

TAV. 3.11 SEGUE

Istanze di concessione di stoccaggio a marzo 2010

PROGETTO	SOCIETÀ	WORKING GAS M(m ³)	PUNTA M(m ³)/giorno	SITUAZIONE
Bagnolo Mella (BS)	Edison Stoccaggio, Retragas	n.d.	n.d.	In fase autorizzativa; parere favorevole Commissione per gli Idrocarburi e le Risorse Minerarie (aprile 2009); richiesta presentazione VIA (maggio 2009).
Palazzo Moroni (AP)	Edison Stoccaggio	70	0,8	In istruttoria; parere favorevole Commissione per gli Idrocarburi e le Risorse Minerarie (dicembre 2009).
Poggiofiorito (TE)	Gas Plus Italiana	160	1,7	In istruttoria; all'esame della Commissione per gli Idrocarburi e le Risorse Minerarie.
Voltino (CR)	Blugas Infrastrutture	n.d.	n.d.	In istruttoria; parere favorevole della Commissione per gli Idrocarburi e le Risorse Minerarie (giugno 2008).
Romanengo (CR)	Enel Trade	n.d.	n.d.	In istruttoria; parere favorevole della Commissione per gli Idrocarburi e le Risorse Minerarie (giugno 2008); avvenuta presentazione VIA (ottobre 2008).
San Benedetto (AP)	Gas Plus Storage (51%), Gaz de France/Acea (49%)	n.d.	n.d.	In istruttoria; parere favorevole della Commissione per gli Idrocarburi e le Risorse Minerarie (giugno 2008).
Rivara (MO) (in acquifero profondo)	Erg Rivara Storage (85% Independent Gas Management, 15% Erg)	3.000	32	In istruttoria; nel 2007 ha ottenuto parere negativo alla VIA per indeterminazioni progettuali e carenze documentali; progetto avversato dai Comuni interessati; integrazione documentazione per rilascio VIA (settembre 2009).

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

Le autorizzazioni e le valutazioni specifiche che competono al Ministero dell'ambiente in tema di VIA, infatti, non sostituiscono le autorizzazioni, le licenze, i nulla osta e tutti gli atti di assenso che sono necessari a livello locale (Regione, Provincia e/o Comune) per la costruzione degli impianti. È proprio allo scopo di acquisire questi assensi che, una volta ottenuta una VIA favorevole, è necessario riunire una Conferenza dei servizi. Normalmente tra l'approvazione del decreto di VIA e la pronuncia finale da parte della Conferenza dei servizi passano pochi mesi, ma la durata di tale periodo può aumentare se l'ente locale, prima di concedere il via libera di propria competenza, richiede l'esecuzione di ulteriori verifiche e/o approfondimenti tecnici, verifiche che – tra l'altro – possono servire anche per l'eventuale negoziazione delle compensazioni ambientali ed economiche per il territorio su cui l'impianto sarà realizzato.

Passi avanti si sono registrati anche per il progetto di Cugno Le Macine – Serra Pizzuta sviluppato da Geogastock (dall'inizio del 2010 controllata al 100% dalla società svizzera Avelar Energy, a sua volta controllata dalla russa Renova

Industries) che a regime consentirebbe di incrementare lo spazio per stoccaggio di circa 700 G(m³) e la capacità di erogazione alla punta di 6,6 M(m³)/giorno. Approvata la VIA a febbraio 2009, in agosto è stato pubblicato l'avviso al pubblico di avvio del procedimento e a fine anno si è tenuta la Conferenza dei servizi.

Nel 2009, inoltre, il progetto di Bordolano ha ottenuto il decreto di VIA (con prescrizioni), mentre i progetti di Bagnolo Mella e di Palazzo Moroni (che ha cambiato la denominazione prima indicata con "Verdicchio") hanno ottenuto parere favorevole dalla Commissione per gli Idrocarburi e le Risorse Minerarie. È infine del luglio scorso l'avviso al pubblico di avvio del procedimento per il progetto di Sinarca.

Per quanto riguarda il progetto di Rivara, l'unico in acquifero, è da registrare la permanenza di un'opposizione a livello locale, nonostante l'iniziativa sia giudicata di elevato interesse a livello nazionale. Nell'ottobre 2009, nell'ambito delle verifiche propedeutiche all'ottenimento di VIA, il Ministero dell'ambiente ha richiesto un parere alla Regione Emilia Romagna. Questa si è avvalsa, a sua volta, di un parere negativo della provincia

di Modena. A fine gennaio 2010, inoltre, l'assessore regionale all'ambiente e allo sviluppo sostenibile ha sottoposto alla giunta dell'Emilia Romagna un parere negativo sul progetto, basandolo sull'istruttoria tecnico-amministrativa elaborata dagli uffici regionali e supportata dalle amministrazioni provinciali e comunali interessate. Nell'ambito del procedimento di VIA il parere della giunta regionale ha valore consultivo e non vincolante.

Nel giugno 2009 è stato avviato l'iter autorizzativo per la realizzazione di un programma sperimentale di iniezione di CO₂ in giacimento per la verifica di sostituzione parziale del *cushion gas* nell'ambito della Concessione "Cortemaggiore stoccaggio" della società Stogit.

Terminali di GNL

La tavola 3.12 riassume lo stato di avanzamento dei progetti per la costruzione di nuovi terminali di rigassificazione di GNL sulle coste italiane. Su queste infrastrutture molte sono le novità rispetto al quadro presentato lo scorso anno, prima fra tutte l'entrata in esercizio commerciale, avvenuta a novembre 2009, del terminale *offshore* di Porto Levante (Rovigo) della società Terminale GNL Adriatico. Nel corso del 2009 i progetti che hanno realizzato passi in avanti sono essenzialmente quelli di Porto Empedocle (AG), Livorno e Gioia Tauro (RC), mentre hanno incontrato problemi quelli di Rosignano (LI), Taranto e Zaule (TS). Un passo in avanti ha ottenuto anche il terminale progettato a Brindisi, seppure la lunga vicenda di questa infrastruttura non si è ancora conclusa.

Il primo progetto di terminale a Brindisi portato avanti da Brindisi Lng (società di proprietà di British Gas Italia) è stato autorizzato nel 2003 e ha ottenuto nel 2005 il riconoscimento dell'esenzione dalla disciplina di accesso ai terzi per l'80% della capacità di rigassificazione. Negli ultimi anni il progetto ha tuttavia affrontato innumerevoli ostacoli, a partire dal dissenso della popolazione e delle autorità locali e perfino l'apertura di un'inchiesta della Magistratura. Nel gennaio 2008 Brindisi Lng ha avviato una procedura presso i Ministeri dell'ambiente e dei beni culturali per la pronuncia di compatibilità ambientale del progetto di un rigassificatore nell'area di Capo Bianco, che si è conclusa positivamente nel dicembre 2009. La VIA è divenuta necessaria dopo che, nell'autunno 2007, il Ministero dello sviluppo economico, di concerto con

quello dell'ambiente, aveva emanato un decreto di sospensione dell'autorizzazione rilasciata nel 2003. A seguito dell'ottenimento a fine anno di VIA positiva, Brindisi Lng si è detta pronta a riaprire il cantiere prima della fine del 2010, per chiuderlo entro i successi 24-30 mesi. Il terminale, inoltre, ha già un contratto di fornitura di gas.

Novità positive hanno interessato il progetto di terminale di Gioia Tauro (RC) presentato da LNG MedGas Terminal, società posseduta per il 69,8% da Fingas (Sorgenia e Iride) e per il restante 30,2% da Medgas Italia (gruppo Belleli) e Azienda Energetica Etschewerke di Bolzano, che nel giugno 2008 aveva ottenuto un finanziamento a fondo perduto dalla Commissione europea per 1,6 milioni di euro, nell'ambito del progetto TENE e, nel settembre dello stesso anno, anche la VIA positiva da parte del Ministero dell'ambiente. A maggio 2009 si è conclusa la fase di valutazione delle compensazioni ambientali e sociali che ha permesso la stipula di un Protocollo d'intesa con gli enti locali. A dicembre la Conferenza nazionale dei servizi ha dato il proprio nulla osta definitivo. Il progetto, la cui definizione ha avuto inizio nel 2005, è ora in attesa dell'autorizzazione finale da parte del Ministero dello sviluppo economico. Per il progetto Toscana *offshore* della società OLT Offshore LNG Toscana (E.ON 46,79%, Gruppo Iride 46,79%, OLT Energy Toscana 3,73%, Golar LNG 2,69%) nel corso del 2009 è stata chiesta l'esenzione totale dalla disciplina dell'accesso dei terzi per 20 anni; in agosto il Ministero dello sviluppo economico ha notificato alla società la decisione di concederla, ma la Commissione europea ha richiesto un'integrazione di informazioni. L'iniziativa ha ottenuto a settembre 2009 l'esclusione di VIA sulla modifica del tracciato del gasdotto di collegamento alla Rete nazionale, modifica che era stata richiesta dagli enti locali. Nell'estate 2009 Golar Frost ha consegnato la nave nel porto di Dubai dove Saipem la sta convertendo in terminale. L'arrivo è previsto al largo di Livorno nei primi mesi del 2011. A dicembre 2009 sono stati avviati i lavori a terra per la realizzazione del gasdotto di collegamento alla Rete nazionale e a gennaio 2010 quelli del collegamento via mare.

La situazione è invece ancora sospesa per l'altro progetto toscano, quello portato avanti da Edison e British Petroleum a Rosignano Marittima, il cui procedimento autorizzativo è tuttora in corso. La Regione Toscana ha dato a dicembre 2009 parere negativo alla VIA, nonostante il precedente giudizio positivo (con prescrizioni) del Nucleo regionale di valutazione

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

sulla VIA. La Regione ha motivato il parere ostile ribadendo il valore e l'importanza del piano di indirizzo energetico regionale – che prevede un solo rigassificatore nel territorio toscano –

come strumento di governo e programmazione strategica. Nel gennaio 2010 la Regione ha comunque aperto a tutti gli interessati un tavolo di riflessione sull'infrastruttura.

TAV. 3.12

Stato dei progetti per nuovi terminali GNL a marzo 2010

Capacità di rigassificazione in G(m³)/anno

PROGETTO	SOCIETÀ	CAPACITÀ	PREVISIONE INIZIO ESERCIZIO	STATO
Brindisi	Brindisi LNG (100% British Gas Italia)	8	n.d.	Nel gennaio 2008 Brindisi Lng ha avviato una nuova procedura presso i Ministeri dell'ambiente e dei beni culturali per la pronuncia di compatibilità ambientale del progetto di un rigassificatore nell'area di Capo Bianco, che si è conclusa positivamente a dicembre 2009.
Gioia Tauro (RC)	LNG MedGas Terminal (Fingas – Sorigenia e Iride 69,8%, Medgas Italia – gruppo Belleli 25%, Azienda Energetica Etschewerke di Bolzano 5%)	12	2004	VIA positiva nel settembre 2008; ha ottenuto (giugno 2008) un finanziamento dalla Commissione europea per 1,6 M€, nell'ambito del progetto TEN-E; stipulato un Protocollo d'intesa con gli enti locali nel maggio 2009. Nulla osta definitivo della Conferenza dei servizi a dicembre 2009.
Toscana offshore (LI)	OLT Offshore LNG Toscana (E.On 46,79%, Gruppo Iride 46,79%, OLT Energy Toscana 3,73%, Golar LNG 2,69%)	3,75	2011	Chiesta esenzione totale del TPA per 20 anni; in agosto 2009 il Ministero dello sviluppo economico ha notificato la decisione di concessione dell'esenzione ma la Commissione europea ha richiesto un'integrazione di informazioni; a settembre 2009 ha ottenuto l'esclusione di VIA sulla modifica del tracciato del gasdotto di collegamento alla Rete nazionale.
Rosignano (LI)	Edison – BP – Solway	8	n.d.	Il procedimento autorizzativo è tuttora in corso; a dicembre 2009 la Regione Toscana ha dato parere negativo alla VIA, nonostante il precedente giudizio positivo (con prescrizioni) del Nucleo di valutazione regionale sulla VIA; nel gennaio 2010 la Regione ha comunque aperto a tutti gli interessati un tavolo di riflessione sull'infrastruttura.
Porto Empedocle (AG)	Nuove Energie (Enel 90%)	8	2013	Procedimento autorizzativo di competenza della Regione Sicilia; nel settembre 2008 ha ottenuto il decreto favorevole di compatibilità ambientale con prescrizioni; parere positivo della Conferenza dei Servizi della Regione Sicilia nel gennaio 2009; a ottobre 2009 la Regione ha rilasciato l'autorizzazione alla costruzione dopo l'accordo raggiunto sulle compensazioni ambientali, economiche e sociali destinate alla Provincia di Agrigento e al Comune di Porto Empedocle; è in via di conclusione la gara per la selezione delle offerte per la realizzazione del terminale.
Rada di Augusta/Melilli/Priolo (SR)	Ionio Gas (ERG Power&Gas 50%, Shell Energy Italia 50%)	8	2014	Procedimento autorizzativo di competenza della Regione Sicilia; a settembre 2008 ha ottenuto il decreto favorevole di compatibilità ambientale con prescrizioni; il progetto è avversato dai Comuni interessati; a luglio 2009 si è aperta la Conferenza dei servizi.
Taranto	Gas Natural Internacional	8	n.d.	Accordo con Snam Rete Gas per la costruzione del gasdotto di collegamento alla Rete nazionale una volta autorizzato il progetto; nel luglio 2008 il Comitato VIA della Regione Puglia ha espresso parere negativo sul rigassificatore; ad agosto 2008 anche la giunta regionale ha deliberato parere sfavorevole.

PROGETTO	SOCIETÀ	CAPACITÀ	PREVISIONE INIZIO ESERCIZIO	STATO
Zaule (TS)	Gas Natural Internacional	8	2013	Decreto di VIA positivo (con prescrizioni) nel luglio 2009; il progetto è avversato da alcuni Comuni interessati e soprattutto dal governo sloveno che contro l'iniziativa ha minacciato un ricorso alla Commissione europea; ciononostante si è comunque dichiarato disponibile a incontrare le autorità italiane per giungere a un accordo.
Trieste offshore (TS)	Terminale Alpi Adriatico (E.On 100%)	8	n.d.	Nel marzo 2008 è stata proposta una nuova localizzazione dell'impianto e si è aggiornato lo studio d'impatto ambientale; la società ha chiesto il rilascio della concessione demaniale per la nuova localizzazione. La proposta di nuova localizzazione è stata posta all'esame della Commissione tecnica del Ministero dell'ambiente nel settembre 2008.
Porto Recanati (AN)	Tritone GNL (Gaz de France -Suez)	5	n.d.	Impianto offshore costituito da un'unità di rigassificazione galleggiante ancorata a 30 km dalla costa; a novembre 2009 ha ottenuto il nulla osta di fattibilità dal Comitato tecnico regionale e il parere favorevole dalla Conferenza dei servizi regionale in materia di VIA; parere positivo con prescrizioni da parte della Commissione tecnica VIA e VAS a dicembre 2009.
Portovenere (SP)	GNL Italia (Eni 100%)	8	n.d.	Potenziamento del terminale di Panigaglia di Eni che ne porterebbe la capacità dagli attuali 3,5 a 8 G(m ³); procedimento di VIA avviato nel luglio 2007; il Comune di Portovenere ha espresso parere contrario; la giunta regionale ligure ha confermato nell'aprile 2009 la propria posizione negativa nell'ambito della Commissione VIA; parere favorevole della Conferenza dei servizi regionale a novembre 2009.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

TAV. 3.12 SEGUE

Stato dei progetti per nuovi terminali GNL a marzo 2010

Capacità di rigassificazione in G(m³)/anno

Il 2009 è stato positivo per l'iniziativa di Nuove Energie (controllata da Enel al 90%) che ha progettato la costruzione di un terminale a Porto Empedocle (AG), il cui procedimento autorizzativo è – come nel caso di quello interessante la Rada di Augusta/Melilli/Priolo – di competenza della Regione Sicilia, in quanto Regione a statuto speciale. Nello scorso ottobre la Regione Sicilia ha concesso l'autorizzazione alla costruzione, a seguito del rilascio di parere positivo da parte della Conferenza regionale dei Servizi (gennaio 2009) e dell'accordo raggiunto con la società proponente sulle compensazioni ambientali, economiche e sociali destinate alla Provincia di Agrigento e al Comune di Porto Empedocle. La selezione delle offerte per la realizzazione del rigassificatore è nelle fasi finali e la società proponente conta di poter iniziare i lavori entro il 2010. Da registrare, infine, che a gennaio 2010 Nuove Energie ha sottoscritto con la prefettura locale un documento per salvaguardare i lavori da eventuali condizionamenti o infiltrazioni mafiose.

Più complicato invece l'iter autorizzativo per l'altro progetto di terminale in territorio siciliano, ipotizzato da Ionio Gas, *joint venture* paritetica tra ERG Power&Gas e Shell Energy Italia, nell'area della Rada di Augusta/Melilli/Priolo. L'iniziativa, che ha ottenuto a settembre 2008 il decreto favorevole di compatibilità ambientale (con prescrizioni), è tuttavia avversata dai Comuni interessati. La realizzazione del terminale è stata vincolata a un'ampia serie di prescrizioni che riguardano la tutela ambientale e la previsione di opere di compensazione per il territorio alle quali sarà subordinata la firma del decreto assessoriale. A luglio 2009 si è aperta la Conferenza dei servizi. Nell'aprile 2010 la Commissione attività produttive dell'assemblea regionale siciliana ha chiesto l'apertura di un'indagine conoscitiva sul progetto in questione, con lo scopo di valutare i rischi ambientali derivanti dall'eventuale contemporanea presenza, nell'area di Augusta/Melilli/Priolo, di impianti industriali e del rigassificatore.

La situazione è indeterminata anche per il progetto sostenuto da Gas Natural Internacional nell'area di Zaule (TS). L'iniziativa ha ottenuto il decreto di VIA (con prescrizioni) nel luglio 2009, ma è avversata da alcuni Comuni interessati e soprattutto dal governo sloveno che contro il progetto ha minacciato un ricorso alla Commissione europea; ciononostante si è comunque dichiarato disponibile a incontrare le autorità italiane per giungere a un accordo.

È giunto alla fine dello scorso anno un risultato positivo anche relativamente al potenziamento del terminale di Panigaglia di Eni, che ne porterebbe la capacità dagli attuali 3,5 a 8 G(m³), per il quale il procedimento di VIA è iniziato nel luglio 2007. A novembre 2009, infatti, la Conferenza dei servizi regionale ha emesso parere favorevole, nonostante in primavera sia il Comune di Portovenere sia la giunta regionale ligure avessero espresso la propria posizione negativa nell'ambito della Commissione VIA.

Distribuzione

Come negli scorsi anni, nell'ambito dell'Indagine annuale dell'Autorità sull'evoluzione dei settori regolati, ai soggetti esercenti la distribuzione del gas naturale è stato chiesto di fornire dati preconsuntivi relativamente all'attività svolta nell'anno 2009 e di confermare o rettificare i dati forniti in via provvisoria lo scorso anno relativamente al 2008. Nelle tavole che seguono sono quindi da considerarsi provvisori i dati relativi al 2009.

Una sintesi delle cifre riguardanti questo segmento della filiera gas è illustrata nella tavola 3.13. Il processo di riassetto industriale che da tempo caratterizza la distribuzione di gas naturale e che conduce ogni anno a numerose operazioni di fusione e acquisizioni societarie, ovvero alla riduzione del numero di imprese che vi operano, è proseguito anche lo scorso anno. Il numero dei distributori alla fine del 2009 risulta infatti sceso a circa 270 (ma questa cifra è passibile di modificazioni per il ritardo con cui alcuni operatori comunicano le variazioni societarie avvenute nel 2009) dalle 295 unità che erano presenti al 31 dicembre 2008.

Nell'edizione 2010 dell'Indagine hanno risposto 269 operatori: di questi, 5 erano inattivi nel 2008 e hanno avviato l'attività nel 2009, mentre 25 risultano essere quelli che erano operativi nel 2008 ma che hanno interrotto l'attività nel 2009, a seguito di un'operazione di fusione/incorporazione o perché hanno ceduto la propria attività ad altri soggetti. Le operazioni societarie più significative sono state:

- l'incorporazione di 4 società del gruppo E.On in un'altra società del gruppo stesso. Il gruppo ha ora una sola società di distribuzione che, grazie all'acquisizione della somma dei clienti delle 5 precedentemente esistenti, è entrata a far parte della classe "Molto grandi";
- l'incorporazione di Asm Reti, società di distribuzione della parte bresciana di A2A, in A2A Reti Gas, per effetto della quale A2A Reti Gas ha superato nel 2009 la soglia di un milione di clienti;
- l'acquisizione da parte di Gas Natural Distribuzione Italia di 7 società (Normanna Gas, Smedigas, Gasdotti Azienda Siciliana, Agragas, Italmeco, Calgas, Pitta Costruzioni). Con tali operazioni societarie, Gas Natural Distribuzione Italia è giunta quasi al limite della classe "Grandi", nella quale era già presente nel 2008, e ha triplicato il volume distribuito.

Lo spostamento di E.On Reti tra le imprese molto grandi (cioè con più di mezzo milione di clienti) ha fatto salire tale categoria di un'unità e diminuire di un'unità quella precedente, contenente le aziende classificate come grandi (vale a dire con un numero di clienti compreso tra 100.000 e 500.000). È scesa invece da 26 a 21 la numerosità dei distributori di media dimensione, che servono cioè tra 50.000 e 100.000 clienti. Solo 35 soggetti (il 14% delle imprese attive nel settore) superano quindi la soglia dei 100.000 clienti serviti, alla quale scatta l'obbligo di separazione funzionale delle attività, secondo quanto disposto dalla normativa dell'Autorità sull'*unbundling*. Complessivamente essi coprono l'81% dei volumi distribuiti in Italia (nel 2008 le stesse imprese coprivano il 78%). Le restanti 209 imprese attive nel 2009 distribuiscono un quinto dei volumi totali (Tav. 3.13).

TAV. 3.13

Attività dei distributori
nel periodo 2006-2009

OPERATORI ^(A)	2006	2007	2008	2009
NUMERO	287	270	264	244
Molto grandi	7	8	8	9
Grandi	22	24	27	26
Medi	31	33	26	21
Piccoli	133	124	120	115
Piccolissimi	94	81	83	73
VOLUME DISTRIBUITO – M(m³)	34.917	31.388	33.735	33.466
Molto grandi	18.194	15.921	17.286	18.695
Grandi	7.841	7.394	8.954	8.373
Medi	3.843	3.978	3.285	2.425
Piccoli	4.584	3.746	3.881	3.690
Piccolissimi	455	343	329	284

(A) Molto grandi: operatori con più di 500.000 clienti.

Grandi: operatori con un numero di clienti compreso tra 100.000 e 500.000.

Medi: operatori con un numero di clienti compreso tra 50.000 e 100.000.

Piccoli: operatori con un numero di clienti compreso tra 5.000 e 50.000.

Piccolissimi: operatori con meno di 5.000 clienti.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

La tavola 3.14 mostra un quadro di dettaglio dell'attività di distribuzione nel 2009, elencando, per regione, il numero di esercenti, di clienti (gruppi di misura), di comuni serviti, i volumi erogati e la quota percentuale rispetto al totale nazionale. Complessivamente sono stati distribuiti quasi 33,5 G(m³) a poco meno di 22 milioni di clienti residenti in 6.689 comuni. Come in passato, i dati evidenziano un'elevata variabilità territoriale, ma stabile nel tempo, che riflette la diversa diffusione del grado di metanizzazione, le differenze climatiche tra le diverse aree geografiche e la distribuzione sul territorio delle attività produttive di medio-piccola dimensione, tipicamente servite da reti secondarie. Quattro regioni, Piemonte,

Lombardia, Veneto ed Emilia Romagna assorbono più del 10% ciascuna e il 64% circa del gas complessivamente distribuito. Toscana e Lazio possiedono una quota superiore al 5%, 9 regioni evidenziano una quota compresa tra l'1,5% e il 3%, le restanti 4 mostrano quote inferiori all'1%. Manca dall'elenco la Sardegna che non è metanizzata. La tradizionale ripartizione geografica tra Nord, Centro, Sud e Isole mantiene, come negli scorsi anni, la netta predominanza del Nord nel quale viene distribuito il 71% del gas totale a poco meno di 12,5 milioni di clienti; seguono il Centro con il 19,7% del gas erogato a 5,3 milioni di clienti e il Sud e Isole con il 9,3% di gas a 3,9 milioni di clienti.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 3.14

Attività di distribuzione per regione nel 2009Clienti in migliaia;
volumi erogati in M(m³)

REGIONE	OPERATORI PRESENTI	CLIENTI	COMUNI SERVITI	VOLUMI EROGATI	QUOTA
Val d'Aosta	1	19	21	43	0,1%
Piemonte	36	1.985	1.058	3.926	11,7%
Liguria	10	847	150	900	2,7%
Lombardia	70	4.638	1.498	8.935	26,7%
Trentino Alto Adige	14	247	185	617	1,8%
Veneto	33	2.007	594	3.949	11,8%
Friuli Venezia Giulia	10	513	189	885	2,6%
Emilia Romagna	33	2.259	370	4.496	13,4%
Toscana	15	1.532	241	2.214	6,6%
Lazio	16	2.153	311	2.145	6,4%
Marche	28	634	229	887	2,7%
Umbria	11	332	90	527	1,6%
Abruzzo	31	572	286	689	2,1%
Molise	11	107	100	129	0,4%
Campania	27	1.249	402	967	2,9%
Puglia	14	1.202	249	1.117	3,3%
Basilicata	13	183	127	190	0,6%
Calabria	9	369	274	255	0,8%
Sicilia	12	917	315	596	1,8%
TOTALE	-	21.767	6.689	33.466	100,0%

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

La tavola 3.15 mostra una prima elaborazione della composizione societaria del capitale sociale dei distributori al 31 dicembre 2009, limitata, però, alle partecipazioni dirette di primo livello, così come rilevate nell'ambito dell'Indagine annuale. In prima battuta è opportuno osservare che sono solo 4 le società quotate in Borsa: Hera, Ascopiave, Enia e Lario Reti Holding. Tali società hanno una quota del capitale sociale detenuto in Borsa che pesa per appena l'1% sul totale delle

quote di partecipazione nel capitale sociale delle società che svolgono l'attività di distribuzione. Come lo scorso anno, quasi il 43% delle quote è, invece, detenuto da enti pubblici, mentre il 21,9% è relativo a quote detenute da imprese energetiche – locali nel 10,5% dei casi, imprese energetiche nazionali nel 9,7% dei casi e imprese energetiche estere nell'1,6% (con casa madre in Spagna). Il 13,3% è la quota di capitale sociale complessivamente detenuto da persone fisiche.

TAV. 3.15

Composizione societaria dei distributori nel 2009

NATURA GIURIDICA DEI SOCI	%
Enti pubblici	42,6
Società diverse	21,0
Persone fisiche	13,3
Imprese energetiche locali	10,5
Imprese energetiche nazionali	9,7
Imprese energetiche estere	1,6
Istituti finanziari nazionali	0,2
Flottante	1,0
Istituti finanziari esteri	0,0
TOTALE	100,0

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

REGIONE	CABINE	GRUPPI DI RIDUZIONE FINALE	ESTENSIONE RETE			QUOTA % DI PROPRIETÀ DELLE RETI	
			ALTA	MEDIA	BASSA	ESERCENTE	COMUNE
			PRESSIONE	PRESSIONE	PRESSIONE		
Val d'Aosta	5	51	0,3	165,8	194,9	98,6	0,8
Piemonte	745	32.278	80,7	11.501,4	11.883,2	87,7	5,1
Liguria	62	3092	57,4	1.945,4	4.125,6	72,3	0,1
Lombardia	1.669	15.716	112,5	14.346,2	31.414,9	69,6	18,3
Trentino Alto Adige	211	18.567	181,9	2.015,4	1.955,5	90,5	6,6
Veneto	657	10.266	290,0	10.444,7	17.970,4	80,3	12,4
Friuli Venezia Giulia	151	1.153	5,1	2.084,0	5.053,5	71,4	28,0
Emilia Romagna	378	85.057	305,9	16.771,1	12.808,3	70,3	12,5
Toscana	398	6.580	248,9	6.068,8	9.361,3	66,2	8,1
Lazio	295	2.108	198,6	6.139,5	8.155,7	94,3	5,6
Marche	418	2.107	19,1	4.259,0	4.539,6	46,4	30,8
Umbria	101	1.350	105,5	1.810,1	3.172,7	60,9	38,5
Abruzzo	190	2.130	1,4	4.335,6	4.657,5	73,8	23,1
Molise	65	440	5,6	978,3	872,7	81,5	18,2
Campania	327	3.762	17,6	3.857,4	7.449,5	80,5	16,3
Puglia	154	1.567	96,3	5.206,9	6.260,7	92,9	6,9
Basilicata	108	415	0,8	819,2	1.508,4	74,8	24,8
Calabria	184	787	34,7	2.289,6	3.403,8	90,6	9,4
Sicilia	192	1.674	60,3	4.082,3	7.804,8	95,8	1,7
Non in funzione	-	-	0,0	439,4	1.056,8	-	-
TOTALE	6.310	189.100	1.822,7	99.560,2	143.649,8	77,1	13,3

Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

TAV. 3.16

Infrastrutture di distribuzione e loro proprietà nel 2009

Numero di cabine e gruppi di riduzione finale; estensione reti in km

La distribuzione avviene per mezzo di circa 6.300 cabine, 189.000 gruppi di riduzione finale e 245.000 km circa di reti (di cui 1.500 non in funzione), il 41% in media pressione e 59% in bassa pressione (Tav. 3.16). Le reti sono collocate prevalentemente al Nord (145.700 km contro i 54.900 km del Centro e i 42.900 di Sud e Isole). Le reti, in media, appartengono per il 77% ai distributori stessi e per il 13% ai Comuni. La proprietà delle reti, che può essere del distributore, del Comune o di altri soggetti (per questo la somma delle percentuali della tavola può non eguagliare 100), varia comunque abbastanza sensibilmente tra le diverse regioni.

La tavola 3.17 mostra l'elaborazione preliminare dei dati sulla ripartizione, nel 2009, di clienti e volumi distribuiti per le categorie d'uso individuate dalla delibera 2 febbraio 2007, n. 17/07, e associate a determinati profili di prelievo standard. La cate-

goria di gran lunga prevalente in Italia è quella che utilizza il gas per tre usi: riscaldamento individuale, cottura cibi e produzione di acqua calda sanitaria. Tale categoria incide per il 63,2% dei clienti e per il 43,6% dei consumi; il consumo medio di questi clienti si aggira intorno ai 1.000 m³/anno. Importanti in termini di numerosità dei clienti sono anche gli usi di cottura cibi e produzione di acqua calda, che rappresentano quasi l'11% del totale, e il solo uso di cottura cibi che conta per il 10,8%. Importante appare anche l'uso del gas per il riscaldamento individuale associato con la cottura cibi, che rappresenta il 6,5% dei clienti complessivamente allacciati alle reti. In termini di volumi erogati, invece, risultano importanti l'uso di solo riscaldamento individuale o centralizzato (15,7%) e quello tecnologico artigianale-industriale (13,6%), il cui consumo medio supera i 20.000 m³/anno.

TAV. 3.17

Ripartizione di clienti distribuiti per categoria d'uso nel 2009

Quote percentuali dei clienti allacciati alle reti di distribuzione al 31/12/2009 e dei volumi a essi distribuiti; consumo medio in m³

CATEGORIA D'USO	QUOTA SU CLIENTI	QUOTA SU VOLUMI	CONSUMO MEDIO
Uso cottura cibi	10,8%	1,4%	205
Produzione di acqua calda sanitaria	0,6%	0,2%	526
Uso cottura cibi + produzione di acqua calda sanitaria	10,7%	2,2%	322
Uso tecnologico (artigianale-industriale)	1,0%	13,6%	20.257
Uso condizionamento	0,1%	0,1%	2.081
Riscaldamento individuale/centralizzato	3,8%	15,7%	6.322
Riscaldamento individuale + uso cottura cibi + produzione di acqua calda sanitaria	63,2%	43,6%	1.060
Riscaldamento individuale + uso cottura cibi	6,5%	4,2%	992
Riscaldamento individuale + produzione di acqua calda sanitaria	1,5%	3,7%	3.663
Riscaldamento centralizzato + uso cottura cibi + produzione di acqua calda sanitaria	0,3%	1,2%	5.474
Riscaldamento centralizzato + produzione di acqua calda sanitaria	0,5%	4,5%	13.913
Uso tecnologico + riscaldamento	0,9%	9,4%	16.615
Uso condizionamento + riscaldamento	0,0%	0,2%	20.075
TOTALE	100,0%	100,0%	1.537

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Come si ripartiscono gli utenti del servizio di distribuzione in base ai volumi consumabili è valutabile anche tramite i dati della ripartizione di clienti e volumi per fasce di prelievo, espresse in GJ/anno (Tav. 3.18).

Nelle prime due classi (0-4 e 4-20 GJ/anno) ricadono con molta probabilità le famiglie che usano il gas per cottura cibi e/o produzione di acqua calda. Insieme esse incidono per il 44% in termini di numerosità e per il 5,6% in termini di volu-

mi prelevati. La classe più numerosa in termini sia di numero di gruppi di misura, sia di volumi è quella che prevede un consumo annuo compreso tra 20 e 200 GJ (all'incirca tra 520 e 5.200 m³) dove ricadono le famiglie o le piccole attività commerciali che utilizzano il gas anche per il riscaldamento dei locali. Le ultime quattro classi, relativamente meno numerose, sono quelle cui appartengono gli usi più intensivi: esse infatti assorbono metà del gas distribuito.

TAV. 3.18

Ripartizione dei clienti della distribuzione e dei prelievi per fascia di prelievo

Clienti al 31/12/2009; in migliaia e volumi prelevati in M(m³)

FASCIA DI PRELIEVO (GJ/anno)	CLIENTI	VOLUMI	QUOTA SU CLIENTI	QUOTA SU VOLUMI
0-4	4.215	190	19,4%	0,6%
4-20	5.390	1.667	24,8%	5,0%
20-200	11.291	15.225	51,9%	45,5%
200-3.000	759	7.545	3,5%	22,5%
3.000-8.000	47	2.004	0,2%	6,0%
8.000-40.000	31	2.860	0,1%	8,5%
Oltre 40.000	34	3.975	0,2%	11,9%
TOTALE	21.767	33.466	100,0%	100,0%

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

La tavola 3.19 illustra, infine, i primi 20 gruppi operanti nella distribuzione di gas naturale nel 2009 e le relative quote di mercato sia nel 2009, sia nel 2008. Come nelle altre

fasi della filiera, il gruppo Eni risulta dominante, con una quota meno rilevante e in discesa (22,6% nel 2009, era 23,2% nel 2008), ma comunque più che doppia rispetto ai

principali inseguitori. Il confronto con il 2008 mostra un ridimensionamento sia dell'*incumbent*, sia del principale gruppo concorrente Enel (che ha ceduto la rete al Fondo infrastrutturale F2i Reti Italia, mantenendone la gestione), a favore dei tre operatori inseguitori: Hera, A2A e Italcogim (AFIN). Nonostante l'incremento del numero di utenti otte-

nuto con le incorporazioni di altre 4 imprese (vedi *supra*), il calo complessivo dei volumi distribuiti nel 2009 rispetto al 2008 non ha consentito al gruppo E.On di accrescere la propria quota in termini di volumi erogati.

Complessivamente i primi 20 gruppi hanno coperto il 76% del mercato.

GRUPPO	2008	QUOTA	2009	QUOTA
Eni	7.818	23,2%	7.554	22,6%
F2i Reti Italia	3.636	10,8%	3.304	9,9%
Hera	2.129	6,3%	2.184	6,5%
A2A	1.937	5,7%	2.048	6,1%
Italcogim (AFIN)	1.307	3,9%	1.533	4,6%
Iride	1.151	3,4%	1.131	3,4%
E.On	1.181	3,5%	1.106	3,3%
Toscana Energia	1.079	3,2%	1.052	3,1%
Enia	1.070	3,2%	1.048	3,1%
Asco Holding	802	2,4%	759	2,3%
Linea Group Holding	537	1,6%	564	1,7%
Acegas-Aps	463	1,4%	477	1,4%
AMGA Azienda Multiservizi	443	1,3%	451	1,3%
Erogasmet	351	1,0%	387	1,2%
Energei	311	0,9%	329	1,0%
Consiag	315	0,9%	324	1,0%
Gelsia	320	0,9%	321	1,0%
Gas Natural SDG	293	0,9%	319	1,0%
ACSM-AGAM	186	0,6%	301	0,9%
Aimag	302	0,9%	298	0,9%
Altri	8.102	24,0%	7.975	23,8%
Totale complessivo	33.735	100,0%	33.466	100,0%

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 3.19

Primi venti gruppi operanti nella distribuzione di gas naturale nel 2009

Volumi di gas naturale distribuito in M(m³)

Mercato all'ingrosso

I dati relativi al mercato all'ingrosso del gas provengono dalle prime e provvisorie elaborazioni dei dati raccolti nell'Indagine annuale che l'Autorità realizza sullo stato dei mercati dell'energia elettrica e del gas nell'anno precedente. Per quanto riguarda il settore della vendita gas, l'Indagine era rivolta alle 404 società accreditate all'Anagrafica operatori (istituita nel

luglio 2008 con la delibera 23 giugno 2008, GOP 35/08) che hanno dichiarato di svolgere attività di vendita di gas all'ingrosso o al mercato finale nel 2009. Di queste hanno risposto 336 imprese, di cui 25 hanno dichiarato di essere rimaste inattive nel corso dell'anno. In base al decreto legislativo n. 164/00, i soggetti che vendono gas a clienti finali devono

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

anche essere autorizzati dal Ministero dello sviluppo economico, mentre le imprese che svolgono solo attività di *trading* non necessitano di tale autorizzazione. Tra gli esercenti oggetto della rilevazione sono stati classificati come grossisti gli operatori che hanno effettuato meno del 95% delle loro vendite a clienti finali; essi comprendono anche tutte le società che possiedono una produzione propria di gas naturale che offrono sul mercato all'ingrosso.

Nel 2009 il numero di grossisti è cresciuto, salendo a 93 unità

contro le 79 dell'anno precedente (Tav. 3.20): l'incremento è dovuto all'ampliamento della classe di operatori "Medi", che conta 7 unità in più rispetto al 2008, e più ancora alla classe di operatori "Piccolissimi", salita di 8 unità. Dalla completa apertura del mercato del gas, avvenuta nel 2003, il numero di soggetti che vendono gas all'ingrosso è più che raddoppiato. Da evidenziare, inoltre, è l'azzeramento della classe di operatori "Grandi", cioè con vendite superiori a 10 G(m³), per la discesa al di sotto di tale soglia dei volumi venduti dall'unico operatore che comprendeva.

TAV. 3.20

Attività dei grossisti
nel periodo 2002-2009

OPERATORI ^(A)	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
NUMERO	55	40	41	60	72	74	79	93
Eni	1	1	1	1	1	1	1	1
Grandi	1	1	1	2	1	1	1	0
Medi	4	4	6	8	9	11	14	21
Piccoli	17	20	19	29	29	31	33	33
Piccolissimi	32	14	14	20	32	30	30	38
VOLUME VENDUTO – G(m³)	85,2	90,6	95,9	110,5	103,2	101,3	111,0	110,9
Eni	52,3	51,3	53,6	58,0	57,3	51,6	48,7	36,3
Grandi	12,9	17,8	16,3	27,0	13,5	13,1	12,7	0,0
Medi	15,8	15,6	18,4	14,0	20,1	22,8	32,9	59,3
Piccoli	4,0	5,6	7,6	10,8	11,3	12,7	15,6	14,3
Piccolissimi	0,2	0,2	0,1	0,7	1,0	1,1	1,1	1,1
VOLUME MEDIO UNITARIO – M(m³)	1.550	2.264	2.340	1.842	1.433	1.369	1.405	1.192
Eni	52.349	51.320	53.632	58.027	57.292	51.643	48.656	36.301
Grandi	12.865	17.808	16.268	13.486	13.451	13.131	12.709	0
Medi	3.954	3.902	3.061	1.748	2.233	2.074	2.353	2.823
Piccoli	234	279	399	372	391	410	472	432
Piccolissimi	7	17	7	37	31	35	37	28

(A) Grandi: operatori con vendite superiori a 10 G(m³).

Medi: operatori con vendite comprese tra 1 e 10 G(m³).

Piccoli: operatori con vendite comprese tra 0,1 e 1 G(m³).

Piccolissimi: operatori con vendite inferiori a 0,1 G(m³).

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Nell'insieme i grossisti hanno venduto 110,9 G(m³), di cui 43,5 al mercato finale e 67,4 ad altri intermediari del mercato all'ingrosso (Tav. 3.23). Rispetto al 2008 il volume complessivamente trattato è rimasto sostanzialmente invariato, ma al suo interno sono aumentate dello 0,7% le vendite al mercato all'ingrosso, che nell'anno precedente si erano fermate a 66,9 G(m³), mentre sono diminuite dell'1,0% le vendite effettuate da questi operatori direttamente a clienti

finali, che nel 2008 avevano raggiunto 43,9 G(m³). La riduzione dei volumi venduti sul mercato finale e l'incremento di quelli ceduti sul mercato all'ingrosso dagli stessi grossisti sono un fenomeno che si va manifestando da qualche anno. Anche gli ultimi dati confermano quindi essere in atto un processo di specializzazione sul proprio mercato e ciò appare significativo in un anno di crisi economica come il 2009, caratterizzato da un mercato che complessivamente non è

creciuto e da una platea più ampia di soggetti che vi hanno operato.

In media il volume unitario di vendita è diminuito del 15%, essendo passato da 1,4 a 1,2 G(m³), in conseguenza della stabilità dei volumi trattati e del contemporaneo aumento del numero degli operatori, ma anche della riduzione dei volumi ceduti dagli operatori di più grande dimensione. L'unica classe di operatori che risulta aver venduto più gas rispetto al 2008 (+20%) è, in effetti, quella dei soggetti di media dimensione, con vendite comprese tra 1 e 10 G(m³). Al contempo i volumi di gas complessivamente venduti da Eni sono diminuiti del 25%, quelli dei grandi operatori si sono azzerati, le vendite dei piccoli operatori sono calate dell'8% e una riduzione del 3% hanno registrato le vendite dei piccolissimi.

Circa le modalità di approvvigionamento delle imprese grossiste si osserva come queste società si procurino il gas per il 54% attraverso le importazioni (Tav. 3.21). Il 23% del gas ceduto al mercato all'ingrosso viene acquistato da altri rivenditori sul territorio nazionale (sia alla frontiera, sia al *city gate*), il 6% è direttamente prodotto e il 15% viene acquisito al PSV. Quest'ultimo sta accrescendo la propria importanza: nel 2008, infatti, la quota del PSV era del 10%.

Le importazioni sono la principale fonte di approvvigionamento soprattutto per i grandi operatori, mentre via via che la dimensione degli operatori si riduce, divengono sempre più importanti gli acquisti sul mercato nazionale e quelli al PSV; l'incidenza degli acquisti al PSV è massima nel caso dei grossisti di piccolissima dimensione, dove raggiunge il 35%.

APPROVVIGIONAMENTO	GROSSISTI ^(A)					
	Eni	Grandi	Medi	Piccoli	Piccolissimi	Totale
Produzione nazionale	15,2%	–	1,2%	4,5%	2,2%	6,2%
Importazioni	82,1%	–	42,9%	32,1%	8,3%	54,1%
Acquisti da operatori sul territorio nazionale	2,2%	–	32,8%	35,1%	54,8%	23,2%
Acquisti in stoccaggio	0,1%	–	1,5%	2,3%	0,0%	1,1%
Acquisti al PSV	0,4%	–	21,6%	26,1%	34,6%	15,3%
TOTALE	100,0%	–	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

(A) Grandi: operatori con vendite superiori a 10 G(m³).

Medi: operatori con vendite comprese tra 1 e 10 G(m³).

Piccoli: operatori con vendite comprese tra 0,1 e 1 G(m³).

Piccolissimi: operatori con vendite inferiori a 0,1 G(m³).

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 3.21

Approvvigionamento dei grossisti nel 2009

Quote percentuali

A fronte delle risorse disponibili appena descritte, è possibile analizzare in dettaglio gli impieghi di gas effettuati dalle imprese grossiste (Tav. 3.22). Nel complesso, il 55,2% del gas approvvigionato viene rivenduto sul mercato all'ingrosso, il 35,7% va a clienti finali (e quasi il 25% di questo gas viene ceduto a clienti finali collegati societariamente) e il restante 9,2% è destinato all'autoconsumo, ovvero è impiegato direttamente nelle centrali di produzione elettrica degli stessi grossisti. L'attività di intermediazione all'ingrosso risulta prevalente nelle società di medio-piccola dimensione, che destinano a

questo mercato il 60% o più del gas da esse approvvigionato. Eni consuma circa l'11% del gas approvvigionato nelle proprie centrali elettriche e rivende i quantitativi restanti per il 40% al mercato all'ingrosso e per il 50% al mercato finale. Gli operatori di media dimensione, invece, accanto all'attività di rivendita all'ingrosso appaiono utilizzare il gas per usi propri: circa metà del gas venduto al mercato finale dalle imprese ricadenti in questa classe va infatti a clienti finali collegati societariamente, mentre il 10% del gas trattato dagli operatori di media dimensione è destinato all'autoconsumo.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 3.22

Impieghi di gas
dei grossisti nel 2009

Quote percentuali

VENDITE	GROSSISTI ^(A)					Totale
	Eni	Grandi	Medi	Piccoli	Piccolissimi	
Ad altri rivenditori sul territorio nazionale	39,1%	–	60,7%	75,9%	56,3%	55,2%
– di cui vendite in stoccaggio	0,1%	–	1,2%	2,3%	1,9%	1,1%
– di cui vendite al PSV	28,7%	–	25,2%	47,1%	33,8%	29,6%
A clienti finali	49,8%	–	29,4%	23,7%	41,8%	35,7%
– di cui collegati societariamente	6,2%	–	45,0%	21,0%	1,3%	24,5%
Autoconsumi	11,1%	–	10,0%	0,4%	2,0%	9,2%
TOTALE	100,0%	–	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

(A) Grandi: operatori con vendite superiori a 10 G(m³).Medi: operatori con vendite comprese tra 1 e 10 G(m³).Piccoli: operatori con vendite comprese tra 0,1 e 1 G(m³).Piccolissimi: operatori con vendite inferiori a 0,1 G(m³).

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

La tavola 3.23 mostra il dettaglio dell'attività delle 37 società (nel 2008 erano 33) il cui venduto ha raggiunto almeno 300 M(m³) nel mercato all'ingrosso. Insieme questi operatori coprono il 96,1% delle vendite complessivamente effettuate su tale mercato che si mantiene ancora concentrato, seppure in miglioramento: la quota delle prime 3 società Eni, Enel Trade ed Edison, è infatti scesa al 39,6% (l'anno precedente era del 50,2%); quella delle prime 5, che include anche Plurigas e Gaz de France, si è abbassata al 50,6%, mentre nel 2008 era pari al 59%.

L'ultima riga della tavola mostra il prezzo mediamente praticato dalle società classificate come grossiste, che nel 2009 è risultato pari a 31,52 c€/m³. I clienti finali pagano, ovviamente, un prezzo superiore, rispetto a quello degli altri intermediari. Il differenziale tra le due clientele è stimabile intorno a 4,6 c€/m³, essendo pari a 34,30 c€/m³ il prezzo praticato ai clienti finali contro i 29,72 c€/m³ pagati dagli altri grossisti e rivenditori. Tale differenziale si è ampliato rispetto al 2008, quando risultava pari a 3 c€/m³.

TAV. 3.23

Vendite dei principali
grossisti nel 2009M(m³)

SOCIETÀ	A GROSSISTI E VENDITORI	A CLIENTI FINALI	TOTALE
Eni	15.961	20.340	36.301
Enel Trade	5.582	4.357	9.939
Edison	5.125	3.572	8.697
Gaz De France Sede Secondaria	3.871	0	3.871
Plurigas	3.535	803	4.339
Sinergie Italiane	2.928	0	2.928
Hera Trading	2.531	215	2.746
A2A Trading	2.119	67	2.186
E.On Energy Trading	1.974	435	2.410
Enoi	1.887	18	1.904
Aceaelectrabel Trading	1.325	481	1.807
E.On Ruhrgas	1.133	290	1.423
Gas Plus Italiana	1.126	0	1.126
Spigas	1.109	90	1.199
Shell Italia	1.100	709	1.810
Elettrogas	1.063	0	1.063
Premiumgas	1.048	304	1.352
Sonatrach Gas Italia	974	0	974
Sorgenia	876	1.069	1.946

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

SOCIETÀ	A GROSSISTI E VENDITORI	A CLIENTI FINALI	TOTALE
Italtrading	828	11	840
Ascotrade	811	789	1.600
Blugas	753	19	772
Begas Energy International (ex Bidas Energy International)	696	12	709
Worldenergy	685	0	685
Speia	667	159	826
Energetic Source	535	27	562
Essent Trading International	534	0	534
Egl Italia	520	18	537
Energy Trade	505	13	518
Cea Centrex Italia	486	0	486
Iride Mercato	467	1.201	1.668
Enova	380	11	391
Hb Trading	371	0	371
Econgas Italia	332	33	364
Libera Energia	324	131	455
Shell Italia E&P	314	0	314
Eni Mediterranea Idrocarburi	309	0	309
Altri	2.611	8.330	10.942
TOTALE	67.396	43.506	110.902
Prezzo medio (c€/m ³)	29,72	34,30	31,52

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 3.23 SEGUE

Vendite dei principali grossisti nel 2009

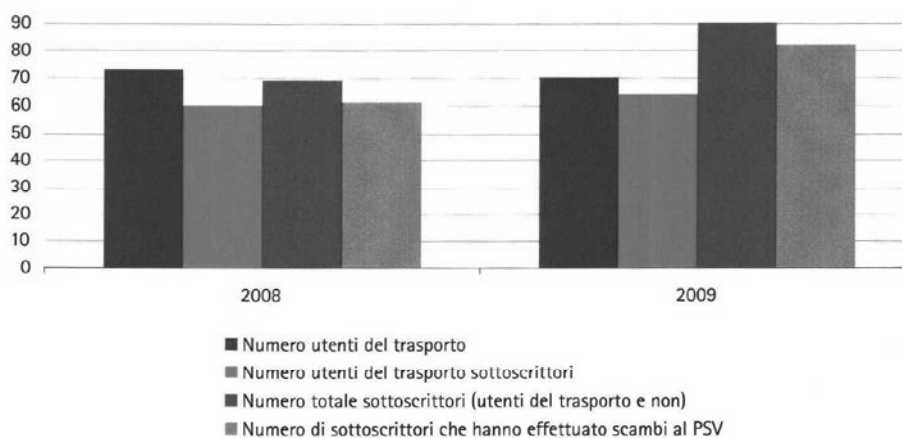
M(m³)

Punto di scambio virtuale

Secondo la normativa in vigore, gli operatori del gas possono effettuare cessioni e scambi di gas immesso nella Rete nazionale, presso un punto virtuale concettualmente localizzato tra i punti di entrata e i punti di uscita della Rete nazionale: il Punto di scambio virtuale. Il PSV offre loro un utile strumento di bilanciamento commerciale e la possibilità di replicare gli effetti della cessione giornaliera di capacità, per esempio in caso di interruzione o riduzione di capacità da una fonte di approvvigionamento. Le transazioni al PSV si effettuano sulla base di contratti bilaterali *over-the-counter*: esso dunque non può essere assimilato a una Borsa gas, che in Italia è stata

recentemente avviata presso il Gestore del mercato elettrico. Negli ultimi anni, il PSV ha notevolmente accresciuto la sua importanza, in termini sia di volumi scambiati, sia di numero delle contrattazioni. Ciò è avvenuto anche perché, secondo le disposizioni dell'Autorità, dal novembre 2006 i *trader* possono effettuare transazioni presso l'*hub* nazionale, senza essere al contempo utenti del sistema di trasporto. Nel 2009 82 soggetti hanno effettuato scambi, cessioni e acquisizioni di gas presso il PSV; di questi 22 sono risultati *trader* puri, in quanto non utenti del sistema di trasporto (Fig. 3.6). La crescita dei *trader* è stata notevole nello scorso anno, considerando che le stesse cifre per il 2008 evidenziano 61 soggetti che hanno effettuato scambi e solo 7 non erano al contempo utenti del trasporto.

FIG. 3.6

Utenti del PSV
nel 2009

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Le figure 3.7 e 3.8 mostrano lo storico delle transazioni di gas avvenute presso i punti di ingresso del sistema gas nazionale e presso il PSV sino al marzo 2010, in termini di volumi e di numero di transazioni². 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) che avvengono presso i due rigassificatori italiani le quali, seppure vengano registrate come operazioni al PSV, non sono dovute a contrattazioni tra operatori sul mercato secondario. Più in dettaglio, la categoria "PSV GNL" include dal novembre 2005 le riconsegne che avvengono presso il terminale di Panigaglia da parte della società GNL Italia e, dall'ottobre 2009, quelle che avvengono presso il terminale di Porto Viro (Rovigo) da parte della società Terminale GNL Adriatico. Un confronto tra gli anni termici 2007-2008 e 2008-2009 (Fig. 3.9) mostra come – analogamente agli anni passati – il PSV stia crescendo a scapito degli altri punti di

ingresso della Rete nazionale. Nonostante Passo Gries e Tarvisio mantengano un'incidenza rilevante, la quota del PSV cresce costantemente nel tempo; tra i due anni termici considerati l'incremento è stato del 21%. Pure nei primi mesi dell'anno termico 2009-2010, sino a marzo 2010, le transazioni di gas presso il PSV in termini di volumi hanno rappresentato il 73% del totale movimentato. Nell'anno termico appena trascorso anche i punti di Gorizia, Panigaglia, Mazara e Gela hanno registrato una quota piccola ma significativa, come non accadeva dal 2005. Più in generale, è importante sottolineare che la caduta dei volumi sui punti di entrata, registrata negli ultimi anni, è certamente dovuta alla crescita e alla standardizzazione del PSV, ma in parte anche al fatto che nei calcoli sottostanti ai grafici sono considerate solo le transazioni commerciali (effettuate cioè al confine sul lato Italia), mentre molte transazioni, pur realizzandosi ai punti di entrata, sono classificate come doganali in quanto avvengono sul lato estero.

² Per rendere confrontabili le transazioni registrate presso il PSV con quelle avvenute presso i punti di entrata indicati, per il PSV si è considerata per ogni mese la media del numero di transazioni giornaliere insieme al totale dei volumi scambiati.

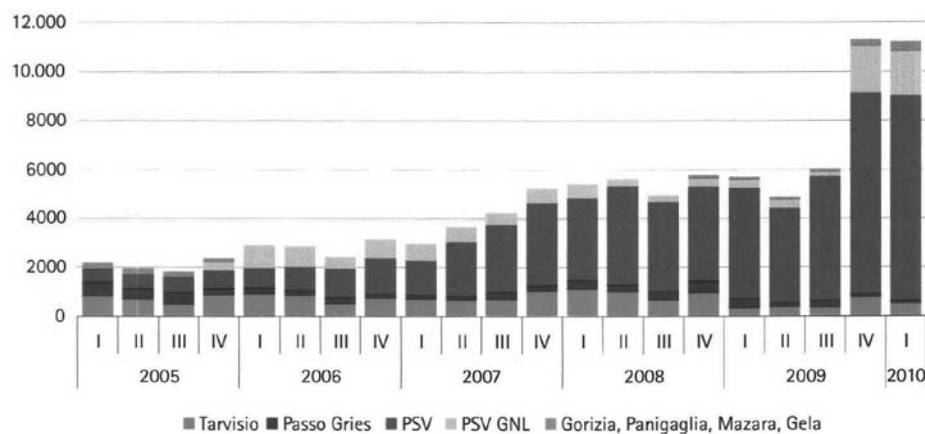


FIG. 3.7

Volumi delle transazioni nei punti di entrata della Rete nazionale
 M(m³) standard da 38,1 MJ; le transazioni effettuate si riferiscono a gas immesso in Rete dall'utente cedente

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Snam Rete Gas.

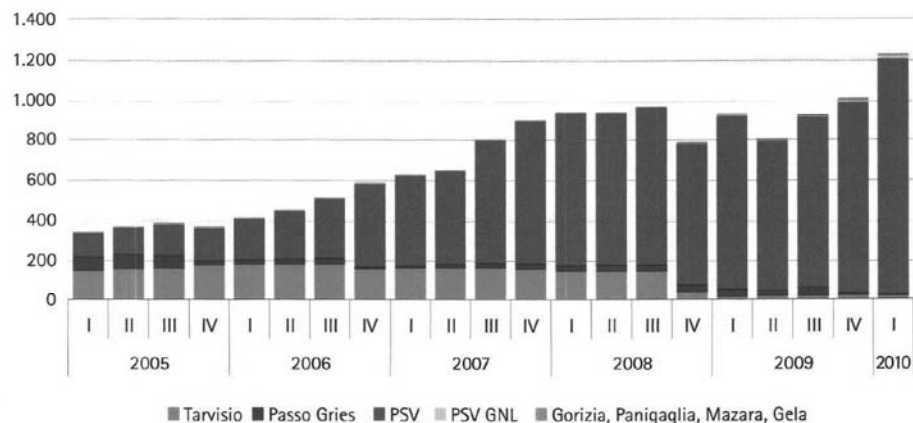


FIG. 3.8

Numero delle transazioni nei punti di entrata della Rete nazionale

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Snam Rete Gas.