programma di lavori in corso.
Bordolano (CR-BG)	Stogit	1.440	20	Autorizzato; VIA positiva con prescrizioni (novembre 2009); possibile operatività a partire dall'anno termico 2010-2011.
Cornegliano (LO)	Ital Gas Storage (Gestione Partecipazioni 51%, Ascopiave 17%, Speia 10%, Italian Utilities 9%, Aim Vendite 5%, Az. Energetica Trading 5%, Petren 3%)	1.010	16,5	In fase autorizzativa; VIA positiva con prescrizioni (gennaio 2009); avviati a luglio 2009: procedimento esproprio, dichiarazione di pubblica utilità e conferimento della concessione; Conferenza dei servizi (novembre 2009).
Cugno Le Macine – Serra Pizzuta (MT)	Geogastock (Avelar Energy 100%)	742	6,6	In fase autorizzativa; VIA positiva con prescrizioni (febbraio 2009); avviso al pubblico di avvio del procedimento (agosto 2009); Conferenza dei servizi (novembre 2009).
Sinarca (CB)	Gas Plus Storage (60%), Edison Stoccaggio (40%)	324	3,3	In fase autorizzativa; VIA positiva con prescrizioni (novembre 2008); avviso al pubblico di avvio del procedimento (luglio 2009); in attesa di convocazione della Conferenza dei servizi.

TAV. 3.11

Istanze di concessione di stoccaggio a marzo 2010