

TAV. 3.5

**Nuovi gasdotti
in progetto**

PROGETTO	CAPACITÀ NOMINALE (Gm ³ /anno)	LUNGHEZZA (km)	DIAMETRO GASDOTTO (pollici)	DATA COMPLETAMENTO STUDIO FATTIBILITÀ	PREVISIONE INIZIO ESERCIZIO
IGI Interconnessione Grecia-Italia tratto <i>offshore</i>	8/10	212	32"	2005	2011
GALSI Algeria-Italia (Sardegna)	10	2.000	36"	2005	2011
TAP TransAdriatic Pipeline (Albania /Italia)	10	421/500	32"	2006	2010
Interconnectirol (Bressanone-Innsbruck)	1/2	48	20"	2007	n.d.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

dei terzi del gasdotto Poseidon, il quale, realizzando il collegamento tra la rete nazionale di trasporto del gas italiana e quella greca, costituisce l'*interconnector* ai sensi della Direttiva 2003/55/CE.

Sul progetto del **GALSI**, gasdotto di collegamento tra le produzioni algerine e l'Italia con un tratto attraverso la Sardegna, il Governo italiano e quello algerino sono attualmente impegnati nell'elaborazione di un accordo intergovernativo.

Il progetto si compone di una sezione in territorio algerino che si collega al territorio italiano attraverso un tratto sottomarino congiungente la costa algerina con la costa della Sardegna. La sezione in territorio italiano è formata dal gasdotto che, a partire dalle coste meridionali della Sardegna, attraverserà l'isola per poi giungere alla costa toscana, allacciandosi alla rete di trasporto esistente. Alla metanizzazione della Sardegna dovrebbero essere riservati circa 2 dei 10 G(m³)/anno di capacità.

La sezione *offshore* del progetto sarebbe sviluppata e realizzata dalla società Galsi Spa, che si è costituita nel 2003 per lo svolgimento dello studio di fattibilità tecnica tra l'algerina Sonatrach Spa (36%), Edison (18%), Enel Spa (13,5%), Hera Trading Srl (9%), Wintershall A.G. (13,5%), e si è successivamente estesa alle società Progemisa Spa e Sfirs Spa della Regione Sardegna, ciascuna con la quota del 5%.

Nel novembre 2006 cinque società, Enel, Edison, Hera Spa, Ascopiave e WorldEnergy, hanno sottoscritto con il produttore algerino Sonatrach accordi per la fornitura di un totale di 6 G(m³)/anno di gas per 15 anni attraverso il Galsi. I circa 2 G(m³)/anno destinati alla metanizzazione della Sardegna dovrebbero invece essere distribuiti da una società mista a cui parteciperà la stessa Sonatrach, in *partnership* con la società regionale Sfirs. Il progetto **TAP**, *Trans Adriatic Pipeline*, promosso dalla società EGL Produzione Italia Spa, prevede la realizzazione di un gasdotto che attraverso l'Albania e il Mare Adriatico 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. Nel marzo 2007 EGL ha annunciato il completamento dei lavori di ingegneria di base per il gasdotto transadriatico e, secondo una nota diffusa dalla stessa società, al contempo avrebbe iniziato a negoziare l'ingresso di partner nel progetto. Sempre secondo le stime della società, i lavori per la realizzazione dell'infrastruttura potrebbero cominciare nel 2008, per arrivare all'entrata in esercizio nel 2010. Attraverso il TAP, EGL prevede di importare gas dall'Est europeo, Russia e Medio Oriente, da impiegare per il 50% in proprio – per le sue centrali a ciclo combinato oggi in costruzione e per la sua attività di *trading* di gas – cedendo a terzi la capacità rimanente.

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 2006-2007.

Rispetto alle capacità⁴ messe a disposizione nell'anno termico precedente, nell'anno termico 2006-2007 si registra una significativa variazione di capacità conferibile al punto di Tarvisio, dove la capacità conferibile è aumentata di 12,6 M(m³)/giorno a seguito dei potenziamenti programmati in relazione al *build up* dei contratti per le forniture dalla Russia di Eni.

I risultati del conferimento per l'anno termico 2006-2007 mostrano come la capacità di trasporto di tipo continuo presso i punti di entrata della rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto sia stata quasi interamente conferita (92,1%). Considerando inoltre l'ulteriore capacità conferita ad anno termico avviato presso il punto di Tarvisio, in corrispondenza delle assegnazioni di capacità *spot* sul gasdotto TAG, la quota di capacità complessivamente conferita sulla conferibile aumenta di qualche punto percentuale.

All'inizio dell'anno termico 2006-2007, 32 soggetti hanno richiesto e ottenuto l'accesso presso questi punti e le capacità richieste sono state interamente soddisfatte, in alcuni casi anche con l'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 2008-2009, complessivamente a 20 soggetti titolari di contratti di importazione pluriennali. La tavola riporta anche l'anno termico 2007-2008, con le capacità di tipo pluriennale conferite lo scorso anno.

Stoccaggio

Per l'anno termico 2006-2007 il sistema di stoccaggio⁵ ha una disponibilità complessiva per il conferimento in termini di spazio per il *working gas* pari a circa 13,4 G(m³), di cui circa 0,1 G(m³) resi disponibili nel maggio 2006 nel corso della fase di iniezione (Tav. 3.8).

La quota di tale disponibilità destinata allo stoccaggio strategico è pari a circa 5,1 G(m³), come stabilito dal Ministero dello sviluppo economico (in applicazione di quanto prescrivono l'art. 3, comma 4, del decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 9 maggio 2001 e l'art. 2 del decreto del Ministro delle attività produttive 26 settembre 2001) sulla base dei programmi di importazione dai paesi non appartenenti all'Unione europea comunicati dagli utenti, della situazione delle infrastrutture di importazione, 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 pari a 8,3 G(m³).

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. Al fine di assicurare la disponibilità del servizio di trasporto al livello richiesto nel corso di tutto l'anno termico.

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 svaso degli stessi.

PUNTO DI ENTRATA DELLA RETE NAZIONALE	CONFERIBILE	CONFERITA	DISPONIBILE	QUOTA CONFERITA/ CONFERIBILE
Passo Gries	57,5	57,5	0,0	100,0%
Tarvisio	100,9 ^(A)	85,3 ^(A)	15,6	85,4%
Mazara del Vallo	85,1 ^(A)	80,4 ^(A)	4,7	94,5%
Gorizia ^(B)	2,0	0,9	1,1	45,0%
Gela	25,6	25,6	0,0	100,0%
TOTALE	271,1	249,7	21,4	92,1%

(A) Capacità massima conferibile e conferita a partire da gennaio 2007.

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Snam Rete Gas.

TAV. 3.6

Capacità di trasporto di tipo continuo in Italia

M(m³) standard per giorno,
se non altrimenti indicato;
anno termico 2006-2007

PUNTI DI ENTRATA	CAPACITÀ CONFERIBILE	CAPACITÀ CONFERITA	CAPACITÀ DISPONIBILE
ANNO TERMICO 2007-2008			
Tarvisio	100,9	84,9	16,0
Gorizia	2,0	0,0	2,0
Passo Gries	Da 01/10/07 a 31/12/07	57,5	52,8
	Da 01/01/08 a 30/09/08	58,0	52,8
Mazara del Vallo	Da 01/10/07 a 31/03/08	86,0	69,2
	Da 01/04/08 a 30/09/08	86,6	69,2
Gela	25,6	21,9	3,7
ANNO TERMICO 2008-2009			
Tarvisio	100,9	87,5	13,4
Gorizia	2,0	0,0	2,0
Passo Gries	59,4	53,0	6,4
Mazara del Vallo	86,6	76,5	10,1
Gela	25,6	21,9	3,7
ANNO TERMICO 2009-2010			
Tarvisio	100,9	87,5	13,4
Gorizia	2,0	0,0	2,0
Passo Gries	59,4	52,2	7,2
Mazara del Vallo	86,6	77,5	9,1
Gela	25,6	21,9	3,7
ANNO TERMICO 2010-2011			
Tarvisio	100,9	87,5	13,4
Gorizia	2,0	0,0	2,0
Passo Gries	59,4	52,2	7,2
Mazara del Vallo	86,6	77,4	9,2
Gela	25,6	21,9	3,7
ANNO TERMICO 2011-2012			
Tarvisio	100,9	87,1	13,8
Gorizia	2,0	0,0	2,0
Passo Gries	59,4	50,8	8,6
Mazara del Vallo	86,6	77,4	9,2
Gela	25,6	21,9	3,7
ANNO TERMICO 2012-2013			
Tarvisio	100,9	87,1	13,8
Gorizia	2,0	0,0	2,0
Passo Gries	59,4	48,8	10,6
Mazara del Vallo	86,6	76,4	10,2
Gela	25,6	21,9	3,7

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Snam Rete Gas.

TAV. 3.7

Conferimenti ai punti di entrata della rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto per gli anni termici dal 2007-2008 al 2012-2013

M(m³) standard per giorno

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, è pari complessivamente a circa 152 M(m³) standard.

Le capacità messe a disposizione da Stogit Spa nel 2006 sono state complessivamente pari a circa 13,08 G(m³), equivalenti a circa 515,4 milioni di GJ, considerando un PCS pari a 39,4 MJ/m³ standard, in termini di spazio per riserva attiva (il cosiddetto *working gas*). Rispetto all'anno termico 2005-2006 lo spazio reso disponibile è aumentato di circa 530 M(m³) per effetto: dell'adeguamento delle *facility* di superficie realizzato su alcuni campi che ha consentito la completa gestione a pressioni originarie di giacimento; della possibilità, introdotta dal decreto ministeriale del 26 agosto 2005, di superare la pressione statica massima di stoccaggio durante la fase dinamica di iniezione; nonché a seguito della cessione da parte di Stogit di quantitativi di gas non più funzionali all'attività (circa 130 M(m³)).

Dei 13,08 miliardi messi a disposizione da Stogit, 7,89 G(m³) (circa 311 milioni di GJ) sono stati riservati per il servizio di modulazione e minerario, 0,11 G(m³) (circa 4,3 milioni di GJ) per il bilanciamento operativo della rete di trasporto e 5,1 G(m³) per la riserva strategica. La fase di iniezione si è conclusa, per effetto della sua ottimizzazione anche per mezzo dell'utilizzo del superamento della pressione massima di stoccaggio durante la fase dinamica di iniezione, con una giacenza di gas superiore per circa 380 M(m³) rispetto allo spazio complessivamente reso disponibile nel mese di maggio 2006; lo spazio associato a tale giacenza incrementale è stato conferito agli utenti del servizio di modulazione in funzione della capacità conferita agli stessi, come previsto dal Codice di stoccaggio approvato dall'Autorità con la delibera 16 ottobre 2006, n. 220.

I risultati del conferimento effettuato dalle imprese di stoccaggio per l'anno termico 2006-2007 sono riportati nella tavola 3.9.

Nel complesso, nell'anno termico 2006-2007 Stogit ha stipulato contratti per i servizi di stoccaggio con 43 utenti (41 utenti del servizio minerario e/o di modulazione, 2 del servizio per il bilanciamento operativo delle imprese di trasporto e 9 del servizio di stoccaggio strategico). I volumi movimentati (movimentato fisico) dal complesso degli stoccaggi Stogit al marzo 2007 sono pari a circa 12,3 G(m³), di cui 9 in erogazione e 3,3 in iniezione.

Le capacità in termini di *working gas* messe a disposizione da Edison Stoccaggio Spa nell'anno termico 2006-2007 sono pari a

circa 340 M(m³). In tutto gli utenti del sistema di stoccaggio Edison sono 9: 8 utenti del servizio di modulazione (di cui 1 anche del servizio di stoccaggio strategico) e 1 del servizio per il bilanciamento operativo delle imprese di trasporto.

I volumi di gas movimentati (movimentato fisico) complessivamente dallo *hub* di Edison Stoccaggio nell'anno termico 2006-2007 sono pari a circa 618 M(m³), di cui 322 in iniezione e 295 in erogazione.

Situazione delle istanze di concessione per nuovi stoccaggi

Nella tavola 3.10 sono riportati le istanze e lo stato attuale delle concessioni per nuovi siti di stoccaggio da parte del Ministero delle attività produttive, che riguardano giacimenti di gas esauriti da convertire in stoccaggi e acquiferi in unità litologiche profonde.

Rispetto al quadro presentato lo scorso anno l'unica novità è rappresentata dal giacimento di Sinarca situato in Molise, e precisamente in provincia di Campobasso, assegnato congiuntamente alle società Gas Plus Storage Srl (60%) ed Edison Stoccaggio (40%).

Terminali di GNL

La tavola 3.11 riassume lo stato dei progetti per la realizzazione di nuovi terminali sulle coste italiane.

Per quanto riguarda ulteriori nuovi progetti:

- un progetto di terminale nell'*offshore* ravennate è stato presentato nel marzo 2006 dalla società Atlas LNG del gruppo Belleli. Il progetto è ancora in corso di valutazione da parte del Ministero dello sviluppo economico per la verifica della compatibilità tecnica con le numerose piattaforme di coltivazione di gas in prossimità delle quali sarebbe prevista l'installazione;
- la società Gaz de France ha presentato un'istanza preliminare per un terminale *offshore* al largo della costa marchigiana.

Reti di distribuzione

Nell'ambito dell'indagine annuale sui settori dell'energia elettrica e del gas svolta dall'Autorità sono state raccolte, per il secondo anno, informazioni dettagliate sulla distribuzione di gas naturale attraverso reti secondarie. Più precisamente, i

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	200,9	5.100
Spazio per i servizi di modulazione, stoccaggio minerario e bilanciamento operativo della rete di trasporto	327,3	8.318
Disponibilità di punta per stoccaggio minerario, di modulazione e bilanciamento operativo della rete di trasporto	6,0	152,1

Fonte: Elaborazioni su dati Edison Stoccaggio e Stogit.

TAV. 3.9

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 2005-2006		ANNO TERMICO 2006-2007	
	NUMERO OPERATORI	CAPACITÀ (GJ)	NUMERO OPERATORI	CAPACITÀ (GJ)
Stogit	34	290.550.000 ^(A)	43	315.226.000 ^(A)
Edison Stoccaggio	7	12.397.483	9	12.102.934

(A) Per il sistema di stoccaggi Stogit il PCS di riferimento è 39 MJ/m³ standard nel 2005-2006 e 39,4 nel 2006-2007.

Fonte: Elaborazioni su dati Edison Stoccaggio e Stogit.

TAV. 3.10

Istanze di concessione di stoccaggio al marzo 2006

PROGETTO	WORKING GAS (Mm ³)	PUNTA (Mm ³ /giorno)	STUDIO FATTIBILITÀ	AVVIO ITER PROGETTO	NOTE
Alfonsine (RA)	1.550	10,0	2006	n.d.	Autorizzato; assegnato a Stogit; programma di investimenti datato e per il quale non sono stati riformulati programmi di lavoro
Bordolano (CR-BG)	1.500	20,0	2006	2010	Autorizzato; assegnato a Stogit; programma di investimento presentato nel novembre 2006
Cornegliano (MI)	590-1.010	16,5	2002	2004	In istruttoria; assegnato a Ital Gas Storage
Cotignola ^(A) (RA) S. Potito ^(A) (RA)	915	8,0	2002	2004	In istruttoria; assegnato a Edison Stoccaggio
Cugno le Macine ^(A) (MT) Serra Pizzuta ^(A) (MT)	742	6,6	2002	2004	In istruttoria; assegnato a Geogastock
Rivara (RA) (in acquifero profondo)	3.000	32	2003	2004	In istruttoria; assegnato a Independent Gas Management per 20 anni con programma accertamento da presentare
Sinarca (CB)	324	3,3	2006	2008	In istruttoria; assegnato a Gas Plus Storage (60%) ed Edison Stoccaggio (40%)

(A) È prevista la gestione integrata dei giacimenti indicati.

Fonte: Ministero delle attività produttive.

TAV. 3.11

**Stato dei progetti per
nuovi terminali GNL
al 31 marzo 2007**

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

PROGETTO	SOCIETÀ	CAPACITÀ	STATO AVANZAMENTO
Porto Levante offshore (RO)	Terminale GNL Adriatico (Edison 10%, Exxon Mobil 45%, Qatar Terminal Limited 45%)	8	Autorizzazione ampliamento rilasciata l'11.11.2004. Rilasciata il 26.11.2004 esenzione accesso dei terzi per l'80% della capacità per 25 anni ai sensi della legge n. 239/04 e della Direttiva 55/03/CE; assenso Commissione europea ottenuto. Iniziati lavori per la costruzione della struttura in Spagna e dei serbatoi in Corea. In corso di completamento le istruttorie per l'occupazione delle aree per il metanodotto Cavarzere-Minerbio.
Brindisi	Brindisi LNG (100% British Gas Italia)	8	Autorizzazione rilasciata il 21.1.2003. Rilasciata il 6.4.2005 l'esenzione accesso dei terzi per 80% della capacità per 20 anni ai sensi della legge n. 239/04 e della Direttiva 55/03/CE; assenso Commissione europea ottenuto. Nel marzo 2007 è stata sospesa la validità dell'autorizzazione rilasciata nel 2003; sono in corso nuovi accertamenti che potranno portare a un definitivo annullamento o all'avvio di una nuova procedura di VIA.
Toscana offshore (LI)	OLT Offshore LNG Terminal (Endesa Italia – Amga – Asa 51%, OLT Energy Toscana 49%)	3,75	Autorizzazione rilasciata il 23.2.2006. Parere positivo sulla VIA nazionale da parte della Regione Toscana. Il progetto è valutato in maniera comparata con il progetto del terminale presso Rosignano, anch'esso in fase di istruttoria. La società OLT ha presentato al Ministero dello sviluppo economico l'istanza per ottenere l'autorizzazione alla costruzione del gasdotto di allacciamento alla rete nazionale di trasporto e una richiesta di esenzione totale dal TPA per 20 anni ai sensi della legge n. 239/04. La domanda è in istruttoria. La società norvegese Golar, operante nel settore dell'armamento di navi per il trasporto di GNL avrebbe raggiunto un accordo per entrare nel capitale sociale.
Rosignano (LI)	EDISON – BP – Solway	88	VIA in istruttoria. Nell'ottobre 2006 il progetto ha ottenuto il nulla osta di fattibilità preliminare per l'impianto (con prescrizioni) dalla Direzione regionale toscana dei Vigili del fuoco.
Gioia Tauro (RC)	LNG MedGas Terminal (49% CrossGas; 25,5% Sorgenia; 25,5% Iride)	12	VIA in istruttoria. Piano regolatore portuale all'esame del Consiglio superiore dei lavori pubblici. Presentato il Rapporto preliminare di sicurezza (7.2.2006) e completato l'invio della documentazione del procedimento per il rilascio del nulla osta di fattibilità dal Comitato tecnico regionale. Nel marzo 2007 entrano nella compagine societaria Sorgenia e Iride con il 51%, suddiviso in misura paritaria.
Taranto	Gas Natural Internacional	8	Effettuata una prima riunione della Conferenza dei servizi. Presentato lo Studio di impatto ambientale all'autorità portuale. VIA in corso.
Zaule (TS)	Gas Natural Internacional	8	Procedimento autorizzativo svolto dalla Regione Friuli Venezia Giulia. In corso VIA. Ha ottenuto il nulla osta di fattibilità preliminare dalla Direzione regionale friulana dei Vigili del fuoco.
Trieste offshore (TS)	Endesa Italia	88	Progetto presentato dalla società Endesa in collaborazione con Friulia, la finanziaria regionale del Friuli Venezia Giulia che curerà il <i>project financing</i> . VIA in corso. Nell'ottobre 2006 è stato chiesto a Endesa Italia di presentare integrazioni allo studio di impatto ambientale. Il Comitato tecnico regionale ha espresso parere positivo sul rapporto preliminare di sicurezza.
Porto Empedocle (AG)	Nuove Energie (Enel 99%)	8	Procedimento autorizzativo di competenza della Regione Sicilia. Nulla osta di fattibilità rilasciato nel giugno 2005. VIA in corso. In corso le modifiche delle opere a mare.
Rada di Augusta (SR)	ERG Power&Gas – Shell Energy Italia	fase 1: 8 fase 2: 12	Procedimento autorizzativo di competenza della Regione Sicilia. VIA in corso. Nulla osta di fattibilità rilasciato nel luglio 2006 per la configurazione da 8 miliardi di metri cubi di capacità di rigassificazione.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

TAV. 3.12

Gas naturale distribuito per regione

Volumi di gas naturale distribuiti su reti secondarie ai settori residenziale, terziario, industriale e termoelettrico in M(m³)

REGIONI	VOLUMI MSE	2005 VOLUMI	QUOTA %	2006 VOLUMI	QUOTA %	VARIAZIONE % 2006-2005
Val d'Aosta	43,7	40,0	0,1	44,0	0,1	10,0
Piemonte	4.394,7	4.064,6	11,7	3.978,4	11,8	-2,1
Liguria	1.001,2	960,7	2,8	892,6	2,6	-7,1
Lombardia	9.824,2	9.081,2	26,1	8.794,4	26,0	-3,2
Trentino Alto Adige	614,6	596,9	1,7	596,2	1,8	-0,1
Veneto	4.497,1	4.209,3	12,1	4.138,3	12,3	-1,7
Friuli Venezia Giulia	934,4	922,8	2,7	907,8	2,7	-1,6
Emilia Romagna	5.181,7	4.851,7	14,0	4.652,2	13,8	-4,1
Toscana	2.669,8	2.526,3	7,3	2.359,4	7,0	-6,6
Lazio	2.182,4	2.025,5	5,8	2.112,8	6,3	4,3
Marche	888,6	989,5	2,8	964,1	2,9	-2,6
Umbria	591,9	550,3	1,6	543,0	1,6	-1,3
Abruzzo	688,7	745,5	2,1	694,7	2,1	-6,8
Molise	37,5	129,1	0,4	127,0	0,4	-1,6
Campania	1.082,9	959,3	2,8	931,5	2,8	-2,9
Puglia	1.086,6	1.055,0	3,0	1.049,0	3,1	-0,6
Basilicata	202,8	183,1	0,5	181,1	0,5	-1,1
Calabria	261,4	238,7	0,7	244,0	0,7	2,2
Sicilia	690,8	632,7	1,8	570,1	1,7	-9,9
Sardegna	0	0,0	0,0	0,0	0,0	-
ITALIA	36.874,8	34.762,0	100,0	33.780,5	100,0	-2,8

Fonte: Ministero dello sviluppo economico ed elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

volumi di gas riportati sono quelli distribuiti attraverso reti secondarie per la consegna ai clienti finali dei settori residenziale, terziario, e della piccola industria in ambito urbano; i dati non comprendono quindi i volumi di gas consumati dai clienti industriali o termoelettrici direttamente collegati alle reti di trasporto, né comprendono i quantitativi di gas diversi dal gas naturale (come GPL, aria propanata e altri gas ai quali è dedicato un paragrafo in questo Capitolo) distribuiti attraverso reti cittadine.

La tavola 3.12 illustra la distribuzione regionale di gas naturale in Italia nel 2005 e nel 2006. I dati, che per il 2005 sono a consuntivo, mentre per il 2006 sono pre-consuntivi, derivano dalle elaborazioni dei risultati dell'indagine dell'Autorità a cui hanno risposto complessivamente 308 operatori della distribuzione. Relativamente al 2005, la tavola riporta, per confronto, anche i dati definitivi diffusi dal Ministero dello sviluppo economico, mediante i quali si osserva come il cam-

pione che ha risposto all'indagine dell'Autorità abbia una rappresentatività elevata (pari al 94% circa). Prendendo a riferimento i valori diffusi dal Ministero dello sviluppo economico, infatti, nel 2005 sono stati distribuiti complessivamente circa 36,9 G(m³) di gas naturale, mentre in base all'indagine dell'Autorità il gas complessivamente distribuito risulta pari a 34,8 G(m³). Le due distribuzioni regionali relative al 2005 appaiono comunque simili, se si eccettuano i dati relativi a tre regioni, Marche, Molise e Abruzzo, dove il volume di gas distribuito nei dati del Ministero dello sviluppo economico risulta inferiore a quello dell'indagine dell'Autorità⁶.

In base ai risultati dell'indagine, nel 2005 sono stati distribuiti complessivamente circa 34,8 G(m³) di gas naturale con un'elevata variabilità sul territorio nazionale. Solo 4 regioni, Piemonte, Lombardia, Veneto ed Emilia Romagna, mostrano consumi superiori al 10%: insieme le 4 regioni assorbono il 64% del totale di gas distribuito su reti secondarie. Anche

⁶ L'origine del fenomeno, particolarmente rilevante in Molise, può risiedere nel fatto che i dati del Ministero dello sviluppo economico hanno come fonte le quantità distribuite dalla rete di Snam Rete Gas Spa, che rappresentano circa il 98% del totale immesso nelle reti di distribuzione, mentre nei dati dell'indagine vi sono anche i quantitativi gestiti da altri operatori della rete nazionale (nelle regioni in questione la rete nazionale è gestita da Società Gasdotti Italia Spa).

Toscana e Lazio evidenziano valori significativi (rispettivamente pari al 7,3 e al 5,8%). Seguono poi 9 regioni i cui consumi superano l'1,5% del totale e le rimanenti con quote inferiori all'1%. La tradizionale ripartizione geografica tra Nord, Centro, Sud e Isole, rivela l'assoluta predominanza del Nord che, con una quota del 70%, supera di gran lunga il 20% del Centro e l'8,8% del Sud e Isole.

Nel 2006 le quote regionali restano immutate: il 71,1% del gas risulta distribuito al Nord, il 20,1% al Centro e l'8,8% al Sud e Isole. Questa distribuzione dei consumi riflette sia la diversa diffusione del servizio di distribuzione (il grado di metanizzazione), sia le differenze climatiche tra le diverse aree del paese, sia una diversa distribuzione delle attività produttive di dimensioni medio-piccole (tipicamente quelle servite da reti di distribuzione secondarie).

La tavola 3.13 riporta un quadro di dettaglio per l'anno 2006 dell'attività di distribuzione del gas naturale, così come esso appare dai risultati (preliminari) dell'indagine annuale dell'Autorità. In essa si può osservare, per regione, il numero di esercenti, il numero di clienti (gruppi di misura) e dei comuni serviti, nonché il numero delle concessioni in base ai quali il gas viene distribuito. La tavola riporta anche il numero di comuni di ciascuna regione desunto dall'elenco Istat dei Comuni d'Italia all'1 gennaio 2006, in base al quale è stato calcolato il grado di copertura del servizio di distribuzione, ottenuto come rapporto tra il numero di comuni serviti e il numero di comuni della regione.

Come già menzionato, complessivamente risultano operare in Italia 308 esercenti che servono 20 milioni di clienti in più di

TAV. 3.13

Dettaglio dell'attività di distribuzione di gas naturale per regione

Anno 2006

OPERATORI	CLIENTI (MIGLIAIA)	COMUNI SERVITI	COMUNI AL 1/1/2006	GRADO DI COPERTURA(A)	CONCESSIONI	
Val d'Aosta	1	17	21	74	28	36
Piemonte	30	1.850	969	1.206	80	946
Liguria	8	824	146	235	62	124
Lombardia	94	4.440	1397	1.546	90	1.306
Trentino Alto Adige	14	234	175	339	52	156
Veneto	36	1.854	570	581	98	496
Friuli Venezia Giulia	11	480	185	219	84	180
Emilia Romagna	34	2.052	344	341	101	309
Toscana	18	1.404	240	287	84	166
Lazio	15	2.057	294	378	78	279
Marche	31	614	225	246	91	162
Umbria	10	305	80	92	87	76
Abruzzo	28	460	264	305	87	214
Molise	11	107	120	136	88	122
Campania	21	1.085	382	551	69	369
Puglia	15	1.126	230	258	89	228
Basilicata	11	170	118	131	90	112
Calabria	10	332	252	409	62	342
Sicilia	18	803	313	390	80	238
Sardegna	–	–	–	377	–	–
ITALIA	416	20.215	6.325	8.101	78	5.861

(A) Il grado di copertura del servizio di distribuzione è il rapporto percentuale tra il numero dei comuni serviti e il numero dei comuni della regione desunto dall'elenco Istat dei Comuni d'Italia all'1 gennaio 2006. Può risultare superiore al 100% perché alcuni comuni sono serviti da più operatori: in tal caso il comune viene contato tante volte quante sono gli operatori che vi operano.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

5.800 comuni. Il numero totale di operatori che appare nella tavola 3.13 è più elevato, in quanto alcuni di essi operano in più regioni e in tal caso vengono contati tante volte quante sono le regioni in cui sono presenti. Il grado di copertura supera il 70% in 14 regioni, ovvero in più della metà delle regioni italiane, se si esclude dal novero la Sardegna che non è metanizzata.

La tavola 3.14 riporta in dettaglio l'estensione delle reti gestite dalle imprese di distribuzione, suddivise in alta, media e bassa pressione nonché la loro proprietà. I distributori di gas esercitano in Italia quasi 226.000 km di rete collocati prevalentemente nel Nord (137.900 km contro 49.200 nel Centro e 38.600 nel Sud e Isole). Circa 800 km di rete risultano non in

funzione. Le reti appartengono agli stessi distributori nel 76,2% dei casi, ma le percentuali sono abbastanza differenziate tra Nord, Centro e Sud, dove gli esercenti operano su reti di proprietà, rispettivamente, nell'85,2%, nel 77,7% e nell'85,4% dei casi.

La tavola 3.15 illustra, infine, i primi 20 operatori della distribuzione in Italia e le relative quote.

Come nelle altre fasi della filiera, il gruppo Eni risulta dominante: con 7,2 G(m³) di gas distribuito, Italgas Spa, infatti, possiede la quota più importante (21,4%) e di gran lunga superiore ai propri concorrenti. Seguono Enel Rete Gas Spa, Hera, Aem Milano Spa ed Enia Spa. Complessivamente i primi 20 operatori coprono quasi il 67% del mercato.

TAV. 3.14

Estensione delle reti di distribuzione di gas naturale e loro proprietà

Anno 2006; estensione reti in Km e quote percentuali di proprietà

	ESTENSIONE RETE			QUOTA % DI PROPRIETÀ	
	ALTA PRESSIONE	MEDIA PRESSIONE	BASSA PRESSIONE	ESERCENTE	COMUNE
Val d'Aosta	0,3	164,6	180,1	98,9	0,7
Piemonte	219,8	10.740,2	10.681,6	89,3	1,5
Liguria	13,6	1.902,1	4.178,1	99,9	0,1
Lombardia	67,4	12.937,0	30.426,0	80,0	13,1
Trentino Alto Adige	202,2	1.817,0	1.862,9	91,9	5,3
Veneto	206,0	9.983,3	17.389,8	78,3	14,7
Friuli Venezia Giulia	4,9	1.959,1	4.834,3	76,2	23,3
Emilia Romagna	383,5	15.662,5	12.100,5	67,3	11,4
Toscana	203,3	5.716,0	8.902,3	76,0	9,9
Lazio	193,3	6.064,2	7.265,4	97,3	1,9
Marche	7,7	3.069,0	3.470,2	53,8	16,7
Umbria	31,8	1.599,0	2.858,7	72,7	27,3
Abruzzo	1,4	3.816,9	4.162,4	74,7	18,4
Molise	5,2	919,1	949,4	91,8	7,9
Campania	2,5	3.212,0	7.267,7	67,4	29,7
Puglia	94,7	2.880,2	7.533,9	92,0	7,7
Basilicata	0,5	692,1	1.391,1	79,8	20,2
Calabria	3,8	1.727,2	3.059,9	91,7	8,3
Sicilia	60,3	3.465,2	7.248,3	96,0	4,0
Sardegna	—	—	—	—	—
Non in funzione	24,0	427,8	367,3	—	—
ITALIA	1.702,1	88.326,7	136.130,1	76,2	23,3

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 3.15

Primi venti operatori della distribuzione di gas naturaleAnno 2006; volumi di gas naturale distribuito in M(m³)

OPERATORE	2006	QUOTA %
Società Italiana per il gas (Italgas)	7.216,0	21,4
Enel Rete Gas	3.569,6	10,6
Hera Holding Energia Risorse Ambiente	2.226,0	6,6
Aem Distribuzione Gas e Calore	1.180,4	3,5
Enia	1.013,7	3,0
Ascopiave	818,2	2,4
Italcogim Reti	730,8	2,2
Azienda Energia e Servizi	724,9	2,1
Fiorentina gas	554,2	1,6
Compagnia Napoletana di Illuminazione e Scaldamento con il Gas	553,8	1,6
CIGE	520,8	1,5
Toscana Gas	490,6	1,5
Acegas-APS	487,9	1,4
Thuega Padana	384,8	1,1
Arcalgas Progetti	383,5	1,1
Iride Acqua Gas	372,7	1,1
Consiag Reti	330,6	1,0
G.E.I. Gestione Energetica Impianti	315,7	0,9
SGR Reti	315,1	0,9
Edison D. G.	297,0	0,9
Altri	11.294,2	33,4
TOTALE	33.780,5	100,0

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Mercato all'ingrosso del gas

Anche i dati relativi al mercato all'ingrosso del gas provengono dalle prime elaborazioni dei dati raccolti nell'indagine annuale che l'Autorità realizza sullo stato dei mercati dell'energia elettrica e del gas nell'anno precedente. L'indagine era rivolta a tutte le società che a dicembre 2006 risultavano autorizzate dal Ministero dello sviluppo economico a effettuare vendite di gas ai clienti finali, nonché a tutti quei soggetti che svolgono attività di solo *trading* e, per questo, non obbligati a richiedere l'autorizzazione ministeriale. Tra gli esercenti oggetto di rilevazione sono stati classificati come grossisti, gli operatori che hanno effettuato meno del 95% delle loro vendite a clienti finali, seguendo quindi il criterio adottato per la stesura del bilancio del settore gas illustrato all'inizio di questo Capitolo.

Nel 2006 il numero dei grossisti è salito a 72 unità, contro le 60 dell'anno precedente (Tav. 3.16). Esso comprende anche tutte le

società che possiedono una produzione propria di gas naturale che offrono sul mercato all'ingrosso. Complessivamente questi operatori hanno venduto tuttavia un volume di gas minore rispetto a quello del 2005, pari a 103,2 G(m³), di cui 49,9 ad altri intermediari e 53,2 a clienti finali. Per effetto della riduzione complessiva dei volumi trattati e dell'aumento degli operatori, il volume medio unitario di vendita è sceso da 1,8 a 1,4 M(m³).

Solo apparentemente le vendite degli operatori più grandi si sono ridotte a vantaggio dei concorrenti di più piccola dimensione. Infatti, i volumi di gas complessivamente venduti da Eni e dagli operatori con vendite superiori a 10 G(m³) sono scese da 85 a 71 G(m³), in virtù dell'uscita di Edison da tale aggregato. Questo spostamento, tuttavia, non è dovuto a una reale diminuzione delle vendite complessive effettuate da Edison, ma dalla diversa modalità di classificazione degli operatori adottata. Per l'attribuzione

TAV. 3.16

**Attività dei grossisti
nel periodo 2002-2006**

	2002	2003	2004	2005	2006
NUMERO DI OPERATORI	55	40	41	60	72
Eni Gas & Power	1	1	1	1	1
Grossisti con vendite superiori a 10 G(m ³)	1	1	1	2	1
Grossisti con vendite tra 1 e 10 G(m ³)	4	4	6	8	9
Grossisti con vendite tra 0,1 e 1 G(m ³)	17	20	19	29	29
Grossisti con vendite inferiori a 0,1 G(m ³)	32	14	14	20	32
VOLUME VENDUTO (miliardi di m³)	85,2	90,6	95,9	110,5	103,2
Eni Gas & Power	52,3	51,3	53,6	58,0	57,3
Grossisti con vendite superiori a 10 G(m ³)	12,9	17,8	16,3	27,0	13,5
Grossisti con vendite tra 1 e 10 G(m ³)	15,8	15,6	18,4	14,0	20,1
Grossisti con vendite tra 0,1 e 1 G(m ³)	4,0	5,6	7,6	10,8	11,3
Grossisti con vendite inferiori a 0,1 G(m ³)	0,2	0,2	0,1	0,7	1,0
VOLUME MEDIO UNITARIO (milioni di m³)	1.550	2.264	2.340	1.842	1.433
Eni Gas & Power	52.349	51.320	53.632	58.027	57.292
Grossisti con vendite superiori a 10 G(m ³)	12.865	17.808	16.268	13.486	13.451
Grossisti con vendite tra 1 e 10 G(m ³)	3.954	3.902	3.061	1.748	2.233
Grossisti con vendite tra 0,1 e 1 G(m ³)	234	279	399	372	391
Grossisti con vendite inferiori a 0,1 G(m ³)	7	17	7	37	31

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 3.17

**Vendite al mercato
all'ingrosso nel 2006**
M(m³)

SOCIETÀ	A GROSSISTI E VENDITORI	A CLIENTI FINALI	TOTALE
Eni	20.748	36.544	57.292
Enel Trade	5.904	7.547	13.451
Edison	5.000	1.469	6.469
Plurigas	2.312	1.059	3.371
Sorgenia	1.312	853	2.165
Gaz de France sede secondaria	1.129	1.142	2.271
Aem Trading	1.101	1	1.102
Blugas	1.014	72	1.087
Gas Natural Vendita Italia	813	343	1.156
Italtrading	791	4	795
Dalmine Energie	691	283	974
2B Energia	666	0	666
ENOI	615	0	615
AcceaElectrabel Trading	606	0	606
Gas Plus Italiana	544	0	544
Hera Trading	521	1	522
Iride Mercato	488	580	1.069
Energy Trade	443	0	444
Blumet	409	1.003	1.412
Elettrogas	402	0	402
Shell Italia E&P	379	0	379
SOENERGY	344	29	373
E.ON Ruhrgas AG	344	41	385
Begas Energy International	334	30	364
EGL Italia	334	26	359
ENOVA	328	0	329
Altri	2.187	26.203	28.389
TOTALE	50.053	77.253	127.306

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

dei singoli operatori alla categoria grossisti o venditori, infatti, contrariamente agli anni precedenti, si sono considerati solo i volumi da essi realmente venduti, escludendo gli autoconsumi. La classe di operatori più numerosa è divenuta quella dei grossisti più piccoli, con vendite inferiori a 0,1 G(m³), che si è accresciuta di 12 nuove società. Il relativo volume medio unitario si è però lievemente ridotto da 37 a 31 M(m³), nonostante l'aumento dei volumi complessivamente venduti da questi operatori.

La tavola 3.17 consente di apprezzare il dettaglio dei 26 operatori il cui venduto abbia raggiunto almeno 300 M(m³) nel mercato all'ingrosso. Insieme, tali operatori coprono il 95% delle vendite complessive effettuate sul segmento all'ingrosso. Il mercato resta comunque molto concentrato: la quota delle prime 3 società, Eni, Enel Trade ed Edison, è infatti quasi del 63%, quella delle prime 5, che include anche Plurigas e Gaz de France, raggiunge il 70%. Tenendo conto anche dei relativi gruppi societari, le quote non si modificano in misura sostanziale.

Punto di scambio virtuale

I soggetti che hanno effettuato scambi, cessioni e acquisizioni di gas presso il PSV (sottoscrittori) nel primo semestre dell'anno termico 2006-2007 sono stati oltre 50. La figura 3.6 mostra in particolare quanti, rispetto al numero complessivo degli utenti del

sistema di trasporto, utilizzano il servizio del PSV. I dati in figura comprendono anche i non utenti del servizio di trasporto che operano presso il PSV: dallo scorso novembre infatti, secondo disposizioni dell'Autorità, anche i *trader* possono effettuare transazioni presso l'*hub* nazionale.

Le figure 3.7 e 3.8 mostrano l'andamento storico delle transazioni di gas avvenute presso i punti di ingresso del sistema gas nazionale e presso il PSV sino al marzo 2007, in termini di volumi e di numero di transazioni⁷.

Nell'ambito delle transazioni presso il PSV sono indicate in maniera distinta, con l'indicazione "PSV GNL", le riconsegne di gas (in termini di volumi ceduti e di numero di riconsegne giornaliere) da parte dell'operatore del terminale di rigassificazione di Panigaglia GNL Italia agli utenti del terminale, consegne che avvengono presso il PSV in base alle procedure attuali (più precisamente, la procedura è in vigore dal novembre 2005). Ancorché registrate come operazioni al PSV esse non sono dovute a contrattazioni tra operatori sul mercato secondario.

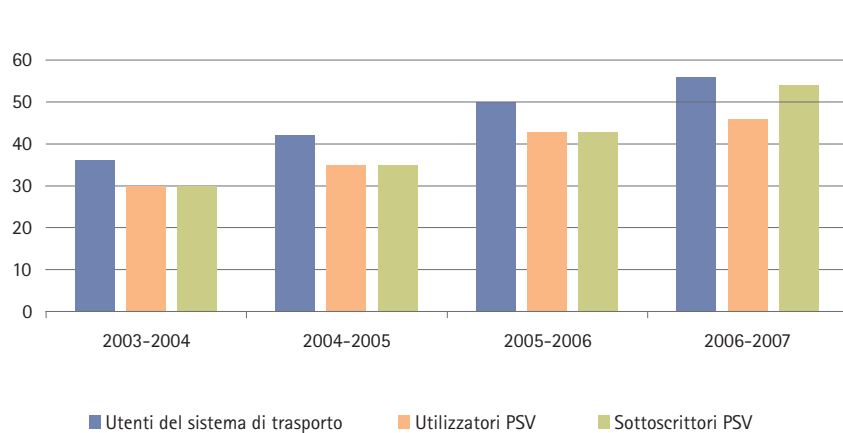
Un confronto tra gli anni termici 2004-2005 e 2005-2006 (Fig. 3.9) mostra un aumento complessivo dei volumi oggetto di transazione presso il PSV di quasi 6 punti percentuali. Nei primi mesi dell'anno termico 2006-2007 vale a dire da ottobre 2006 sino a marzo 2007, le transazioni di gas presso il PSV in termini di volumi hanno rappresentato poco più del 34% del totale movimentato.

Mercato finale al dettaglio

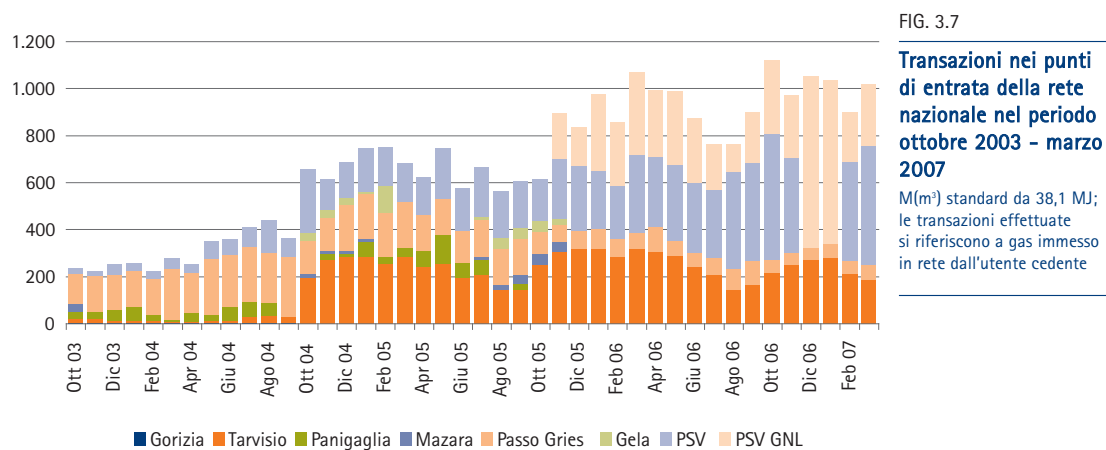
Alla data dell'1 settembre 2006 le società autorizzate dal Ministero dello sviluppo economico a esercitare l'attività di vendita al mercato finale erano 386; è noto però che alcune delle società che chiedono l'autorizzazione ministeriale alla vendita restano poi inattive. All'atto della chiusura della presente *Relazione Annuale*, non hanno risposto all'indagine annuale

dell'Autorità sui settori dell'energia elettrica e del gas 63 venditori presenti nell'elenco di quelli autorizzati dal Ministero dello sviluppo economico. Considerando, tuttavia, che il volume complessivo di gas venduto a clienti finali, calcolato in base alle risposte ottenute nell'indagine dell'Autorità, è in linea con i dati di consumo preconsuntivi rilasciati dal Ministero dello sviluppo

⁷ Per rendere confrontabili le transazioni registrate presso il PSV con quelle avvenute presso i punti di entrata indicati, per il PVS si è considerata per ogni mese la media del numero di transazioni giornaliere insieme al totale dei volumi scambiati.



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Snam Rete Gas.

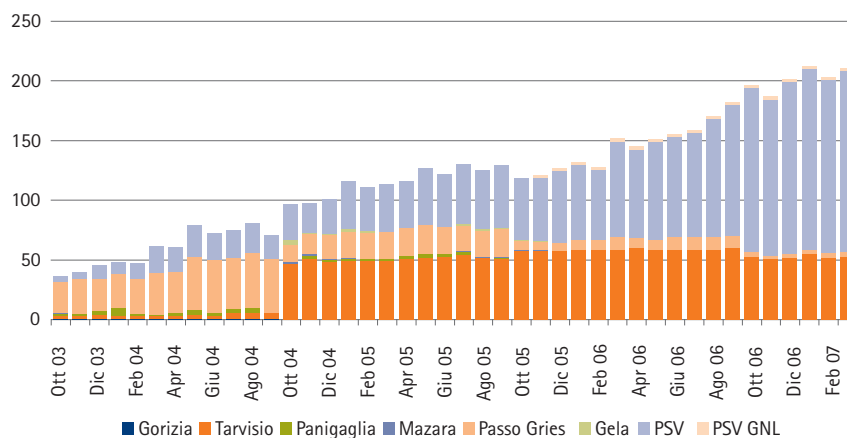


Fonte: Elaborazione AEEG su dati Snam Rete Gas.

FIG. 3.8

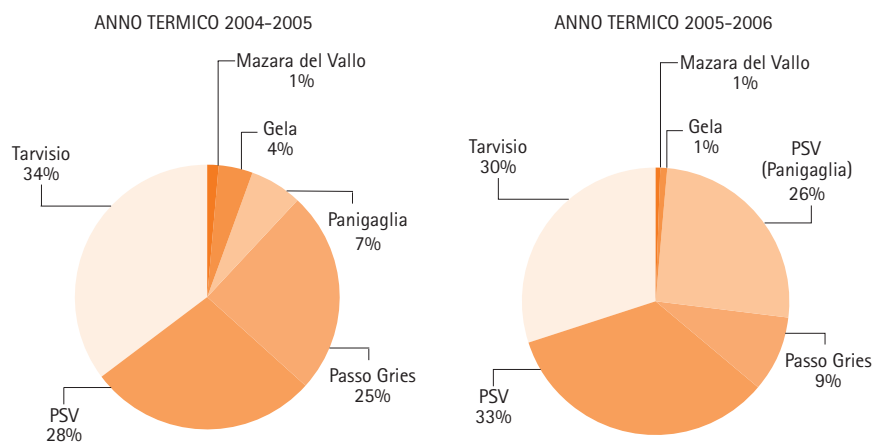
**Transazioni lato Italia
nel periodo ottobre 2003 –
marzo 2007**

Numero di transazioni per mese



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Snam Rete Gas.

FIG. 3.9

**Ripartizione dei volumi
scambiati/ceduti nei
punti di entrata
della rete nazionale
interconnessi con l'estero
e PSV**
Confronto tra gli anni
termici 2004-2005 e 2005-2006

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Snam Rete Gas.

economico, è ragionevole ipotizzare che i soggetti che non hanno risposto siano rimasti inattivi nel 2006 o che abbiano realizzato volumi di vendita marginali. In base ai primi risultati dell'indagine annuale, infatti, le vendite al mercato finale nel 2006 sono state pari a 77,3 G(m³), soddisfatte da operatori della fase all'ingrosso per 53,2 G(m³) e da "puri" venditori⁸ per 24,1 G(m³). Se a tali quantitativi si aggiungono i circa 7 G(m³) di autoconsumi, si ottiene un volume di gas complessivamente consumato in Italia di 84,3 G(m³), un valore che non si discosta molto dagli 84,5 G(m³) indicati nei dati pre-consuntivi per il 2006 del Ministero dello sviluppo economico.

Come si vede dalla tavola 3.18 la situazione relativa ai venditori è risultata decisamente meno dinamica di quanto è emerso nel caso dei grossisti. Il numero di operatori con vendite superiori a 1.000 M(m³) è rimasto invariato; il volume da questi complessivamente venduto si è lievemente ridotto, da 8,5 a 8,3 G(m³) e, di conseguenza, anche il volume medio unitario, di poco superiore a 2 M(m³). Analoga sorte ha interessato la classe di venditori medio-grandi, quelli cioè con vendite comprese tra 100 e 1.000 M(m³), dove è entrato un operatore in più rispetto allo scorso anno; poi-

ché il volume complessivamente venduto è lievemente diminuito da 11,5 a 11,3 G(m³), anche il volume medio unitario è passato da 42 a 39 M(m³).

La tavola 3.19 mostra il dettaglio delle 41 società le cui vendite a clienti finali abbiano complessivamente superato nel 2006 i 200 M(m³). In essa compaiono anche alcune delle società già elencate nella tavola 3.17 in quanto, pur essendo state classificate come grossisti, vendono anche al mercato finale quantitativi di gas superiori alla soglia indicata. Anche il mercato della vendita a clienti finali, al pari di quello all'ingrosso, appare molto concentrato: le 41 società coprono nell'insieme il 90,1% delle vendite al mercato finale; da sole le prime 3 assorbono quasi il 63%, le prime 5 raggiungono il 70%. Se poi si considerano i gruppi societari, le quote salgono in misura rilevante e diviene evidente come i concorrenti dell'operatore dominante siano da esso ben distanziati. Dopo il gruppo Eni, che possiede il 49,5% del mercato finale, il competitore più rilevante è infatti rappresentato dal gruppo Enel (15,3%), seguito da 3 gruppi (Hera, Edison, E.On) la cui quota è compresa tra il 2 e il 3%.

TAV. 3.18

Attività dei venditori nel periodo 2002-2006

	2002	2003	2004	2005	2006
NUMERO DI OPERATORI	504	432	353	258	226
Venditori con vendite superiori a 1.000 M(m ³)	2	5	4	4	4
Venditori con vendite tra 100 e 1.000 M(m ³)	42	40	37	38	39
Venditori con vendite tra 10 e 100 M(m ³)	222	176	149	100	107
Venditori con vendite inferiori a 10 M(m ³)	237	211	163	116	76
VOLUME VENDUTO (miliardi di m³)	26,6	33,0	31,4	24,5	24,1
Venditori con vendite superiori a 1.000 M(m ³)	7,5	15,8	14,6	8,5	8,3
Venditori con vendite tra 100 e 1.000 M(m ³)	11,2	11,1	11,6	11,5	11,3
Venditori con vendite tra 10 e 100 M(m ³)	6,8	5,2	4,6	4,2	4,2
Venditori con vendite inferiori a 10 M(m ³)	1,0	0,8	0,7	0,3	0,3
VOLUME MEDIO UNITARIO (milioni di m³)	53	76	89	95	107
Venditori con vendite superiori a 1.000 M(m ³)	3.756	3.169	3.640	2.135	2.076
Venditori con vendite tra 100 e 1.000 M(m ³)	267	279	313	301	290
Venditori con vendite tra 10 e 100 M(m ³)	31	30	31	42	39
Venditori con vendite inferiori a 10 M(m ³)	4	4	4	3	4

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

⁸ Sono classificate come venditori le società che nel 2006 hanno effettuato almeno il 95% delle loro vendite a clienti finali.

TAV. 3.19

**Vendite al mercato
finale nel 2006**M(m³)

SOCIETÀ	VENDITE		
	A GROSSISTI E VENDITORI	A CLIENTI FINALI	TOTALE
Eni	20.748	36.544	57.292
Enel Trade	5.904	7.547	13.451
Enel Energia	3	4.229	4.232
Hera Comm	1	1.900	1.901
Edison	5.000	1.469	6.469
Gaz de France – Sede secondaria	1.129	1.142	2.271
E.ON Vendita	42	1.117	1.159
Plurigas	2.312	1.059	3.371
Aem Acquisto e Vendita Energia	0	1.014	1.014
Blumet	409	1.003	1.412
Toscana Energia Clienti	0	987	987
Sorgenia	1.312	853	2.165
Ascotrade	2	828	830
Italcogim Vendite	0	779	779
Iride Mercato	488	580	1.069
Asm Energia e Ambiente	0	547	547
Napoletanagas Clienti	0	531	531
Edison Energia	5	512	516
Arcalgas energie	0	473	473
APS Trade	0	389	389
Amps Energie	0	355	355
Utilità	151	348	500
ConsiaGas Servizi Energetici	0	347	347
Gas Natural Vendita Italia	813	343	1.156
Linea Group	91	325	416
Erogasmet Vendita – Vivigas	1	322	323
Trenta	6	314	319
MetaEnergy	0	313	313
Enercom	0	288	288
Dalmine Energie	691	283	974
SGR Servizi	0	277	277
Prometeo	12	275	287
ETA3	10	275	285
Agsm Verona	0	274	274
Spigas	49	251	300
Sinergas	0	249	249
AEB Trading	1	212	214
BAS Omniservizi	0	209	209
SPEIA	50	206	257
ASA Trade	0	205	205
Cartiere Burgo	0	205	205
Altri	10.824	7.875	18.699
TOTALE	50.053	77.253	127.306

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.