

Axpo Group e Sorgenia che, fatta eccezione per Sonatrach, nel 2009 rientravano tutti nella classe 1-2 G(m<sup>3</sup>). Nella tavola del bilancio, al gruppo Iren, nato a luglio del 2010 dalla fusione tra Iride ed Enia, sono state attribuite, per correttezza, solo le vendite effettuate da Enia nel secondo semestre dell'anno (e non quelle effettuate prima dell'incorporazione di Enia in Iride)<sup>2</sup>. Anche considerando le vendite della prima parte dell'anno, Iren sarebbe comunque rimasto nella classe 2-10 G(m<sup>3</sup>). Nel successivo paragrafo, relativo alla vendita al dettaglio, il gruppo Iren sarà invece per comodità trattato come unico, includendo anche le vendite effettuate da Enia nel primo semestre 2010. Le classi successive comprendono, rispettivamente, 5, 60 e 200 gruppi; nell'ultima classe ricadono i numerosi gruppi che vendono e/o autoconsumano anche poche migliaia di metri cubi di gas. Da un anno all'altro la mobilità dei gruppi tra le varie classi è abbastanza elevata e, come si vedrà meglio nel seguito, il passaggio da una classe all'altra cambia, talvolta in modo rilevante, la connotazione delle diverse classi.

La produzione nazionale di gas è praticamente tutta in capo al gruppo Eni, se si eccettuano alcune piccole quote riconducibili a Edison e ad altri coltivatori minori.

Nelle importazioni è innanzitutto da segnalare che nel 2010 è cresciuto ancora, di circa 3 G(m<sup>3</sup>), il volume di gas importato da Edison e sono sensibilmente aumentati gli acquisti all'estero della classe 2-10 G(m<sup>3</sup>) rispetto allo scorso anno<sup>3</sup>. Ciò è dovuto all'ingresso in tale aggregato di alcuni operatori particolarmente attivi nell'approvvigionamento all'estero. Analogamente, la riduzione delle importazioni nelle classi 1-2 G(m<sup>3</sup>) e 0,1-1 G(m<sup>3</sup>) si deve ricondurre, in buona sostanza, al passaggio di alcuni importatori nella classe successiva. Dei 73 G(m<sup>3</sup>) di gas importato 3,3 G(m<sup>3</sup>) sono stati acquistati sulle borse europee; di questo gas il 45% è stato importato da un unico operatore, specializzato proprio in tale tipologia di approvvigionamento.

Relativamente agli acquisti sul territorio nazionale, nel 2010 la quota di gas che tutte le imprese hanno acquistato direttamente da Eni e da Edison è scesa rispetto allo scorso anno, arrivando al 14,5% nel caso del gas acquisito da Eni e all'8% per quello ottenuto da Edison. È salita invece al 77,5% la quota di gas acquistato da altri operatori, confermando la tendenza

di un mercato all'ingrosso molto vivace. Una parte, ormai molto piccola, degli acquisti da Eni, pari a 0,6 G(m<sup>3</sup>), è riconducibile a transazioni avvenute presso il Punto di scambio virtuale (PSV) attraverso il *gas release*, la cessione di gas che Eni ha effettuato tra l'ottobre 2009 e il settembre 2010 in esito sia all'art. 3, comma 1, del decreto legge 1 luglio 2009, n. 78, sia al decreto del Ministro dello sviluppo economico 7 agosto 2009, le cui modalità sono state definite dalla delibera dell'Autorità 7 agosto 2009, ARG/gas 114/09.

È da notare come i volumi che ciascun gruppo acquista da Eni rispetto alla propria disponibilità siano ulteriormente diminuiti in confronto allo scorso anno, passando in media dal 12,3% del 2009 all'8,8%, a dimostrazione di un mercato dinamico in cui ciascun operatore cerca di differenziare le modalità di approvvigionamento e le singole controparti. In particolare, la quota di gas che Edison ha acquistato direttamente da Eni è crollata al 5% dal 20% del 2009.

Per quello che riguarda gli impieghi, la quota di gas destinata al mercato all'ingrosso (venduta cioè ad altri rivenditori) sul totale dei volumi complessivamente venduti (all'ingrosso o al mercato finale) e autoconsumati è cresciuta, rispetto al 2009, di circa quattro punti percentuali, passando in media dal 46,2% al 50,5%. Nello specifico, per Eni tale quota è salita dal 39% al 42%, per Edison è passata dal 34,5% al 33%; per i gruppi della classe 10-16 G(m<sup>3</sup>) la porzione è del 52,6%. Anche per i gruppi delle classi 2-10 G(m<sup>3</sup>) e 1-2 G(m<sup>3</sup>) la quota di vendite ceduta al mercato all'ingrosso sulla somma delle vendite e degli autoconsumi si è ampliata, relativamente al 2009, passando, rispettivamente, dal 58% al 64,7% e dal 63,5% all'88,3%. Come detto poco sopra, tali aumenti si spiegano con l'ingresso in queste classi di operatori molto attivi sul fronte degli approvvigionamenti, che si sono specializzati a rivendere gas sul mercato all'ingrosso, piuttosto che su quello al dettaglio. Nelle ultime due classi di operatori le medesime quote sono passate, nell'ordine, dal 51,2% al 45,8% e dal 9,4% all'11,3%, denotando come nell'ultima classe vi siano operatori che lavorano in particolare nel mercato *retail*.

Complessivamente, il 36,4% del gas ceduto ad altri operatori viene venduto al PSV, mentre nel 2009 tale quota era pari al 29%; in particolare, sono i gruppi di più piccola dimensione

<sup>2</sup> Il gruppo Enia, con le vendite del primo semestre, è incluso nella classe 0,1-1 G(m<sup>3</sup>).

<sup>3</sup> I confronti sul 2009, effettuati nel testo per questa classe di operatori, vengono tutti realizzati con i corrispondenti valori registrati dalla classe 2-11 G(m<sup>3</sup>) utilizzata per la *Relazione Annuale* dello scorso anno.

che scelgono il PSV come sede delle contrattazioni con quote pari al 53,6% e al 60,8% del volume da essi complessivamente ceduto ad altri operatori.

Sebbene in misura leggermente minore rispetto allo scorso anno, gli autoconsumi sono ancora 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 produttori di energia elettrica, si nota come una parte abbastanza significativa della disponibilità di ciascun gruppo sia destinata al proprio fabbisogno. Per Eni la quota di gas riservata ai propri autoconsumi e ai consumi finali del gruppo corrisponde al 14,2% del gas venduto o autoconsumato, contro il 13,8% dello scorso anno, mentre per Edison la stessa quota è passata dal 42% del 2009 al 36% del 2010. È pari al 20% la frazione di gas destinata al fabbisogno del gruppo nel caso degli appartenenti alla classe 10-16 G(m<sup>3</sup>), riconducibile solo ad A2A, mentre è importante notare come lo spostamento di alcuni gruppi da una classe all'altra abbia comportato un sostanziale annullamento di questa quota nella classe 1-2 G(m<sup>3</sup>) dal 12,6% evidenziato nel 2009; nella classe 0,1-1 G(m<sup>3</sup>), infine, si è passati dal 6,7% del 2009 al 9,2% del 2010.

Nel mercato finale le vendite a clienti tutelati rappresentano mediamente il 30,5% del totale, rispetto al 32% dello scorso anno. In particolare, il gruppo Eni ha venduto sul mercato tutelato il 39% delle proprie vendite finali<sup>4</sup>, contro il 3,2% di Edison, il 28,7% dei gruppi maggiori e il 24,7% dei gruppi con vendite e autoconsumi compresi tra 2 e 10 G(m<sup>3</sup>). Nella classe 1-2 G(m<sup>3</sup>) è di appena il 5,8% la percentuale di clienti tutelati serviti, a fronte del 38,2% che si registra in riferimento ai

gruppi appartenenti alla classe 0,1-1 G(m<sup>3</sup>). Per quello che riguarda, invece, gli operatori di più piccola dimensione anche quest'anno si conferma quanto osservato in passato e cioè che questi gruppi operano prevalentemente sul mercato tutelato, dove vendono oltre il 50% del gas. Tali gruppi sono anche quelli che dedicano il 44% delle proprie vendite al settore domestico, cui si deve sommare l'11% di vendite rivolte ai condomini: si riconferma dunque che quanto più l'operatore è piccolo, tanto più ha un mercato limitato a quello che era il proprio territorio "storico" ante liberalizzazione. Analoga situazione si rileva per i gruppi appartenenti alla classe 0,1-1 G(m<sup>3</sup>). Il gruppo che destina la minor quota di gas al mercato domestico (compresi i condomini) è Edison, con il 5,6% di vendite indirizzate a questa tipologia di clienti; si tratta, comunque, di una porzione più rilevante rispetto allo scorso anno, quando al domestico il gruppo rivolgeva appena il 4,4%.

Complessivamente, la quota trasferita al mercato civile (domestico, condomini e commercio e servizi) è stata pari al 39%: Eni ha destinato a tale mercato il 42% del gas venduto nel mercato al dettaglio, Edison il 7%, le classi intermedie il 33% e il 37%. Come osservato poco sopra, via via che la dimensione dei gruppi si riduce, la porzione di vendite al dettaglio cedute al settore civile si amplia, passando dal 33%, al 55% e al 74% nel caso dei gruppi con vendite e autoconsumi inferiori a 0,1 G(m<sup>3</sup>).

Secondo i dati raccolti presso gli operatori, i 72 G(m<sup>3</sup>) complessivamente venduti nel 2010 a clienti finali si sono distribuiti quasi equamente (circa 30% ciascuno) tra i settori industriale, termoelettrico e domestico (compresi i condomini); mentre commercio e servizi hanno acquisito il 9% circa dei consumi totali.

<sup>4</sup> Lo scorso anno la percentuale di vendita al mercato tutelato era del 30%: Eni ha dunque incrementato le vendite su tale mercato di 0,6 G(m<sup>3</sup>), mentre ha perso 4 G(m<sup>3</sup>) sul libero.

# Mercato e concorrenza

## Struttura dell'offerta di gas naturale

### Produzione nazionale

Lo scorso anno, per la prima volta dagli anni Novanta, la riduzione progressiva della produzione nazionale di gas naturale si è interrotta: secondo i dati provvisori pubblicati dal Ministero dello sviluppo economico, infatti, nel 2010 l'estrazione di gas è stata di 8.302 M(m<sup>3</sup>), evidenziando una crescita del 3,6% rispetto al 2009. Nel 1994, 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 e fino al 2010 il declino è stato costante e la copertura

del fabbisogno interno è scesa sino al 10% circa.

Secondo i dati pubblicati dall'Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e la Geotermia (UNMIG) del Ministero dello sviluppo economico, la produzione 2010, pari a 7.941,8 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 il 27% da giacimenti a terra e per il 73% da coltivazione in mare (Fig. 3.1). Il gas estratto da giacimenti in terraferma, pari a 2.155,3 M(m<sup>3</sup>), è la parte di produzione che è cresciuta rispetto al 2009, mentre è diminuita la produzione in mare, quest'anno pari a 5.786,5 M(m<sup>3</sup>).

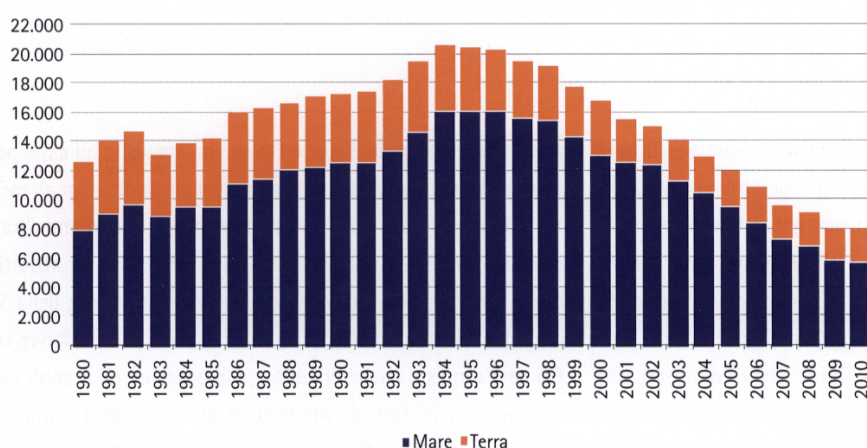


FIG. 3.1

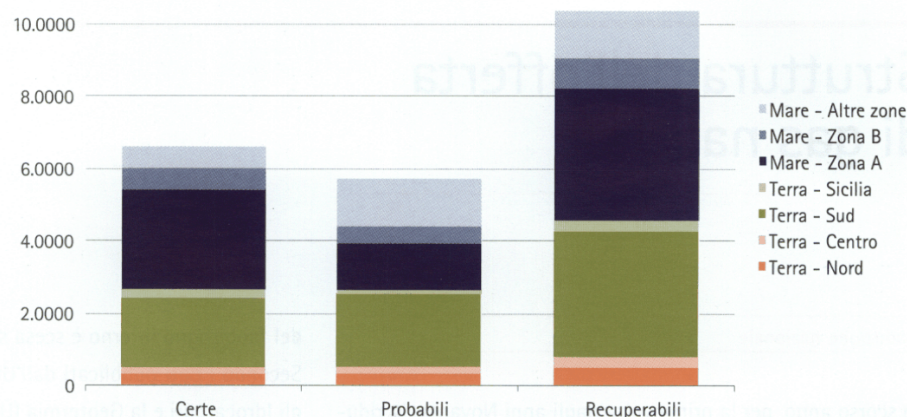
Andamento della produzione nazionale di gas naturale dal 1980 M(m<sup>3</sup>)

Fonte: Ministero dello sviluppo economico, UNMIG.

L'UNMIG valuta le riserve recuperabili di gas in 103 G(m<sup>3</sup>); al ritmo attuale di produzione annua, pari a 7,94 G(m<sup>3</sup>), il rapporto tra riserve recuperabili di gas e produzione annuale si attesta quindi intorno ai 13 anni. La parte preponderante, cioè il 56%,

delle riserve recuperabili è localizzata in mare (perlopiù nella zona A, che si trova nel Mare Adriatico prospiciente la costa veneta e che da sola conta per il 35%), mentre il restante 44% si trova nei giacimenti in terraferma, specialmente nel Sud Italia (Fig. 3.2).

FIG. 3.2

**Risorse stimate di gas naturale nel 2010**G(m<sup>3</sup>)

Fonte: Ministero dello sviluppo economico, UNMIG.

TAV. 3.2

**Produzione di gas naturale in Italia nel 2010**G(m<sup>3</sup>)

GRUPPO	QUANTITÀ	QUOTA %
Eni	6.724	83,3
Royal Dutch Shell	544	6,7
Edison	508	6,3
Gas Plus	264	3,3
Altri	31	0,4
<b>TOTALE</b>	<b>8.071</b>	<b>100,0</b>
PRODUZIONE (dato del Ministero dello sviluppo economico)	8.302	-

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Secondo i dati raccolti nella consueta Indagine annuale sui settori regolati svolta dall'Autorità, sono 7 gli operatori che nel 2010 hanno dichiarato di avere estratto gas naturale nel territorio nazionale e la loro produzione complessiva è risultata pari a 8.071 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'83,3%. Seguono i gruppi Royal Dutch Shell ed Edison con quote simili intorno al 6,5%. Royal Dutch Shell ha superato quest'anno Edison che nel 2009 si trovava in seconda posizione.

La quota di Gas Plus è cresciuta dal 2,7% del 2009 al 3,3%, grazie all'acquisizione da Eni di Padana Energia, una delle tre società nelle quali il gruppo Eni ha riorganizzato le proprie attività minerarie. Come illustrato nella *Relazione Annuale* dello scorso

anno, Padana Energia è la società che ha acquisito gli asset pertinenti al Nord Italia (Pianura Padana ed Emilia Romagna), mentre Adriatica Idrocarburi ha ottenuto quelli riguardanti l'Italia centrale (Marche, Abruzzo e Molise) e Ionica Gas ha acquisito quelli relativi al Mezzogiorno (nell'area di Crotona e della Val d'Agri). Nell'autunno 2010 Gas Plus ha avviato le trattative con Eni per l'acquisto anche di Adriatica Idrocarburi; gli accordi sono al momento in fase di valutazione alla luce della normativa introdotta dal decreto legislativo 29 giugno 2010, n. 128, in materia di ricerca, prospezione e coltivazione di idrocarburi nelle aree marine<sup>5</sup> e, in particolare, di alcuni aspetti critici relativi all'applicazione della norma che sono tutt'oggi oggetto di quesiti sottoposti agli uffici legislativi competenti.

<sup>5</sup> Si tratta del decreto che il Governo ha adottato a seguito del drammatico incidente avvenuto nell'aprile 2010 sulla piattaforma petrolifera nel Golfo del Messico; esso ha istituito il divieto di ricerca, prospezione o coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi all'interno di aree marine e costiere a qualsiasi titolo protette per scopi di tutela ambientale, nonché all'esterno delle stesse, nelle zone marine poste entro 12 miglia dalle suddette aree protette. Inoltre, ha imposto il medesimo divieto, per i soli idrocarburi liquidi, entro 5 miglia dalle linee di base.

### Importazioni

In termini netti le importazioni di gas in Italia (Fig. 3.3) sono aumentate lo scorso anno di 6 G(m<sup>3</sup>), passando da 69.125 a 75.201 M(m<sup>3</sup>). Secondo i dati provvisori del Ministero dello sviluppo economico, infatti, nel 2010 le importazioni lorde sono salite a 75.341 da 69.250 M(m<sup>3</sup>) che avevano raggiunto nel 2009, così come le esportazioni sono passate da 125 a 141 M(m<sup>3</sup>). Tenendo conto che sono stati immessi negli stoccaggi 522 M(m<sup>3</sup>) – a differenza di quanto accaduto nel 2009 quando dalle scorte furono prelevati 886 M(m<sup>3</sup>) – e che i consumi e le perdite di rete sono stimabili in circa 1.652 M(m<sup>3</sup>), il valore dei consumi nazionali nel 2010 è valutabile in 81.329 M(m<sup>3</sup>). Il grado di dipendenza dell'Italia dalle forniture estere è quindi tornato a crescere dal 90,1% del 2009 al 92,5%.

La figura 3.4 mostra la ripartizione dei volumi di gas importa-

to in base alla nazione di provenienza fisica (non contrattuale): quasi il 90% del gas importato in Italia proviene da paesi non appartenenti all'Unione europea. Tale quota nel 2010 è aumentata di 5 punti percentuali rispetto al 2009, in parte per l'aumento delle importazioni di GNL dal Qatar, in parte per la chiusura, a metà anno, del gasdotto di importazione Transitgas che trasporta in Italia il gas proveniente dal Nord Europa. Il 23 luglio 2010, infatti, una frana ha provocato una cascata di massi e detriti nel torrente Spreitlau, in Svizzera, che ha fortemente esposto a rischio di rottura il gasdotto. Le importazioni di gas che transitano da Passo Gries sono quindi state interrotte dal 23 luglio fino al 24 dicembre del 2010. Questo spiega la riduzione di quasi 4 G(m<sup>3</sup>) dei quantitativi complessivamente provenienti da Olanda e Norvegia e il conseguente abbassamento di un punto percentuale circa nell'incidenza dell'import dal Nord Europa, rispetto al 2009.

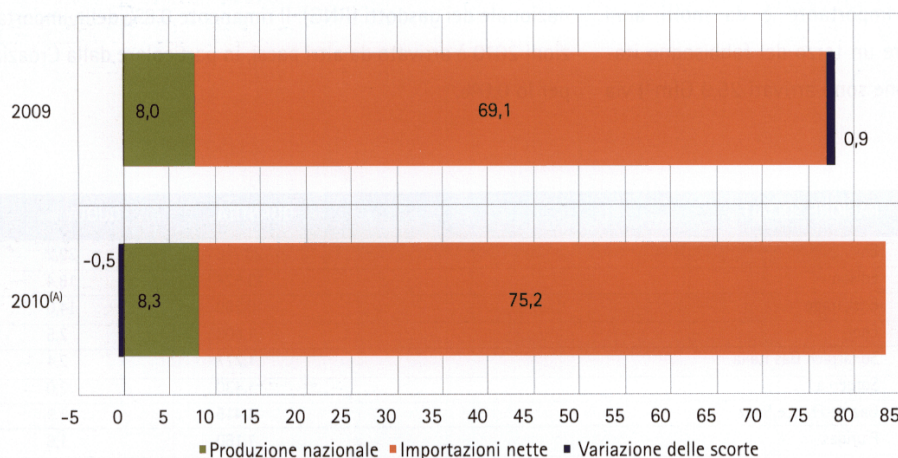


FIG. 3.3

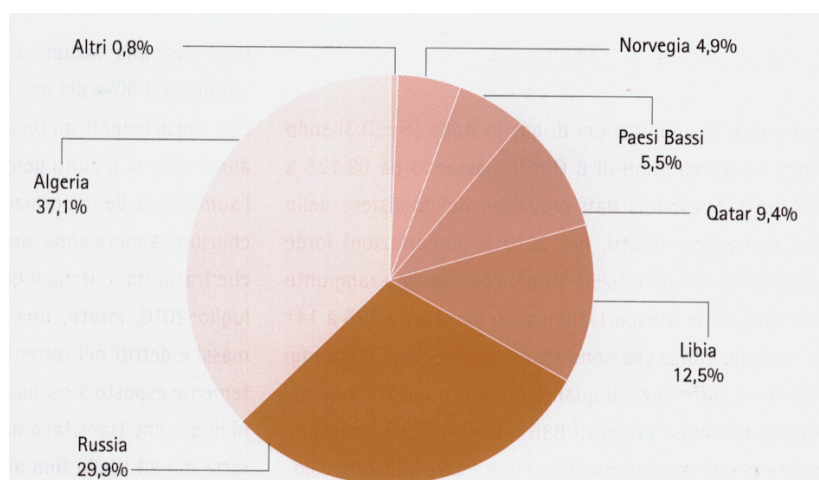
Immissioni in rete  
nel 2009 e nel 2010  
G(m<sup>3</sup>)

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

FIG. 3.4

### Importazioni lorde di gas nel 2010 secondo la provenienza

Valori percentuali; dati provvisori



Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

Per lo più il gas arriva nel nostro Paese attraverso i gasdotti (88%), 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 2010 le importazioni da questo paese hanno toccato 7 G(m<sup>3</sup>) e la ragguardevole quota del 9,4% dell'intero gas importato in Italia. Il paese di provenienza più importante è da molti anni l'Algeria, che da sola copre oltre un terzo del fabbisogno italiano; nel 2010 da questa nazione sono arrivati 25,9 G(m<sup>3</sup>) via

tubo a Mazara del Vallo e 2 G(m<sup>3</sup>) via nave, rigassificati presso l'impianto di Panigaglia. Dalla Russia sono giunti nel 2010, attraverso i punti di ingresso di Tarvisio e Gorizia, 22,5 G(m<sup>3</sup>), ovvero il 30% del gas complessivamente importato in Italia. I quantitativi di gas proveniente dalla Libia, lo scorso anno pari a 9,4 G(m<sup>3</sup>), entrano in Italia tramite il punto di Gela della Rete nazionale dei gasdotti (RNG). Il rimanente 0,8% delle importazioni 2010 è arrivato da altri paesi, in particolare dalla Croazia, per lo 0,6%.

TAV. 3.3

### Primi venti importatori di gas in Italia nel 2010

M(m<sup>3</sup>); importazioni lorde

RAGIONE SOCIALE	QUANTITÀ	QUOTA %
Eni	28.716	39,2
Edison	13.524	18,4
Enel Trade	10.289	14,0
Enoi	1.803	2,5
Sonatrach Gas Italia	1.777	2,4
Sorgenia	1.430	2,0
Gaz de France Suez	1.415	1,9
Plurigas	1.160	1,6
E.On Ruhrgas	1.069	1,5
Shell Italia	1.020	1,4
BP Italia	998	1,4
Sinergie Italiane	935	1,3
Premiumgas	924	1,3
Speia	873	1,2
Gaz de France Sede secondaria	783	1,1
Egl Italia	617	0,8
Gas Plus Italiana	615	0,8
Elettrogas	563	0,8
Worldenergy	550	0,8
Compagnia Italiana del Gas	465	0,6
Altri	3.778	5,2
<b>TOTALE</b>	<b>73.306</b>	<b>100,0</b>
IMPORTAZIONI (dato del Ministero dello sviluppo economico)	75.341	-

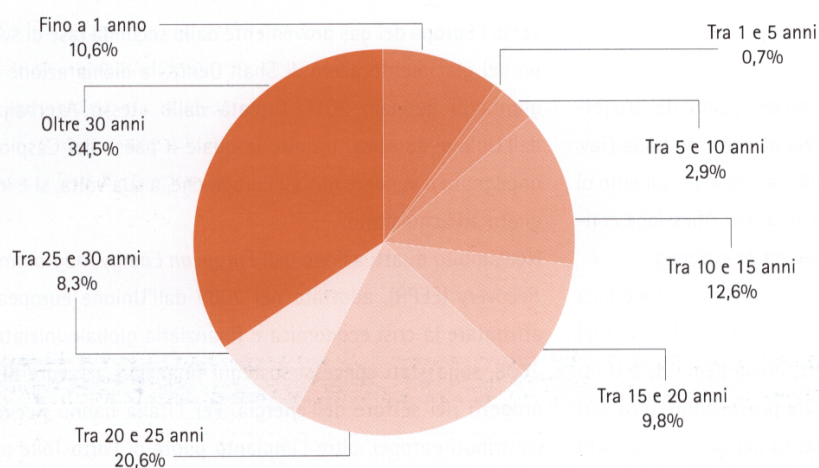
Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Con 28,7 G(m<sup>3</sup>) di gas importato e una quota pari al 39,2% (38,1% 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 20 punti percentuali superiore a quella del primo concorrente, pur diminuendo di anno in anno (in passato la quota si riduceva per il rispetto dei tetti antitrust stabiliti dal decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, non più operativi dal 2011). Nel 2010, in particolare, le importazioni di Eni si sono ridotte del 13%, essendo scese a 28,7 G(m<sup>3</sup>) dai 33,2 del 2009.

La seconda posizione nella classifica degli importatori è rimasta a Edison, dopo che, nel 2009, ha superato Enel. Grazie ai

quantitativi provenienti dal Qatar, più che triplicati tra il 2009 e il 2010, le importazioni lorde di Edison hanno raggiunto nel 2010 13,5 G(m<sup>3</sup>), segnando una crescita del 30%. Un aumento significativo, pari al 19%, si è avuto anche nelle importazioni di Enel Trade, che è rimasta in terza posizione. Con una diminuzione del 45% dei volumi importati, Plurigas è invece passata dalla quarta posizione all'ottava, mentre sono salite nella classifica Enoi (+31,6%), Sonatrach Gas Italia (+135%) e Sorigenia (+3,9%).

I primi tre importatori risultano acquisire il 71,7% (il 69,7% sul valore di import totale di fonte ministeriale) del gas complessivamente approvvigionato all'estero da operatori italiani. Tale quota è comunque in riduzione rispetto al 78% del 2009.



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

FIG. 3.5

**Struttura dei contratti (annuali e pluriennali) attivi nel 2010, secondo la durata intera**

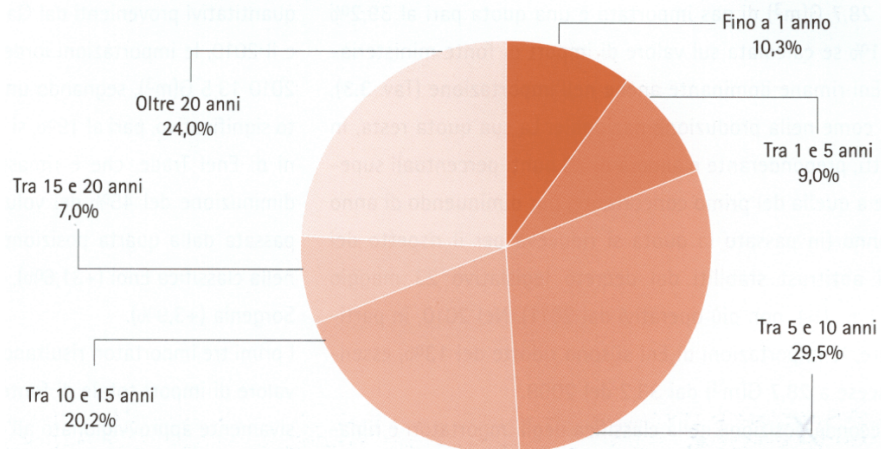
Per quanto riguarda l'analisi dei contratti di importazione attivi nel 2010, secondo la durata intera (Fig. 3.5) resta confermato, come negli anni passati, che l'attività di importazione avviene sulla base di contratti di lungo periodo. Più del 60% di essi possiede una durata complessiva oltre i 20 anni e un altro 25% possiede una durata intera compresa tra 5 e 20 anni. Rispetto al 2009, il peso delle importazioni *spot*, che avvengono sulla base di accordi di durata al più annuale, è rimasto sostanzialmente stabile, essendo passato dal 10,2% all'11%. L'incidenza di questi contratti è relativamente inferiore a quella descritta nella *Relazione Annuale* sul 2009. La riduzione è da imputare a un diverso calcolo con cui questi contratti sono

stati valutati, teso a 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 2010 (Fig. 3.6) si rivelano complessivamente ancora piuttosto lunghi: poco meno di un terzo scadrà infatti tra 15 o più anni e più della metà scadrà tra 10 anni o più. Il 20% circa dei contratti esistenti terminerà invece entro i prossimi 5 anni. L'incidenza dei contratti con durata residua annuale è stata anche in questo caso rivista come descritto poco sopra.

FIG. 3.6

**Struttura dei contratti (annuali e pluriennali) attivi nel 2010, secondo la durata residua**



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

#### Sviluppo delle infrastrutture di importazione

L'aggiornamento rispetto allo scorso anno del quadro dei progetti sulle infrastrutture di importazione via gasdotto in Italia (Tav. 3.4) presenta alcune novità riguardo allo stato di avanzamento di alcuni progetti, pur a fronte di qualche pausa di riflessione connessa con la situazione del mercato italiano ed europeo.

In un periodo di bassi consumi – collegati alla crisi economica e a un inverno mite – e di abbondanza di offerta di GNL (nel 2009 la produzione di gas non convenzionale negli Stati Uniti ha superato quella di gas convenzionale provocando, tra i vari effetti, una notevole riduzione del prezzo del gas sul mercato americano e una contrazione delle sue importazioni), la competizione tra progetti che concorrono per gli stessi mercati e per le stesse fonti di approvvigionamento (TAP, IGI-Poseidon, South Stream, Nabucco) ha indotto diversi operatori a cercare soluzioni o forme di collaborazione per ridurre i vari fattori di rischio cui tali progetti sono esposti.

A settembre 2010, infatti, si è avuta notizia di contatti tra i promotori dei gasdotti ITGI e TAP (che si sovrappongono in gran parte sia per il tracciato, sia per la fonte di approvvigionamento, principalmente data dal gas azero, viste le condizioni ancora incerte sulle possibili forniture dall'Iran), oltre che tra i promotori di ITGI e Nabucco. Un'analoga esigenza di coordinamento è emersa anche a livello istituzionale europeo; da segnalare due importanti eventi: la sigla, nel mese di giugno 2010, di un accordo tra Turchia e Azerbaijan per il transito

verso l'Europa del gas proveniente dalla seconda fase di sviluppo del giacimento azero di Shah Deniz; la dichiarazione congiunta di gennaio 2011, firmata dallo stesso Azerbaijan e dall'Unione europea, tramite la quale il paese del Caspio si è impegnato a vendere gas all'Europa che, a sua volta, si è impegnata ad acquistarlo.

Nell'ambito di attuazione dell'*European Energy Programme for Recovery* (EEPR), adottato nel 2009 dall'Unione europea per affrontare la crisi economica e finanziaria globale iniziata nel 2008, sono stati concessi sostegni finanziari a favore di 159 progetti nel settore dell'energia. Per l'Italia hanno ricevuto i contributi europei, oltre l'impianto pilota di Porto Tolle per la cattura e lo stoccaggio della CO<sub>2</sub>, l'iniziativa ITGI Poseidon destinata a contribuire agli obiettivi del corridoio meridionale del gas, il GALSI, che fornirà gas algerino al sistema italiano ed eventualmente alla Corsica, passando per la Sardegna e le interconnessioni elettriche fra la Sicilia e l'Italia continentale (Sorgente-Rizziconi) e fra la Sicilia e Malta. Anche nell'ambito del Programma *Trans-European Energy Networks* (TEN) è stata approvata dalla Commissione europea la lista dei 21 progetti ammessi a finanziamento sul bando 2009. Tra quelle selezionate e inserite trovano spazio due iniziative italiane di Terna (Interconnessione Italia-Montenegro e Italia-Francia) e una di Api Energia per il progetto di GNL di Falconara Marittima (AN). Anche in Italia gli effetti dell'abbondanza di gas, almeno nella prima parte del 2010 (prima cioè della chiusura a causa di una frana del Transitgas, il gasdotto di collegamento con la

Svizzera che porta nel nostro Paese il gas proveniente dal Nord Europa), spiegano in parte l'ulteriore rinvio della decisione finale di investimento sul progetto GALSI, originariamente attesa entro la metà del 2010. Ciononostante, l'anno trascorso ha visto importanti passi avanti nell'iter autorizzativo di questo gasdotto che dovrebbe collegare l'Algeria alla costa toscana, passando per la Sardegna. Nell'ottobre scorso è stata accolta l'istanza per il riconoscimento di accesso prioritario e

il tratto di collegamento tra il punto di approdo del GALSI a Piombino e la rete di trasporto a Collesalveti è stato inserito dal Ministero dello sviluppo economico nella RNG. Il 24 febbraio 2011, il Ministero dell'ambiente ha rilasciato il decreto di Valutazione d'impatto ambientale (VIA) positiva con prescrizioni, a valle del parere favorevole espresso dalla regione Toscana per il tratto sottomarino di collegamento tra Olbia e Piombino.

TAV. 3.4

Nuovi gasdotti  
in progetto

SOCIETÀ	INGRESSO IN ITALIA	CAPACITÀ NOMINALE G(m <sup>3</sup> )/anno	LUNGHEZZA Km	COMPLETA- MENTO STUDIO FATTIBILITÀ	PREVISIONE INIZIO ESERCIZIO	SITUAZIONE
<b>TAP Trans Adriatic Pipeline (Grecia-Albania-Italia)</b>						
TAP AG (Egl 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. Incluso nella RNG il tratto <i>on shore</i> in Puglia. Definiti i tratti albanese e greco.
<b>IGI Interconnector Italia-Grecia</b>						
IGI Poseidon SA (Depa 50%, Edison 50%)	Otranto (Lecce)	8,8	250	2005	2015	Concessa e ratificata l'esenzione dei terzi al 100% per 25 anni; ha ottenuto un finanziamento europeo per 100+45 M€. VIA positiva (con prescrizioni) per il tratto italiano in agosto 2010 e poco dopo una VIA positiva preliminare per la sezione greca. Firmato a novembre 2010 un accordo tra Italia, Bulgaria e Grecia per la realizzazione di una bretella del gasdotto in Bulgaria.
<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	Concessa nell'ottobre 2010 l'allocazione prioritaria al 100%. Ha ottenuto un finanziamento europeo per 120 M€. VIA positiva (con prescrizioni) nel febbraio 2011. Attesa la decisione finale di investimento entro la fine del 2011.
<b>TGL Tauern Gas Leitung (Germania-Austria-Italia)</b>						
Consorzio Tauerngas- Leitung Studien und Planungsges- ellschaft Mbh (E.On Rurhgas 45%, varie società austriache 55%)	Malbor- ghetto (Udine)	11,4	260	In fase di proget- tazione	2015	Ritirata temporaneamente la domanda di esenzione dall'obbligo di accesso ai terzi, in attesa recepimento Terzo pacchetto europeo.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

Nel mese di luglio 2010, il consorzio GALSI (composto dalle società Sonatrach 41,6%, Edison 20,8%, Enel 15,6%, Sfers 11,6% ed Hera Trading 10,4%) ha quindi emesso i bandi di pre-qualifica, rivolti alle aziende interessate a partecipare alle future gare per la realizzazione delle due sezioni *offshore* della condotta (Algeria-Sardegna e Sardegna-Toscana) e per la fornitura delle tubazioni per le stesse sezioni. Propedeutica al completamento dell'iter di autorizzazione unica, rilasciata dal Ministero dello sviluppo economico, è ora la Conferenza dei servizi tra le Regioni Sardegna e Toscana. Ipotizzata entro la fine del 2011 la decisione finale sull'investimento, l'entrata in funzione del nuovo collegamento potrebbe avvenire nel 2014. Alcuni passi 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. Per questo progetto, come per quello di IGI Poseidon, l'accordo firmato tra l'Unione europea e l'Azerbaijani di cui si è fatto cenno è particolarmente importante, in quanto la congiuntura politica ha fatto per il momento accantonare la possibilità di fornitura di questa condotta con gas proveniente dall'Iran, nonostante l'esistenza di un contratto già stipulato dalla società Egl per la fornitura di 5,5 G(m<sup>3</sup>)/anno per 25 anni. Dopo l'importante ingresso nella società TAP AG, avvenuto nel maggio 2010, di E.On Ruhrgas con una quota pari al 15% (con conseguente riduzione al 42,5% ciascuno delle quote di Egl e Statoil Hydro), è stato definito il percorso nel territorio albanese e in novembre è stato avviato lo studio di dettaglio per il tracciato del gasdotto nel territorio greco. Nell'ottobre dello scorso anno il Ministero dello sviluppo economico ha inserito nella RNG il tratto dell'*interconnector* ricadente nel mare territoriale italiano. A fine marzo 2011 si è concluso lo studio sul tracciato greco con l'individuazione di un percorso di 190 km dalla città di Nea Mesimvria fino al confine con l'Albania, a Nord di Dipotamia. All'inizio di aprile 2011 la società che progetta il gasdotto ha siglato un protocollo d'intesa con il gestore della rete bosniaca BH-Gas per lo sviluppo del mercato locale e la diversificazione delle forniture nel Sudest dell'Europa.

Diverse novità hanno interessato anche l'IGI, il gasdotto di collegamento tra la Grecia e l'Italia della società IGI Poseidon (*joint venture* paritetica tra Edison e l'azienda di Stato greca Depa) che fa parte dell'ITGI, il corridoio energetico per l'importazione del gas dal Mar Caspio attraverso la Turchia e la Grecia

(Paesi già collegati tra loro dal novembre 2007). La gara per l'attribuzione delle attività di verifica e certificazione della progettazione, avviata nel 2009, si è conclusa nell'autunno 2010 con l'assegnazione a una società norvegese. Nel marzo 2010 IGI Poseidon ha siglato un primo accordo societario con la società Bulgarian Energy Holding per la realizzazione di un'interconnessione tra il gasdotto IGI e la Bulgaria, che avrà una capacità compresa tra 3 e 5 G(m<sup>3</sup>)/anno. La realizzazione della bretella bulgara è stata poi confermata a novembre 2010 con la firma, a Sofia, di un accordo tra le società Edison, Depa e Bulgarian Energy Holding alla presenza del Ministro italiano dello sviluppo economico, di quello bulgaro dell'economia e del Viceministro greco dell'energia. A dicembre 2010, IGI Poseidon e Bulgarian Energy Holding hanno quindi costituito l'*asset company* Interconnector Greece Bulgaria Ead (ICGB EAD), che realizzerà il nuovo gasdotto IGB Interconnector Greece-Bulgaria. Si ricorda che nel marzo 2010 la Commissione europea ha assegnato al gasdotto ITGI Poseidon 100 milioni di euro più altri 45 a fondo perduto proprio per l'interconnessione Bulgaria-Grecia nell'ambito dell'EEPR. La realizzazione dell'interconnessione dell'IGI con la Bulgaria rafforza l'importanza strategica dell'ITGI, perché ne allarga la copertura geografica all'area balcanica, consentendo alla Bulgaria *in primis*, ma anche ad altri paesi del Sudest europeo, di accedere a nuove fonti di approvvigionamento. In questo modo, inoltre, il progetto accresce il proprio livello di concorrenza con il parallelo progetto Nabucco, che insiste sulle medesime aree geografiche.

Nessuna novità rispetto allo scorso anno è invece da registrare sul gasdotto Tauern Gas Leitung (TGL), che dovrebbe percorrere 260 km in territorio austriaco dal confine italiano a quello tedesco, progetto portato avanti dal consorzio Tauerngasleitung Studien und Planungsgesellschaft Mbh, controllato da E.On per il 45% e per il restante 55% da cinque società austriache.

Per quanto riguarda il potenziamento dei gasdotti esistenti, è probabile che subisca qualche ritardo, a causa della situazione politica libica, il completamento del potenziamento sino a 31,6 M(m<sup>3</sup>)/giorno (dagli attuali 29,2) programmato per ottobre 2011 sul Greenstream, la condotta che trasporta in Italia il gas proveniente dalla Libia, posseduta con quote paritarie da Eni e dalla compagnia di Stato libica Noc. Il gasdotto è praticamente fermo dalla fine di febbraio 2011, quando è stato chiuso per lo scoppio dei disordini.

## Infrastrutture del gas

### Trasporto

Nell'ottobre scorso il Ministero dello sviluppo economico ha aggiornato la RNG per il trasporto di gas naturale, inserendovi 17 nuovi tratti (decreto ministeriale 21 ottobre 2010). Come già accennato nella pagine precedenti, con questo aggiornamento sono entrate nella RNG una serie di nuove porzioni di rete, tra le quali quella in acque territoriali e fino alla connessione con il futuro gasdotto Grecia-Albania-Italia TAP, quella che allaccerà il futuro terminale di GNL di Porto Empedocle in provincia di Agrigento e quella di allacciamento del futuro stoccaggio di Bordolano. Figurano nell'elenco, inoltre, la connessione per il progetto di estrazione di Eni ed Edison nell'*off-shore* siciliano Panda e, infine, un tratto di rete tra Piombino e Collesalvetti (Livorno) per il collegamento con il punto di approdo del futuro gasdotto GALSI.

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 2009 è la messa in liquidazione della società Metanodotto Alpino, la quale gestisce 76 km di rete che trasportano il gas dal punto di consegna della rete regionale di Snam Rete Gas attraverso vari comuni dell'Alta Val Chisone e dell'Alta Val Susa.

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 31.680 km di rete sui 33.768 di cui è composto il sistema italiano di trasporto del gas. Il secondo operatore è il gruppo Edison che complessivamente amministra 1.414 km di rete, di cui 374 sulla RNG. Tale gruppo, infatti, gestisce sia la rete di proprietà di Società Gasdotti Italia (1.331 km), sia il gasdotto di collegamento del terminale GNL di Rovigo, tramite la partecipata Edison Stoccaggio (83 km). Vi sono poi altri 7 operatori minori che possiedono piccoli tratti di rete regionale.

SOCIETÀ	RETE NAZIONALE	RETE REGIONALE	TOTALE
Snam Rete Gas	8.894	22.786	31.680
Società Gasdotti Italia	291	1.040	1.331
Edison Stoccaggio	83	0	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 (in liquidazione)	0	76	76
Netenergy Service	0	36	36
Retragas	0	403	403
<b>TOTALE</b>	<b>9.268</b>	<b>24.500</b>	<b>33.768</b>

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

### TAV. 3.5

Reti delle società di trasporto nel 2010  
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 sono stati 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. Come si vede dalla tavola, nel 2010 sono stati riconsegnati sulle reti di trasporto

poco meno di 111 G(m<sup>3</sup>) a circa 7.600 punti di riconsegna; l'attività di trasporto ha quindi registrato un aumento del 16,8% rispetto al 2009, quando i volumi avevano raggiunto 94,7 G(m<sup>3</sup>). La crescita, tuttavia, non ha interessato in eguale misura le diverse tipologie di clienti: le riconsegne a clienti finali industriali sono infatti salite del 9,2%, quelle al termoelettrico del 3,7%, mentre i volumi di gas immessi negli impianti di distribuzione risultano aumentati del 7,2% rispetto al 2009. Il maggiore incremento è avvenuto, tuttavia, per la voce residuale "Altro" a motivo della forte crescita al suo interno delle riconsegne ad altre imprese di trasporto e ad altri clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto.

TAV. 3.6

#### Attività di trasporto per regione nel 2010

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

REGIONE	RETE		A IMPIANTI DI DISTRI- BUZIONE	VOLUMI RICONSEGNA TI			TOTALE	NUMERO PUNTI DI RICONSEGNA
	NAZIONALE	REGIONALE		A CLIENTI FINALI IN- DUSTRIALI	A CLIENTI FINALI TER- MOELETTRICI	ALTRO <sup>(A)</sup>		
Valle d'Aosta	0	56	52	52	0	0	105	12
Piemonte	503	2.141	4.406	1.415	2.696	92	8.608	500
Liguria	22	458	1.068	175	655	0	1.898	65
Lombardia	554	4.443	10.060	2.580	6.243	602	19.486	2.354
Trentino Alto Adige	108	371	688	273	60	0	1.021	86
Veneto	799	2.068	4.424	1.215	940	663	7.241	542
Friuli Venezia Giulia	491	563	942	589	1.113	390	3.035	174
Emilia Romagna	1.122	2.673	4.993	2.584	4.281	6.877	18.735	710
Toscana	443	1.563	2.485	986	2.005	3	5.478	330
Lazio	429	1.447	2.297	681	1.151	298	4.427	450
Marche	302	647	1.018	375	227	29	1.648	212
Umbria	179	454	583	297	346	0	1.227	94
Abruzzo	547	921	756	309	795	86	1.946	303
Molise	265	514	137	86	439	1.156	1.817	138
Campania	555	1.394	1.097	500	1.536	7	3.141	605
Puglia	529	1.347	1.107	716	3.047	2	4.872	283
Basilicata	367	889	210	138	191	0	538	206
Calabria	986	1.031	278	45	1.768	4	2.095	229
Sicilia	1.067	1.520	681	893	2.782	6	4.362	247
Sardegna	-	-	-	-	-	-	-	-
Aggregato nazionale	-	-	-	-	-	18.934	18.934	23
<b>ITALIA</b>	<b>9.268</b>	<b>24.500</b>	<b>37.279</b>	<b>13.911</b>	<b>30.275</b>	<b>29.149</b>	<b>110.613</b>	<b>7.563</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 dichiarazioni degli operatori.

La tavola 3.7 mostra i risultati dei conferimenti di capacità di trasporto di tipo continuo effettuati all'inizio dell'anno termico 2010-2011. Non si registrano aumenti rispetto alle capacità<sup>6</sup> messe a disposizione nell'anno termico precedente. Complessivamente la capacità conferibile è pari a 296,2 M(m<sup>3</sup>)/giorno.

I risultati del conferimento per l'anno termico 2010-2011

mostrano come, a inizio anno termico, la capacità di trasporto di tipo continuo presso i punti di entrata della RTG interconnessi con l'estero via gasdotto sia stata conferita per il 95,4% a 41 soggetti. Considerando tuttavia l'ulteriore capacità conferita ad anno termico avviato, all'1 gennaio 2011 la medesima quota sale fino al 98,4%.

PUNTO DI ENTRATA DELLA RETE NAZIONALE	CONFERIBILE	CONFERITA	DISPONIBILE	SATURAZIONE	SOGGETTI <sup>(B)</sup>
Passo Gries	59,0	55,1	3,9	93,4%	11
Tarvisio	107,0	107,0	0,0	100,0%	36
Mazara del Vallo	99,0	94,7	4,3	95,7%	2
Gorizia <sup>(A)</sup>	2,0	0,3	1,7	12,6%	11
Gela	29,2	25,6	3,6	87,5%	4
<b>TOTALE</b>	<b>296,2</b>	<b>282,6</b>	<b>13,6</b>	<b>95,4%</b>	<b>41</b>
<b>Terminali di GNL</b>					
Panigaglia	13,0	7,2	5,8	55,4%	–
Cavarzere	26,4	26,4	0,0	100,0%	–

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

(B) Numero di soggetti titolari di capacità di trasporto di tipo continuo; poiché diversi soggetti hanno ottenuto capacità di trasporto in più punti, il numero totale di soggetti è inferiore alla somma dei singoli punti di interconnessione.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati di Snam Rete Gas.

TAV. 3.7

### Capacità di trasporto di tipo continuo a inizio anno termico 2010-2011

M(m<sup>3</sup>) standard per giorno, se non altrimenti indicato

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. 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.

Complessivamente, nell'anno solare 2010 i soggetti che hanno chiesto e ottenuto capacità di trasporto sulla RNG e/o sulle reti regionali sono stati 176, contro i 150 del 2009, e la percentuale media di soddisfazione della richiesta è stata del 100%. Il numero di utenti del sistema di trasporto è salito a 944 unità (nel 2009 erano 897).

<sup>6</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.

## Conferimenti pluriennali

La tavola 3.8 riassume le capacità di tipo pluriennale conferite (a ottobre 2010) presso i punti di entrata della RNG interconnessi con l'estero via gasdotto. Come previsto dalle disposizioni dell'Autorità, quest'anno sono state assegnate le capacità per i prossimi 5 anni termici a partire dal 2012-2013, complessivamente a 21 soggetti titolari di contratti di impor-

tazione pluriennali. La tavola riporta anche i dati relativi all'anno termico 2011-2012, con le capacità di tipo pluriennale conferite lo scorso anno. Nonostante l'attuale situazione politica in Libia, Snam Rete Gas indica in 31,6 M(m<sup>3</sup>)/giorno la capacità conferibile a Gela dal prossimo anno termico, in linea con il programma dei potenziamenti sul Greenstream che ne prevedeva l'ampliamento dagli attuali 29,2 M(m<sup>3</sup>)/giorno a partire da ottobre 2011.

TAV. 3.8

Conferimenti ai punti di entrata della RNG interconnessi con l'estero via gasdotto per gli anni termici dal 2011-2012 al 2016-2017

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

ANNO TERMICO	PUNTI DI ENTRATA					
	TARVISIO	MAZARA DEL VALLO	PASSO GRIES	GELA	GORIZIA	CAVARZERE
<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	90,9	86,7	48,8	21,9	0,0	26,4
Capacità disponibile	16,1	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	86,7	45,1	21,9	0,0	26,4
Capacità disponibile	25,0	12,3	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	59,0	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
<b>2016-2017</b>						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,0	31,6	2,0	26,4
Capacità conferita	80,5	83,9	7,3	21,9	0,0	21,0
Capacità disponibile	26,5	15,1	51,7	9,7	2,0	5,4

Fonte: Snam Rete Gas.

Come si vede nella tavola, nell'arco dei sei anni considerati la capacità conferibile resta invariata, mentre quella non conferita raddoppia, per effetto del progressivo liberarsi di spazio a Passo Gries, specialmente dal 2014-2015 (anno in cui si osserva un aumento di 24 M(m<sup>3</sup>)/giorno), a Tarvisio, dove dall'anno termico 2013-2014 la capacità aumenterà di 9 M(m<sup>3</sup>)/giorno, e a Cavarzere dal 2014-2015. L'anno termico 2013-2014, infatti, è l'ultimo dei cinque anni per i quali la capacità esclusa dalla riserva dell'accesso ai terzi per il terminale di Rovigo,

pari a 5,4 M(m<sup>3</sup>)/giorno, è riservata per legge all'operatore del terminale. Un aumento di 3 M(m<sup>3</sup>)/giorno si osserva anche su Mazara del Vallo, a partire dall'ultimo anno termico.

## Stoccaggio

In Italia sono attivi 10 campi di stoccaggio, tutti realizzati in corrispondenza di giacimenti a gas esauriti. Otto di questi campi (Brugherio, Cortemaggiore, Sergnano, Minerbio, Ripalta,

Sabbioncello, Settala e Fiume Treste) sono gestiti dalla società Stogit e i rimanenti (Collalto e Cellino) dalla società Edison Stoccaggio.

Per l'anno termico 2010-2011 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 14,7 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.

	PJ	M(m <sup>3</sup> ) STANDARD <sup>(A)</sup>
Spazio per lo stoccaggio strategico	200,9	5.100
Spazio per i servizi di modulazione, stoccaggio minerario e bilanciamento operativo della rete di trasporto	379,5	9.646
<b>TOTALE</b>	<b>580,4</b>	<b>14.747</b>
Disponibilità giornaliera di punta per stoccaggio minerario, di modulazione e bilanciamento operativo della rete di trasporto a fine stagione di erogazione	6,0 PJ/giorno	153 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.

TAV. 3.9

Disponibilità  
di stoccaggio in Italia  
nell'anno termico  
2010-2011

I risultati del conferimento effettuato dalle imprese di stoccaggio per l'anno termico 2010-2011 sono riportati nella tavola 3.10. In termini di spazio per riserva attiva, le capacità conferite da Stogit per l'anno termico 2010-2011 hanno raggiunto circa 14,2 G(m<sup>3</sup>), equivalenti a 560,7 milioni di GJ, considerando un Potere calorifico superiore (PCS) pari a 39,4 MJ/m<sup>3</sup> standard. Rispetto all'anno termico 2009-2010, tenuto conto degli incrementi di capacità intervenuti nel corso dello stesso anno, lo spazio reso disponibile è aumentato di circa 0,3 G(m<sup>3</sup>). Dei 14,2 G(m<sup>3</sup>) messi a disposizione da Stogit, 9,1 (pari a circa 357 milioni di GJ) sono stati riservati ai servizi di modulazione e minerario, 0,17 (pari a circa 7 milioni di GJ) al bilanciamento operativo della rete di trasporto e 5,0 (pari a poco meno di 200 milioni di GJ) alla riserva strategica.

Nel complesso, nell'anno termico 2010-2011 Stogit ha stipula-

to contratti per i servizi di stoccaggio con 76 operatori: 59 utenti del servizio di modulazione (dei quali 6 hanno utilizzato anche il servizio minerario, 29 quello strategico) e 3 utenti del servizio per il bilanciamento operativo delle imprese di trasporto; 5 utenti hanno sottoscritto contratti per il servizio di stoccaggio strategico senza avere sottoscritto contratti per il servizio di modulazione; 35 soggetti, dei quali 32 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). I volumi movimentati (movimentato fisico) dal complesso degli stoccaggi Stogit a marzo 2011 sono risultati pari a circa 15 G(m<sup>3</sup>), di cui 7,1 in erogazione e 7,9 in iniezione.

Le capacità di spazio per riserva attiva messe a disposizione da Edison Stoccaggio nell'anno termico 2010-2011 sono ammon-

tate a circa 0,4 G(m<sup>3</sup>). In tutto gli utenti del sistema di stoccaggio Edison sono stati 17: 16 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 2008-2009		ANNO TERMICO 2009-2010	
	NUMERO OPERATORI	CAPACITÀ (GJ) <sup>(A)</sup>	NUMERO OPERATORI	CAPACITÀ (GJ) <sup>(A)</sup>
Stogit	54	350.345.000	62	363.898.000
Edison Stoccaggio	15	13.067.179		15.640.000

(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.

Per i prossimi anni è previsto un incremento della capacità di stoccaggio: un contributo di 915 M(m<sup>3</sup>) è atteso dal nuovo campo di stoccaggio di San Potito e Cotignola, del quale nel corso del 2010 sono stati avviati i lavori di realizzazione a seguito del rilascio della concessione dal ministero a Edison Stoccaggio, avvenuta nel 2009.

Inoltre, con il decreto 31 gennaio 2011 il ministero ha accettato il piano con il quale Eni, ai sensi del decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 130, si impegna a realizzare, tramite la società Stogit, una capacità complessiva pari a 4 G(m<sup>3</sup>) entro l'1 settembre 2015. In ragione del fatto che una parte dei progetti oggetto del piano era già in fase di sviluppo o di sperimentazione prima della sua accettazione, lo sviluppo atteso delle

capacità di stoccaggio del sistema Stogit rispetto alle capacità conferite nell'anno termico 2010-2011, è stimabile in 3,1 G(m<sup>3</sup>). Dei 4 G(m<sup>3</sup>) complessivi oggetto del piano, circa 1,72 G(m<sup>3</sup>) sono stati resi disponibili per i conferimenti nell'anno termico 2011-2012.

## Istanze di concessione per nuovi stoccaggi

Nella tavola 3.11 è riportato lo stato attuale delle istanze di concessione per nuovi siti di stoccaggio da parte del Ministero dello sviluppo economico, tutti da realizzare in giacimenti di gas esauriti tranne che nel caso di Rivara, dove è prevista la costituzione di un sito acquifero in unità litologiche profonde.

## TAV. 3.11

**Istanze di concessione di stoccaggio a marzo 2010**

PROGETTO	SOCIETÀ	WORKING GAS M(m <sup>3</sup> )	PUNTA M(m <sup>3</sup> )/giorno	SITUAZIONE
Cugno Le Macine (MT)	Geogastock (Avelar Energy 100%)	700	8	In istanza di concessione; VIA positiva con prescrizioni (febbraio 2009); Conferenza dei servizi in corso (febbraio 2010); nulla osta di fattibilità (aprile 2010).
Serra Pizzuta (MT)	Geogastock (Avelar Energy 100%)	100	0,7	In istanza di concessione; VIA positiva con prescrizioni (febbraio 2009); Conferenza dei servizi in corso (febbraio 2010); nulla osta di fattibilità (aprile 2010).
Sinarca (CB)	Gas Plus Storage (60%), Edison Stoccaggio (40%)	324	3,2	In istanza di concessione; VIA positiva con prescrizioni (novembre 2008); avvio Conferenza dei servizi (maggio 2010); avviato dal Comitato regionale tecnico l'esame della normativa "Seveso" (luglio 2010).