

3. Struttura, prezzi e qualità nel settore del gas

PAGINA BIANCA

Domanda e offerta di gas naturale nel 2005

L'evoluzione della domanda e dell'offerta di gas naturale nel corso del 2005, descritta nel Capitolo 1, ha evidenziato le principali caratteristiche dello sviluppo di questa fonte di energia nel più generale contesto dello sviluppo energetico del paese, utilizzando lo strumento del bilancio energetico nazionale. In questo Capitolo, espressamente dedicato al gas naturale, si offre un maggiore dettaglio su tale settore attraverso lo strumento del bilancio degli operatori, riportato nella tavola 3.1. Esso è costruito a partire dai dati forniti dagli operatori stessi nell'ambito dell'indagine annuale che l'Autorità per l'energia elettrica e il gas svolge sui mercati regolati; per tale motivo i dati complessivi (rappresentati nell'ultima colonna della tavola 3.1) differiscono da quelli, pure provvisori, diffusi dal Ministero delle attività produttive e utilizzati nel Capitolo 1. Le differenze sono dovute in parte all'incompleta copertura, nell'indagine dell'Autorità, della totalità del mercato e in parte alle diverse modalità di rilevazione adottate nei due *dataset*.

Come negli anni passati, la sua struttura è disegnata per evidenziare le caratteristiche essenziali delle attività delle diverse categorie di operatori nei principali comparti della filiera: dagli ap-

provigionamenti, ai trasferimenti interni, alle vendite sul mercato finale¹. Le categorie di operatori sono state suddivise per tipo di attività prevalente (grossista o venditore²) e per dimensione. Diversamente dagli scorsi anni, la categoria dei grossisti con vendite intermedie e finali minori di 1 G(m³) è stata ulteriormente suddivisa in due categorie per evidenziare meglio la tipologia di attività dei grossisti più piccoli, quelli con transazioni inferiori a 100.000 M(m³); inoltre sono state evidenziate in un'apposita riga le transazioni svolte al Punto di scambio virtuale (PSV), che hanno consolidato la loro presenza sul mercato del gas, gli acquisti alla frontiera e il gas *release*.

La composizione degli operatori all'interno delle categorie è significativamente cambiata dallo scorso anno. Si evidenzia il passaggio della società Edison Spa alla seconda delle categorie dei grossisti con vendite intermedie e finali superiori a 10 G(m³), assieme a Enel Trade. La terza classe con vendite complessive tra 1 e 10 G(m³) si è arricchita di tre nuovi operatori (Gaz de France, Gas Natural Vendita Italia Spa e Dalmine Energie Spa), precedentemente collocati nella classe inferiore. Nel complesso, il grado di concen-

¹ Per una corretta lettura del bilancio per righe e colonne valgono le stesse considerazioni fatte per il settore elettrico. La colonna "totale" ricalca in maggiore dettaglio strutturale la colonna del gas naturale del bilancio energetico nazionale. Le colonne delle varie categorie di operatori invece non obbediscono alle normali regole di bilancio, dato che l'aggregazione su più operatori comporta l'inclusione delle rivendite nelle transazioni tra gli operatori.

² Sono convenzionalmente classificati come venditori gli operatori che effettuano sul mercato finale oltre il 95% delle loro vendite e/o autoconsumi. Gli altri operatori sono classificati come grossisti.

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 3.1

**Bilancio del gas naturale
2005
G(m³)**

		GROSSISTI				VENDITORI				TOTALE
	Eni	> 10 G(m³)	1 - 10 G(m³)	0,1 - 1 G(m³)	< 0,1 G(m³)	> 1 G(m³)	0,1 - 1 G(m³)	< 0,1 G(m³)		
Produzione nazionale netta	9,6	0,9	0,0	0,6	0,3	0,0	0,0	0,0	11,5	
Importazioni nette ^(A)	47,2	16,0	7,5	1,8	0,1	0,0	0,0	0,0	72,6	
di cui vendite Eni oltre frontiera	0,0	1,5	4,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,9	
Prelievi netti da stoccaggi	1,0	0,1	0,0	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	1,1	
- stoccaggi al 31 dicembre 2004	2,5	1,4	0,8	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	5,3	
- stoccaggi al 31 dicembre 2005	1,5	1,3	0,8	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	4,2	
Acquisti da operatori nazionali	1,1	9,9	6,5	8,3	0,7	9,5	12,1	4,4	52,4	
da Eni	0,0	8,0	1,9	2,4	0,2	2,1	5,6	1,8	22,0	
- di cui gas release	0,0	0,2	0,4	0,9	0,2	0,0	0,0	0,0	1,7	
da Enel	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	5,1	0,9	0,1	6,5	
da Edison	0,1	0,8	1,4	0,7	0,0	0,1	2,0	0,5	5,5	
da altri	0,9	1,1	2,8	5,2	0,4	2,2	3,7	2,0	18,4	
di cui acquisti alla frontiera ^(B)	0,0	0,5	1,5	2,1	0,3	0,0	0,1	0,1	4,6	
di cui acquisti al PSV	0,0	0,4	0,6	1,0	0,1	0,0	0,1	0,1	2,2	
Cessioni ad altri operatori	22,1	12,4	8,5	8,3	0,6	0,1	0,0	0,0	52,1	
di cui vendite al PSV	0,1	0,3	0,7	1,0	0,1	0,0	0,0	0,0	2,0	
Trasferimenti netti ^(C)	-21,5	-2,2	-2,0	0,3	-0,2	8,5	11,9	4,6	-0,8	
Consumi e perdite ^(D)	0,4	0,2	0,1	0,1	0,0	0,1	0,1	0,0	1,0	
Vendite e autoconsumi finali	35,9	14,6	5,5	2,5	0,2	8,4	11,8	4,5	83,4	
Generazione elettrica	15,8	14,6	2,3	0,0	0,0	0,3	0,4	0,1	33,5	
Domestico, commercio e industria	20,1	0,0	3,2	2,4	0,1	8,1	11,4	4,4	49,8	
Mercato tutelato	6,5	0,0	0,6	1,2	0,0	5,3	8,3	3,2	25,1	
<5.000 m³	4,1	0,0	0,4	0,8	0,0	3,5	5,9	2,2	16,9	
5.000-200.000 m³	2,3	0,0	0,2	0,4	0,0	1,5	2,2	0,9	7,4	
>200.000 m³	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,4	0,3	0,1	0,8	
Mercato libero	29,4	14,6	4,9	1,3	0,1	3,1	3,5	1,3	58,2	
<5.000 m³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,4	
5.000-200.000 m³	0,2	0,0	0,0	0,1	0,0	0,4	0,6	0,3	1,7	
>200.000 m³	29,2	14,6	4,8	1,1	0,1	2,6	2,8	0,9	56,2	

A) Le importazioni sono al netto delle esportazioni.

B) Include gas release.

C) Il valore non nullo dei trasferimenti netti totali è dovuto alla copertura incompleta degli operatori e a imprecisioni nelle risposte.

D) Consumi e perdite stimati in base ai consumi e perdite totali pubblicati dal Ministero delle attività produttive in proporzione alla produzione, all'importazione, allo stoccaggio e agli acquisti interni.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori e su dati Ministero delle attività produttive.

trazione nel mercato all'ingrosso è tuttavia diminuito (come si vedrà più avanti nel Capitolo), grazie al forte aumento del numero complessivo di grossisti con vendite medie molto ridotte. Il più importante cambiamento tra i venditori riguarda l'incorporazione di Italgas Più Spa in Eni Spa – Divisione Gas & Power, sostituito da E.On Vendita Srl quale nuovo membro della classe con vendite maggiori di 1 G(m³).

Il calo della produzione nazionale è stato molto meno importante

per Eni che per gli altri operatori (5% contro 25%) a riconferma della crescente flessibilità a disposizione di Eni per rispettare i tetti imposti dal decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164. La minore severità dei tetti probabilmente spiega anche l'aumento delle importazioni nette di Eni, di 5,6 G(m³) a fronte di una sostanziale parità degli altri operatori. Va comunque evidenziato che quasi 2 G(m³) sono poi stati ceduti come gas release. I nuovi approvvigionamenti dalla Libia, aumentati di 3,3 G(m³) rispetto al 2004, han-

no contribuito ad aumentare la disponibilità di gas di Edison e di Energia Spa allentando la pressione sulle vendite di Eni oltre frontiera che sono nel complesso calate di 0,8 G(m³) rispetto al 2004. Le importazioni libiche hanno inoltre potenziato enormemente la disponibilità di gas da parte di Gaz de France. Si sono invece azzerate le importazioni effettuate dai venditori che nel 2004 erano state pari a circa 1 G(m³), ciò essenzialmente a causa del passaggio di Gaz de France da venditore a grossista.

Nessun operatore ha esportato gas a eccezione di Eni, che ha riesportato gas sul contratto algerino con la Slovenia, e di Estgas Spa, che ha venduto quantità minime attraverso la frontiera slovena. Eni ha notevolmente potenziato le sue vendite in Europa, anche utilizzando gas che non può vendere in Italia, in virtù dei tetti *antitrust*. Inoltre, Edison ed Enel Trade svolgono attività di *trading* in altri paesi europei, ma tale fenomeno non viene rilevato dall'indagine annuale dell'Autorità che ha per oggetto unicamente le attività svolte sul territorio nazionale; appare invece intensa l'attività di *trader* esteri in Italia.

I prelievi dalle scorte nel 2005 sono stati notoriamente superiori alla media, soprattutto per via del freddo anticipato della stagione invernale 2005-2006. Tuttavia, la forte riduzione del gas in stoccaggio al 31 dicembre 2005 rispetto al 31 dicembre 2004, di circa 1 G(m³), a fronte di una sostanziale parità nel periodo annuale precedente, riflette anche l'utilizzo di gas per la generazione di energia elettrica finalizzata all'esportazione sui mercati europei negli ultimi due mesi dell'anno. Tutte le categorie di grossisti tranne una hanno ridotto le scorte rispetto all'inizio dell'anno. Tuttavia, in confronto alla disponibilità di gas, la riduzione è stata di gran lunga maggiore per Eni (1,7% della disponibilità totale contro lo 0,2% per i grossisti diversi da Eni). I venditori invece non hanno né immesso né prelevato dalle scorte.

Le più manifeste variazioni nella struttura degli acquisti da operatori nazionali avvenute tra il 2004 e il 2005 sono dovute all'incorporazione di Italgas Più in Eni e alla riclassificazione di Edison. È inoltre evidente un forte aumento degli acquisti da "Altri operatori", passati da 11,3 a 18,4 G(m³), che trova una spiegazione nelle rivendite di gas acquistato da questi operatori al PSV, alla frontiera e nella gas *release*.

I trasferimenti di gas tra gli operatori includono, com'è noto, le rivendite. A tal proposito risulta interessante calcolare un "tasso complessivo di rivendita", definito come rapporto tra gas nella disponibilità dell'operatore (prodotto, importato, prelevato da stoc-

caggi e acquistato da altri operatori) e gas venduto sul mercato finale che riflette il numero di volte che il gas viene collocato presso intermediari prima di essere venduto sul mercato finale. Mentre per i venditori questo valore non può che essere prossimo a 1, è invece significativo il valore piuttosto elevato che il rapporto raggiunge per i grossisti in relazione inversa alla loro dimensione. Il tasso complessivo di rivendita risulta infatti pari a 1,6 per l'Eni; 1,8 per i grossisti con vendite maggiori di 10 G(m³); 2,6 per i grossisti con vendite comprese tra 1 e 10 G(m³); 4,3 per i grossisti con vendite comprese tra 0,1 e 1 G(m³); 6,9 per i grossisti con vendite inferiori a 0,1 G(m³).

I trasferimenti al netto delle rivendite sono sostanzialmente allineati a quelli dell'anno precedente, tenuto conto dell'assorbimento di Italgas Più e dello spostamento di Edison nella classe superiore. I trasferimenti netti sono negativi per le prime tre classi di grossisti che riforniscono sia i venditori, sia i grossisti di minore dimensione. I consumi e le perdite delle varie classi di operatori sono stimati in base all'effettivo trasferimento di gas nelle reti nazionali. Dedotti i trasferimenti netti, i consumi e le perdite dagli approvvigionamenti totali (produzione, importazione netta e prelievo da stoccaggi) si ottengono le vendite finali.

Secondo i dati provvisori del Ministero delle attività produttive, nel 2005 il fabbisogno di gas è cresciuto del 7,4% rispetto allo scorso anno, passando da 79,3 a 85,2 G(m³). L'ampiezza di tale incremento ha permesso alle vendite di Eni di crescere ulteriormente, senza incorrere nei tetti alle forniture. I dati disponibili non indicano significative variazioni nella distribuzione delle vendite tra mercato libero e tutelato, rispetto alla situazione vigente nel 2004: complessivamente il mercato libero rappresenta il 70% circa delle vendite e degli autoconsumi finali. Nella classe di vendite comprese tra 5.000 e 200.000 m³ l'incidenza del mercato libero è aumentata dal 12,5% al 18,3%. Rimane invece essenzialmente stabile a 99% circa l'incidenza nella classe con consumi oltre 200.000 m³, mentre appare in calo (da 3,2% a 2,2%) nella classe con consumi inferiori a 5.000 m³, diminuzione che tuttavia rientra nell'errore di misurazione. Infine, anche nel 2005 permane la netta prevalenza dei grossisti quali fornitori del mercato libero: l'86,4% del gas venduto su tale mercato è fornito infatti dai grossisti mentre la quota dei venditori è solo del 13,6%. Al contrario, il mercato tutelato risulta servito al 67% dai venditori e solo al 33% dai grossisti. La quota dei venditori si è quest'anno ridotta a seguito dell'incorporazione di Italgas Più in Eni.

Mercato e concorrenza

Struttura dell'offerta di gas

Produzione nazionale

La produzione nazionale ha seguito l'andamento decrescente degli scorsi anni. Come prospettato dal Ministero delle attività produttive (si vedano le precedenti *Relazioni Annuali*), nel 2005 la produzione si è attestata a 11.977 G(m³), diminuendo di ulteriori 7,6 punti percentuali rispetto al 2004, e rappresentando poco meno del 14% sul totale dei consumi, rispetto al 16% dello scorso anno.

Nella figura 3.1 sono riportate la curva storica della produzione

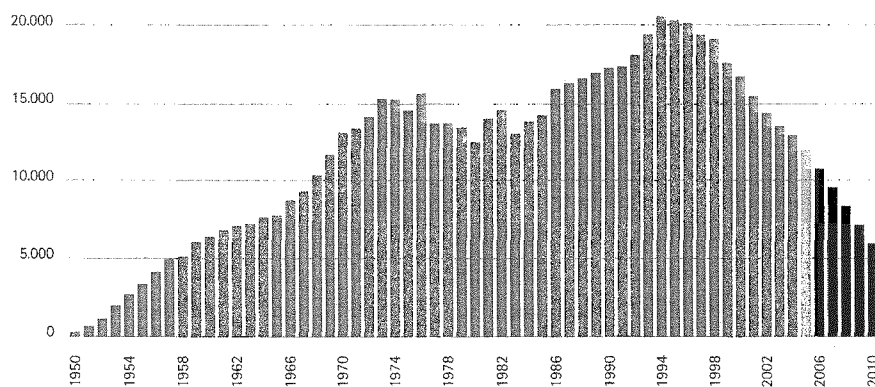
nazionale e la produzione prevista sino al 2010.

In base ai risultati provvisori della consueta indagine annuale sui settori dell'energia elettrica e del gas svolta dall'Autorità, il segmento della produzione di gas naturale in Italia è dominato da Eni che possiede la quota di produzione nazionale maggioritaria e di gran lunga superiore ai suoi concorrenti (84,1%). In questa fase della filiera, nel 2005, soltanto altre tre società, Edison, Shell Italia E&P e Gas Plus Italiana Spa hanno raggiunto una quota prossima o superiore al 2% (Tav. 3.2).

FIG. 3.1

Andamento della produzione nazionale di gas naturale dal 1950

M(m³); valori storici dal 1950 al 2004; preconsuntivo 2005 e previsioni dal 2006 al 2010



Fonte: Ministero delle attività produttive.

TAV. 3.2

Produzione di gas naturale in Italia nel 2005

SOCIETÀ	G(m ³)	QUOTA %
Eni	9.644	84,1
Edison	902	7,9
Shell Italia E&P	364	3,2
Gas Plus Italiana	232	2,0
Edison Stoccaggio	24	0,2
Altri	301	2,6
TOTALE	11.467	100,0

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Importazioni

La dipendenza dell'Italia dalle importazioni aumenta sensibilmente di anno in anno. Nel 2005 è stato importato circa l'8,2% di gas in più rispetto al 2004, complessivamente poco più dell'85% dei consumi (Fig. 3.2).

Le principali fonti di approvvigionamento via gasdotto, entrambe extracomunitarie, sono la Russia e l'Algeria. La figura 3.3 riporta la ripartizione dei volumi di gas di importazione in base alla provenienza. Quest'anno il primato di volumi di gas importati spetta all'Algeria, con una quota superiore al 37% del totale importato, in larga parte via gasdotto (punto di entrata della rete nazionale di Mazara del Vallo), e in misura minore via nave, rigassificato presso

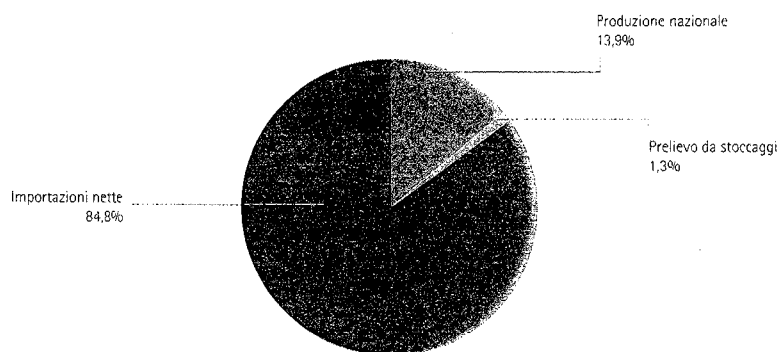
l'impianto di Panigaglia. Seguono le importazioni dalla Russia (32%) che arrivano in Italia via gasdotto attraverso i punti di entrata della rete nazionale di Tarvisio e Gorizia.

Le importazioni dai paesi del Nord Europa rappresentano in totale circa il 23,2%: si tratta principalmente di arrivi dai Paesi Bassi (10,9%) e dalla Norvegia (7,8%), che giungono in Italia presso il punto di entrata della rete nazionale di Passo Gries (confine svizzero). Infine vi sono le importazioni dalla Libia (punto di entrata di Gela in Sicilia), ancora in fase di *build up*, e da altri paesi non appartenenti all'Unione europea (in tutto 7,6%).

Presso il terminale di rigassificazione di Panigaglia, in Liguria, nel 2005 sono stati rigassificati e immessi in rete circa il 3,4% dei volumi di importazione.

FIG. 3.2

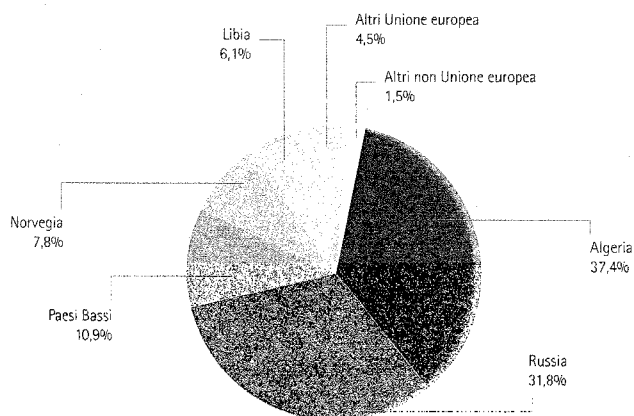
Immissioni in rete nel 2005 Valori percentuali



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Ministero delle attività produttive.

FIG. 3.3

Importazioni di gas nel 2005 secondo la provenienza Valori percentuali



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Ministero delle attività produttive.

L'attività di approvvigionamento è ancora oggi effettuata in larga parte attraverso contratti pluriennali di tipo *take or pay*. Le elaborazioni realizzate sulla base dei dati forniti dagli operatori nell'ambito dell'indagine dell'Autorità, evidenziano nel 2005 la dipendenza dell'Italia da accordi contrattuali per l'acquisto di gas ultra decennali, *in primis* dai contratti storici stipulati da Eni, nello scorso decennio e in alcuni casi risalenti ai primi anni Ottanta e alla fine degli anni Settanta, con i produttori del Mare del Nord, con la Russia e con l'Algeria.

La figura 3.4 mostra la ripartizione dei contratti di importazione attivi, secondo la durata intera, considerando i volumi contrattualizzati per l'anno solare 2005 (*Annual Contract Quantity 2005*); in essa emerge la rilevanza dei contratti di durata ultra trentennale, i quali pesano poco meno del 50% sul totale dei volumi contrattua-

lizzati, seguiti dai contratti di durata compresa nelle classi tra 20 e 25 anni e tra 15 e 20 anni, i quali rappresentano nel complesso poco più del 33% del totale. I contratti *spot*, intesi come quelli di durata inferiore o uguale a un anno, seppur numerosi (oltre 180 contratti, comprese le scariche *spot* di GNL presso Panigaglia), rappresentano poco meno del 5% del totale dei volumi contrattualizzati, dal momento che riguardano volumi di gas esigui.

Considerando la durata residua nel 2005 dei medesimi contratti (Fig. 3.5), si osserva come non siano più presenti le classi di contratti superiori a 25 anni. La classe maggiormente rappresentata, in termini di volumi complessivamente contrattualizzati, è quella compresa tra 10 e 15 anni, che comprende i contratti di importazione dall'Algeria, via gasdotto e via GNL.

FIG. 3.4

**Struttura dei contratti
(annuali e pluriennali)
attivi nel 2005, secondo
la durata intera**

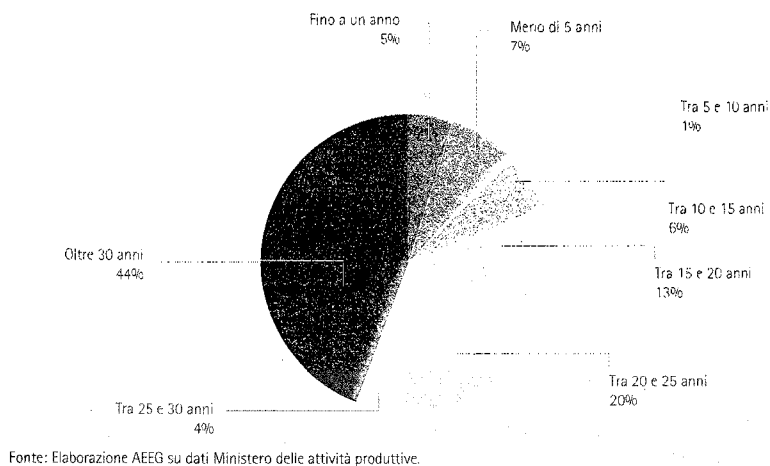
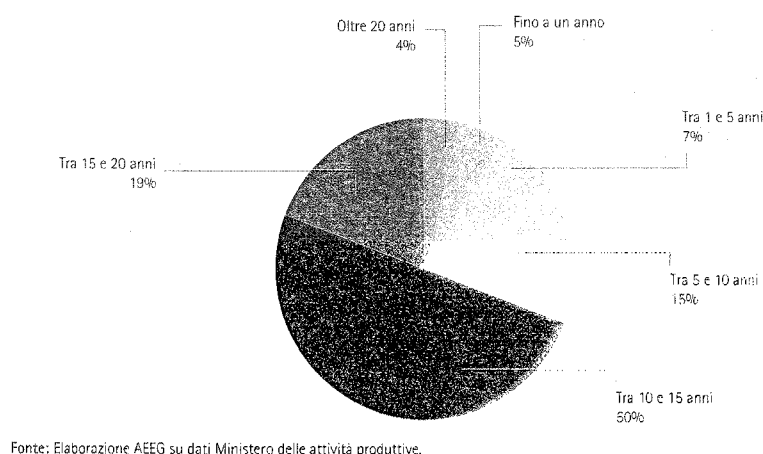


FIG. 3.5

**Struttura dei contratti
(annuali e pluriennali)
attivi nel 2005, secondo
la durata residua**



**Emergenza gas 2006:
i fatti principali**

Il 19 dicembre 2005, il Comitato di emergenza e monitoraggio del sistema gas (istituito nel settembre 2001 con decreto del Ministero delle attività produttive) ha dichiarato la situazione di emergenza del sistema gas, a fronte dello svaso anormale degli stoccaggi.

Oltre a una generale insufficienza della situazione infrastrutturale, con particolare riferimento all'importazione e allo stoccaggio, l'emergenza era dovuta:

- alle condizioni climatiche di freddo eccezionali (inverno complessivamente più freddo della media degli ultimi venti anni) che hanno caratterizzato lo scorso inverno, con conseguente maggiore domanda per riscaldamento (+3 miliardi di m³ circa a fine inverno);
- all'incremento contemporaneo della domanda del settore termoelettrico (+13% nel 2005), principalmente legato alle nuove centrali a gas;
- alla riduzione delle importazioni, per complessivi 190 M(m³), in particolare dalla Russia, che ha dovuto far fronte anch'essa all'ondata di freddo che ha colpito l'area dell'Est europeo e alla crisi con l'Ucraina instauratasi a partire dai primi giorni del gennaio 2006.

In base alla procedura di emergenza per far fronte alla mancata copertura del fabbisogno di gas naturale in caso di eventi climatici sfavorevoli, aggiornata con decreto ministeriale del 12 dicembre 2005, è stata attivata la prima fase, di sorveglianza del sistema da parte degli operatori delle infrastrutture, in *primis* da parte della società Snam Rete Gas Spa, operatore maggiore del trasporto, che ha i maggiori compiti di monitoraggio del sistema e di coordinamento con gli altri operatori. Dieci giorni dopo, si è passati alla fase 1 della procedura che prevede, in un crescendo di misure atte a fronteggiare l'emergenza, l'obbligo per gli operatori di massimizzare le importazioni e la produzione nazionale.

Proseguendo l'emergenza climatica e in concomitanza con nuove riduzioni della fornitura dalla Russia per l'ondata di gelo, nel mese di gennaio il Comitato ha programmato il passaggio alle successive due fasi della procedura di emergenza, che prevedono l'interruzione dei clienti con contratto di fornitura interrompibile (disposta dal 23 gennaio 2006) e il passaggio a olio combustibile degli impianti industriali e termoelettrici *dual fuel* (ancora senza deroghe ambientali), con avvio il 19 gennaio.

Il 19 gennaio 2006, in una riunione straordinaria del Comitato di emergenza presieduta dal Ministro delle attività produttive sono state decise ulteriori misure (sino alla fase 5, l'ultima della procedura) atte a ridurre in tempi brevi la domanda giornaliera di gas nazionale al fine di ottenere il risparmio complessivo di circa 1 G(m³) di gas in due mesi ed evitare situazioni di crisi nella seconda metà del mese di febbraio e oltre.

Tra gli interventi disposti vi sono stati:

- l'incentivazione dell'offerta di ulteriore interrompibilità volontaria della domanda da parte del settore industriale;
- il decreto del Ministro delle attività produttive con norme transitorie per le temperature dell'aria negli ambienti e per la durata massima giornaliera per il periodo 1 febbraio – 28 febbraio 2006 (stimando che un grado centigrado in meno delle temperature nell'arco di una giornata sull'intero territorio nazionale comporti un risparmio teorico massimo di 11 M(m³) di gas per giorno);
- deroghe ambientali per aumentare l'impiego dell'olio combustibile in centrali termoelettriche fino al 31 marzo 2006;
- direttive a: produttori elettrici con obblighi di esercizio degli impianti termoelettrici a olio combustibile; produttori per l'incremento della produzione nazionale di gas oltre i limiti operativi normali; impresa maggiore di

stoccaggio (Stogit Spa), per la gestione e l'impiego degli stoccaggi dopo l'inizio dell'utilizzo della riserva strategica anche mediante temporanea riduzione della pressione di parti della rete di trasporto.

Le misure adottate hanno differito l'utilizzo dello stoccaggio strategico alla metà di febbraio 2006. Il Comitato ha inoltre predisposto misure di emergenza da attivare in caso di crisi del sistema del gas naturale indotta da eventi esogeni (interruzione delle forniture da un paese estero, incidente grave agli impianti, picco di freddo eccezionale a marzo), atte a consentire di ridurre in modo significativo con breve preavviso eventuali picchi eccezionali di domanda dagli stoccaggi, prevedendo: blocco temporaneo delle esportazioni di energia elettrica con massimizzazione obbligatoria delle importazioni, esclusione temporanea dalla rete di grandi utilizzatori di gas non sensibili. Non vi è stata necessità di ricorrere a tali misure.

Rientrando l'allarme, il 22 febbraio 2006 sono state sospese le interruzioni delle forniture ai

clienti con contratto interrompibile e un mese dopo, il 22 marzo 2006, in una riunione del Comitato presieduta dal Ministro delle attività produttive a seguito della valutazione della situazione è stata dichiarata la fine dell'emergenza del sistema del gas naturale e si è definito il piano procedurale per il ritorno a condizioni di normalità, con il rientro nel regime normale per gli impianti termoelettrici *dual fuel* (dal 27 marzo) e la ricostituzione degli stoccaggi con precedenza per la riserva strategica.

La tavola 3.3 mostra l'efficacia delle misure adottate nel periodo dell'emergenza, così come valutate dal Comitato.

Le ragioni dell'emergenza non sono in realtà da ricercare solo nelle cause contingenti derivanti dalla casualità di un inverno particolarmente rigido, ma ancora prima in cause "strutturali" più profonde, legate principalmente alla carenza di infrastrutture sul territorio nazionale e di importazione, come tante volte segnalato dall'Autorità (si veda il riquadro nel secondo volume di questa *Relazione Annuale*).

TAV. 3.3

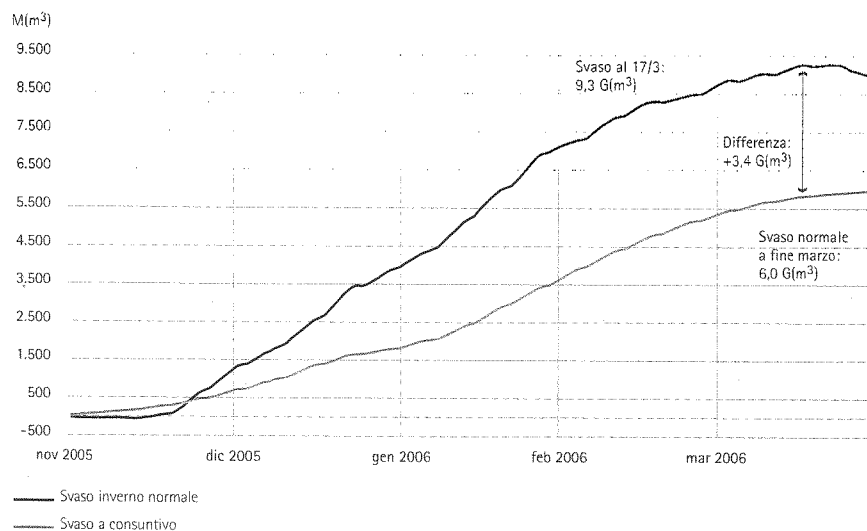
Misure adottate per l'emergenza 2006

MISURE ADOTTATE	VOLUMI DI GAS RISPARIATI
Massimizzazione importazione e produzione nazionale (dal 24/12/05) compresa la riduzione del gas russo	850
Interrompibilità contrattuale (dal 23/1/06 al 22/2/06)	110
Interrompibilità <i>dual fuel</i> senza deroghe (dal 27/1/06 al 27/3/06)	180
Interrompibilità <i>dual fuel</i> con deroghe e massimizzazione olio combustibile (dal 27/1/06 al 27/3/06)	735
Contenimento consumi civili (dal 1/2/06 al 28/2/06)	220
TOTALE	2.095

Fonte: Dati e stime del Ministero delle attività produttive.

FIG. 3.6

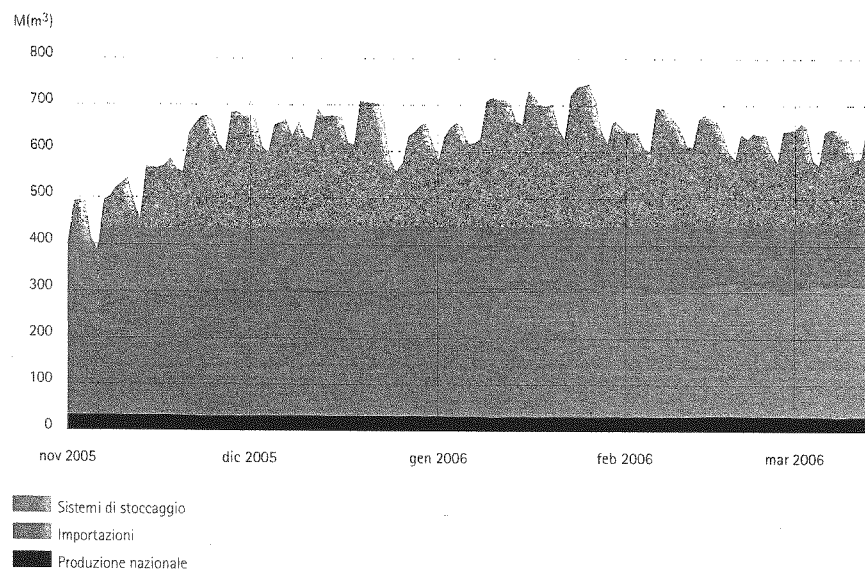
Svaso del sistema
degli stoccaggi nell'inverno
2005-2006



Fonte: Ministero delle attività produttive.

FIG. 3.7

Copertura della domanda
di gas nell'inverno
2005-2006



Fonte: Elaborazione AEEG su dati AIE.

Autorizzazioni all'importazione

Come disposto dal decreto legislativo n. 164/00, l'attività di importazione è libera per quanto riguarda il gas prodotto nei paesi dell'Unione europea, soggetta ad autorizzazione ministeriale per quanto concerne le importazioni extracomunitarie. Con riferimento alla situazione delle autorizzazioni all'importazione illustrata in maniera esaustiva nella *Relazione Annuale* del 2004, nel 2005 il Ministero delle attività produttive ha complessivamente accordato ulteriori 27 autorizzazioni all'importazione da paesi extra europei, di cui 21 autorizzazioni per importazioni inferiori a un anno (*spot*) e 6 per importazioni pluriennali. Le comunicazioni di importazioni intracomunitarie nel 2005 sono state 45³.

Sviluppo delle infrastrutture di importazione

Nelle tavole 3.4 e 3.5 è illustrato un aggiornamento (al marzo 2006) delle infrastrutture di importazione via gasdotto, rispetto al quadro presentato lo scorso anno, riguardante i potenziamenti di infrastrutture esistenti e nuovi progetti.

Per quanto riguarda i gasdotti in fase di progetto:

- per il progetto IGI, interconnessione Italia-Grecia, lo scorso novembre 2005 è stato stipulato un accordo intergovernativo tra Italia e Grecia che prevede la realizzazione sia del tratto sottomarino (*offshore*), di collegamento tra la costa italiana nell'area di Otranto in Puglia e la costa greca (Stavrolimenas), sia di un tratto *onshore* che attraversa la Grecia sino a interconnettersi con la rete turca. Dalla Turchia, il sistema dovrebbe poi collegarsi con le aree di produzione del Mar Caspio. Il progetto è stato presentato da parte delle società Edison e Depa (operatore principale greco);
- per il Galsi, gasdotto di collegamento tra le produzioni algerine e l'Italia, con un tratto attraverso la Sardegna per la metrizzazione della quale sarebbero destinati circa 2-2,5 dei 10 G(m³) di capacità, è in corso lo studio di fattibilità;
- il progetto Interconnectirol, presentato dalla società SEL AG Spa, ha ottenuto il finanziamento da parte dell'Unione europea;
- il progetto TAP, *Trans Adriatic Pipeline*, presentato dalla società EGL Italia Spa, collegherebbe l'Italia alle produzioni medio-orientali o a interconnessioni con altri gasdotti di adduzione dalla Russia, prevedendo al contempo l'attraversamento e il rilascio di una quota di gas in Albania.

Infrastrutture del gas

Trasporto

La tavola 3.6 mostra i risultati del conferimento di capacità di trasporto di tipo continuo effettuati all'inizio dell'anno termico 2005-2006.

Rispetto alle capacità⁴ messe a disposizione nell'anno termico precedente, nell'anno termico 2005-2006 non si registrano signi-

ficative variazioni di capacità conferibile, a eccezione dei punti di Gela, che prosegue nella fase di *build up*, e di Gorizia che ha avuto un lieve aggiustamento in aumento (si ricorda che l'importazione presso il punto di Gorizia è un'operazione "virtuale", risultante dai minori volumi fisici in esportazione).

I risultati del conferimento per l'anno termico 2005-2006 mostra-

³ Si ricorda che i dati relativi alle istanze di autorizzazione all'importazione non indicano l'effettiva presenza di operatori nella fase di importazione di gas ma, più semplicemente, l'avvenuto espletamento delle formalità amministrative preliminari allo svolgimento dell'attività di importazione di gas naturale (disposizioni del decreto legislativo n. 164/00).

⁴ 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 ha valutato i massimi quantitativi 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.

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 3.4

Potenziamento
dei gasdotti esistenti

PROGETTO	CAPACITÀ NOMINALE POTENZIAMENTO G(m³)/ANNO	LUNGHEZZA (km)	DATA COMPLETA- MENTO STUDIO FATTIBILITÀ	AVVIO ITER ASSEGNA- ZIONE CAPACITÀ DI TRASPORTO	STIME MAP PREVISIONE INIZIO ESERCIZIO	NOTE
1) Potenziamento gasdotto Algeria-Italia via Tunisia (Mazara del Vallo): aumento della capacità di trasporto lungo il tratto in Tunisia	3,2	372	2002	2003 (sospeso) ripreso nel 2005	2008	La società TTPC, del gruppo Eni, ha avviato gara per un potenziamento parziale di 3,2 Gm³. Istruttoria AGCM in corso per abuso di posizione dominante
2) Potenziamento gasdotto TAG di importazione di gas naturale dalla Russia (Tarvisio) potenziamento TAG in Austria	3,3	380	2002	Iniziato nel 2005, più volte rinviato	2008	
3) Potenziamento gasdotto Libia-Italia (Gela)	2,0	516	n.d.	n.d.	n.d.	Possibile potenziamento mediante aumento centrali di spinta in Libia
4) Ulteriore potenziamento gasdotto Algeria-Italia via Tunisia (Mazara del Vallo): aumento della capacità di trasporto lungo il tratto tunisino del gasdotto	3,3	372	2002	n.d.	2011	Ulteriore potenziamento che potrebbe essere realizzato insieme al potenziamento di cui al punto 1
5) Ulteriore potenziamento TAG di importazione di gas naturale dalla Russia (Tarvisio) potenziamento TAG in Austria	3,2	380	2002	n.d.	2011	Ulteriore potenziamento che potrebbe essere realizzato insieme al potenziamento di cui al punto 2

Fonte: Ministero delle attività produttive

TAV. 3.5

Nuovi gasdotti in progetto

PROGETTO	CAPACITÀ NOMINALE G(m³)/ANNO	LUNGHEZZA (km)	DIAMETRO GASDOTTO (POLLICI)	DATA COMPLETA- MENTO STUDIO FATTIBILITÀ	STIME MAP PREVISIONE INIZIO ESERCIZIO	NOTE
Gasdotti in corso di progettazione						
Gasdotto IGI Interconnessione Grecia-Italia - tratto offshore	8/10	212	32"	2005	2010	Studio fase ingegneria in corso - ottenuto finanziamento regolamento TEN-E-projects, concluso Accordo con governo greco per la realizzazione. In corso procedimento per inserimento nella rete nazionale dei gasdotti
Gasdotti in fase di studio di fattibilità						
Nuovo gasdotto Algeria-Italia (Sardegna/Corsica)	10	2.000	36"	2005	n.d.	Studio fattibilità in corso
Progetto Interconnectirol (Bressanone-Innsbruck)	1/2	48	20"	2006	n.d.	Studio fattibilità in corso - ottenuto finanziamento regolamento TEN-E-projects
Progetto TAP TransAdriatic Pipeline (Albania /Italia)	10	421/500	32"	2007	n.d.	Studio fattibilità in corso - ottenuto finanziamento regolamento TEN-E-projects

Fonte: Ministero delle attività produttive.

TAV. 3.6

Capacità di trasporto di tipo continuo in Italia

M(m³) standard per giorno, se non altrimenti indicato; anno termico 2005-2006

PUNTO DI ENTRATA DELLA RETE NAZIONALE	CONFERIBILE	CONFERITA	DISPONIBILE	QUOTA CONFERITA/ CONFERIBILE
Passo Gries	57,5	57,5	0,0	100%
Tarvisio	88,3	84,1 ^(B)	4,2	95%
Mazara del Vallo	80,5	80,4	0,1	100%
Gorizia	2,0	0,86	1,1	43%
Gela ^(A)	22,8	22,8	0,0	100%
TOTALE	251,1	245,7	5,4	98%

A) Capacità disponibile a partire da gennaio 2006.

B) La capacità riportata nella tavola corrisponde alla capacità conferita a partire dal gennaio 2006.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Ministero delle attività produttive e Snam Rete Gas.

no come quasi interamente conferite le capacità di trasporto di tipo continuo presso i punti di entrata della rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto. All'inizio dell'anno termico, 26 soggetti hanno richiesto e ottenuto l'accesso presso questi punti, e le capacità richieste sono state interamente soddisfatte, in alcuni casi ricorrendo all'assegnazione di capacità interrompibile.

Non è riportato nella tavola il punto di entrata di Panigaglia, la cui capacità conferibile giornaliera, pari a 13 M(m³)/giorno, in base alle procedure attuali è assegnata all'operatore del terminale di Panigaglia, GNL Italia Spa, che immette il gas in rete per conto dei propri utenti della rigassificazione; ciò al fine di consentire un utilizzo efficiente della capacità di trasporto presso l'interconnessione con il terminale.

Conferimenti pluriennali

La tavola 3.7 riassume le capacità di tipo pluriennale conferite presso i punti di entrata della rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto. Come previsto dalle disposizioni dell'Autorità, quest'anno sono state assegnate le capacità per i prossimi cinque anni a partire dal 2007-2008. La tavola riporta anche l'anno termico 2006-2007, con le capacità di tipo pluriennale conferite lo scorso anno. I titolari di tale capacità sono in tutto 27 per i prossimi due anni (a esclusione di una quota di capacità, poco meno di 1 M(m³)/giorno, riservata alla stessa Snam Rete Gas presso Passo Gries per lo svolgimento del servizio di trasporto), 7 anche per gli anni successivi, questi ultimi soggetti tutti titolari di contratti di importazione pluriennali.

Nel frattempo Snam Rete Gas porterà a compimento i potenziamenti programmati in territorio nazionale coerenti con le capacità conferite.

Stoccaggio

Per l'anno termico 2005-2006 il sistema di stoccaggio⁵ ha una disponibilità complessiva per il conferimento in termini di spazio per il *working gas* pari a circa 12,9 G(m³).

La quota di tale disponibilità destinata allo stoccaggio strategico è pari a circa 5,1 G(m³), come stabilito dal Ministero delle attività produttive sulla base dei programmi di importazione dai paesi non appartenenti all'Unione europea comunicati dagli utenti. La disponibilità per i servizi di stoccaggio minerario e di modulazione ciclica è pari a 7,8 G(m³).

La massima disponibilità di punta giornaliera in erogazione è pari complessivamente a circa 253 M(m³) standard, in condizioni di massimo riempimento degli stoccaggi (Tav. 3.8).

I risultati del conferimento effettuato dalle imprese di stoccaggio per l'anno termico 2005-2006 sono riportati nella tavola 3.9.

Le capacità messe a disposizione da Stogit nel 2005 sono state complessivamente pari a:

- circa 12,55 G(m³), equivalenti a circa 489,45 milioni di GJ, considerando un potere calorifico superiore pari a 39 MJ/m³ standard, in termini di spazio per riserva attiva (il cosiddetto *working gas*);
- 7,450 G(m³) (circa 291 milioni di GJ) per il servizio di modula-

⁵ Relativamente all'attività di stoccaggio l'anno termico inizia ad aprile in concomitanza con l'inizio del ciclo di riempimento degli stoccaggi e si conclude nel marzo successivo, al termine dello svasso degli stessi.

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 3.7

Conferimenti ai punti di entrata della rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto per gli anni termici dal 2006-2007 al 2011-2012 M(m³) standard per giorno

PUNTI DI ENTRATA		CAPACITÀ CONTINUA	CAPACITÀ CONFERITA	CAPACITÀ DISPONIBILE
ANNO TERMICO 2006-2007				
TARVISIO		100,9	79,2	21,7
GORIZIA		2,0	0,4	1,6
PASSO GRIES		57,5	53,0	4,5
MAZARA DEL VALLO		86,0	70,3	15,7
GELA		25,0	21,9	3,1
ANNO TERMICO 2007-2008				
TARVISIO		100,9	84,9	16,0
GORIZIA		2,0	-	2,0
PASSO GRIES	Da 01/10/07 a 31/12/07	57,5	52,8	4,7
	Da 01/01/08 a 30/09/08	57,8	52,8	5,0
MAZARA DEL VALLO		86,0	69,2	16,8
GELA		25,0	21,9	3,1
ANNO TERMICO 2008-2009				
TARVISIO		100,9	85,8	15,1
GORIZIA		2,0	-	2,0
PASSO GRIES		59,4	52,2	7,2
MAZARA DEL VALLO		86,0	69,2	16,8
GELA		25,0	21,9	3,1
ANNO TERMICO 2009-2010				
TARVISIO		100,9	85,8	15,1
GORIZIA		2,0	-	2,0
PASSO GRIES		59,4	52,2	7,2
MAZARA DEL VALLO		86,0	69,2	16,8
GELA		25,0	21,9	3,1
ANNO TERMICO 2010-2011				
TARVISIO		100,9	85,8	15,1
GORIZIA		2,0	-	2,0
PASSO GRIES		59,4	52,2	7,2
MAZARA DEL VALLO		86,0	68,9	17,1
GELA		25,0	21,9	3,1
ANNO TERMICO 2011-2012				
TARVISIO		100,9	85,8	15,1
GORIZIA		2,0	-	2,0
PASSO GRIES		59,4	50,8	8,6
MAZARA DEL VALLO		86,0	52,7	33,3
GELA		25,0	21,9	3,1

zione e minerario e 0,1 G(m³) per il bilanciamento operativo della rete di trasporto;

- 5,1 G(m³) per la riserva strategica.

Nel complesso, nell'anno termico 2005-2006 Stogit ha stipulato con 44 utenti 35 contratti per il servizio minerario e di modulazione, 13 per lo stoccaggio strategico e 23 per il servizio di modulazione aciclica. I volumi movimentati (movimentato fisico) dal

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 3.8

Disponibilità di stoccaggio
in Italia

	MILIONI DI GJ AL GIORNO PER LA PUNTA	MILIONI DI m ³ STANDARD
Spazio per stoccaggio strategico	199,3	5.110
Spazio per i servizi di modulazione, stoccaggio minerario e bilanciamento operativo della rete di trasporto	303,1	7.779
Disponibilità di punta per stoccaggio strategico	1,508	39
Disponibilità di punta per stoccaggio minerario, per modulazione oraria e bilanciamento operativo della rete di trasporto	8,345	214
Disponibilità di punta per stoccaggio di modulazione (interrompibile)	2,674	69

Fonte: Elaborazione su dati Edison Stoccaggio e Stogit.

TAV. 3.9

Conferimenti di capacità di
stoccaggio relativi al
servizio di modulazione
ciclica

IMPRESE DI STOCCAGGIO	ANNO TERMICO 2004-2005		ANNO TERMICO 2005-2006	
	NUMERO OPERATORI	CAPACITÀ (GJ)	NUMERO OPERATORI	CAPACITÀ (GJ)
Stogit	29	289.060.000 ^(A)	34	290.550.000 ^(A)
Edison Stoccaggio	5	8.859.424 + 952.500 (non garantito)	7	12.397.483

A) Per il sistema di stoccaggi Stogit il PCS di riferimento è 38,8 MJ/m³ standard nel 2004-2005 e 39 nel 2005-2006.

Fonte: Elaborazione su dati Edison Stoccaggio e Stogit.

TAV. 3.10

Istanze di concessione di
stoccaggio al marzo 2006

PROGETTO	WORKING GAS M(m ³)	PUNTA M(m ³)/ GIORNO	STUDIO FATTIBILITÀ	AVVIO ITER PROGETTO	NOTE
Alfonsine	1.650	15,0	2006	n.d.	Stogit deve presentare il programma di sviluppo alla valutazione del MAP
Bordolano	1.200-1.500	12,5-20,0	2006	2006	Stogit deve presentare il programma di sviluppo alla valutazione del MAP
Cornegliano	590-1.010	16,5	2002	2004	Assegnato a società Ial Gas Storage - screening MATT da fare
Cotignola ^(A)	915	8,0	2002	2004	Assegnato a società Edison Stoccaggio - VIA in attuazione
San Potito ^(A)					
Cugno le Macine ^(A)	742	6,6	2002	2004	Assegnato a società Geogas - screening MATT da fare
Serra Pizzuta ^(A)					
Canton (in acquifero profondo)	1.500	15,5	2003	n.d.	Sospeso in attesa esiti Progetto Rivara
Rivara (in acquifero profondo)	3.000	32	2003	2004	Assegnato IGM per 20 anni con programma accertamento da presentare entro 5 anni - screening MATT da fare

A) È prevista la gestione integrata dei giacimenti di San Potito-Cotignola e di Cugno Le Macine-Serra Pizzuta.

Fonte: Ministero delle attività produttive.