

3.

Struttura, prezzi
e qualità
nel settore gas

Domanda e offerta di gas naturale nel 2010

Dopo il crollo registrato nel 2009, la domanda di gas si è ripresa nel 2010. Secondo i dati preconsuntivi diffusi dal Ministero dello sviluppo economico, lo scorso anno il consumo interno lordo è risalito a 83 G(m³) dai 78 G(m³) del 2009, recuperando quindi quasi integralmente i livelli del 2008, anno nel quale la domanda si fermò a 85 G(m³) a causa dei primi effetti della crisi economica. Rispetto al 2009, dunque, il consumo di gas ha messo a segno un aumento del 6,4%, una variazione positiva che non si registrava dal 2005, dopo anni in cui il settore era abituato a tassi di crescita elevati e stabili nel tempo. Il settore civile (domestico e terziario) e quello industriale hanno trainato la crescita, registrando entrambi un incremento del 7,1%. Minore, invece, è stato il recupero del termoelettrico, nel quale la richiesta è salita del 4,4%. È proseguita inoltre la forte espansione dei consumi per autotrazione che, grazie al diffondersi di auto alimentate a metano (favorite anche dalle esigenze di contenimento dell'inquinamento), non conosce sosta dal 2005 a questa parte e ogni anno registra tassi di crescita estremamente positivi (13,2% nel 2010, seguito a un valore medio dell'11% ottenuto negli ultimi cinque anni). Per la prima volta da molto tempo, inoltre, la produzione nazionale non è diminuita e, passando da 8 a 8,3 G(m³), ha anzi segnato un lieve incremento del 3,6%, prevalentemente

grazie all'entrata in produzione di un nuovo campo nelle piattaforme continentali al confine tra Italia e Croazia e all'aumento di produzione di alcuni campi in terraferma. Per soddisfare una maggiore domanda, le importazioni dall'estero sono cresciute dell'8,8%, salendo da 69,3 a 75,3 G(m³), come pure le esportazioni, passate da 125 a 141 M(m³). Circa 0,5 G(m³) sono stati immessi negli stoccaggi. La domanda lorda è stata quindi soddisfatta per il 10% dalla produzione nazionale e per il 90% dalle importazioni nette.

I dati provvisoriamente diffusi dal Ministero dello sviluppo economico trovano una sostanziale conferma nel bilancio degli operatori del settore gas (Tav. 3.1), tradizionalmente presentato in queste pagine; esso mostra una prima e provvisoria elaborazione (come tutte quelle che seguono anche nei paragrafi successivi) dei dati dichiarati dalle 376 imprese del gas nell'ambito dell'Indagine annuale che l'Autorità per l'energia elettrica e il gas realizza con riferimento alle attività svolte dagli operatori durante l'anno precedente. Come consuetudine, il bilancio è stato redatto riaggregando le informazioni fornite dalle imprese secondo i gruppi societari ai quali hanno dichiarato di appartenere nell'ambito dell'Anagrafica operatori dell'Autorità. I gruppi sono poi stati attribuiti alle classi indicate nella tavola in base al

valore degli impieghi di gas, vale a dire a seconda dell'ampiezza sia delle vendite effettuate ad altri operatori (com-

presi quelli appartenenti allo stesso gruppo societario) e al mercato finale, sia degli autoconsumi.

TAV. 3.1

Bilancio del gas naturale 2010

G(m³); valori riferiti ai gruppi industriali

	Eni	Edison	10-16 G(m ³)	2-10 G(m ³)	1-2 G(m ³)	0,1-1 G(m ³)	< 0,1 G(m ³)	Totale
Produzione nazionale netta	6,7	0,5	-	0,8	-	0,0	0,0	8,1
Importazioni nette ^(A)	28,5	13,5	13,9	11,0	3,5	2,6	0,1	73,1
- di cui vendite Eni ^(B) oltre frontiera	-	0,6	0,8	0,3	0,1	0,0	-	1,9
Variazioni scorte	-0,4	0,2	-0,2	-0,4	0,0	0,1	0,0	-0,8
Stoccaggi al 31 dicembre 2009	1,9	0,7	1,6	1,7	0,2	0,8	0,0	6,9
Stoccaggi al 31 dicembre 2010	2,4	0,6	1,8	2,1	0,2	0,6	0,0	7,6
Acquisti sul territorio nazionale	4,4	4,1	26,0	28,7	3,6	21,4	3,9	92,1
da Eni	0,9	0,4	3,8	5,8	0,1	2,0	0,4	13,4
- di cui gas release al PSV	-	-	-	0,3	0,0	0,2	0,0	0,6
da Edison	0,0	2,0	0,2	1,6	0,0	3,2	0,4	7,4
da altri operatori	3,4	1,8	22,0	21,3	3,5	16,1	3,2	71,3
Cessioni ad altri operatori nazionali	16,8	5,9	20,5	25,5	6,7	11,6	0,5	87,6
- di cui vendite al PSV	7,8	1,1	4,9	8,9	2,7	6,2	0,3	31,9
Trasferimenti netti	1,2	-0,4	-0,4	0,1	0,5	1,3	0,0	2,4
Consumi e perdite ^(C)	0,3	0,1	0,3	0,3	0,1	0,2	0,0	1,4
Autoconsumi	5,4	4,7	1,3	1,5	0,0	0,8	0,1	13,9
Vendite finali	17,8	7,2	17,1	12,5	0,9	12,9	3,5	72,0
Al mercato libero	10,9	7,0	12,2	9,4	0,8	7,9	1,7	50,0
Al mercato tutelato	6,9	0,2	4,9	3,1	0,1	4,9	1,8	21,9
Vendite finali per settore								
Generazione elettrica	2,6	5,4	6,8	4,5	0,2	2,5	0,1	22,1
Industria	7,8	1,3	4,8	3,4	0,4	3,2	0,8	21,7
Commercio e servizi	1,4	0,1	0,8	1,2	0,1	1,9	0,7	6,2
Condomini uso domestico	1,1	0,0	0,7	0,5	0,2	0,7	0,4	3,6
Domestico	5,0	0,4	4,0	2,9	0,0	4,5	1,6	18,3
- di cui a clienti finali collegati	0,2	1,7	6,4	2,9	0,0	1,5	0,2	13,0

(A) Le importazioni sono al netto delle esportazioni.

(B) Solo per questa voce si tratta delle vendite di Eni S.p.A e non del gruppo Eni.

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Nel 2010 i principali gruppi in termini di vendite e autoconsumi sono Eni ed Edison. Nella classe successiva, cioè quella degli operatori con vendite e/o autoconsumi compresi tra 10 e 16 G(m³), ricadono GdF Suez ed Enel con impieghi superiori a 15,5 G(m³)¹, oltre ad A2A che ha venduto e/o autoconsumato poco più di 11 G(m³). Circa la composizione del gruppo GdF Suez, per il 2010 occorre precisare che in esso è compresa anche la società GdF Suez Energie (già Italcogim Energie), che nel 2009 apparteneva al gruppo Energie Investimenti. A seguito dell'acquisizione da parte di GdF Suez del pieno con-

trollo di Energie Investimenti, ottenuto con l'acquisto della quota del 40% detenuta da Cam Partecipazioni (Gruppo Camfin), nel marzo 2010 Energie Investimenti si è fusa per incorporazione in GdF Suez Energia Italia.

Nella classe 2-10 G(m³) ricadono 13 gruppi, che oscillano dagli oltre 6,5 G(m³) di E.On ai 5 G(m³) di Hera, per arrivare ai poco più di 2 G(m³) di Axpo Group e Sorgenia; 7 dei 13 gruppi di questa classe non superano i 2,5 miliardi di impieghi. Oltre a quelli già citati, gli altri gruppi societari di questa classe sono Gas Plus, Enoi, Iren, Sonatrach, Soelia, Ascopiave VNG Italia,

¹ Più precisamente: il gruppo GdF Suez con vendite/autoconsumi per 15,7 G(m³), mentre Enel per 15,5 G(m³).

Axpo Group e Sorgenia che, fatta eccezione per Sonatrach, nel 2009 rientravano tutti nella classe 1-2 G(m³). Nella tavola del bilancio, al gruppo Iren, nato a luglio del 2010 dalla fusione tra Iride ed Enia, sono state attribuite, per correttezza, solo le vendite effettuate da Enia nel secondo semestre dell'anno (e non quelle effettuate prima dell'incorporazione di Enia in Iride)². Anche considerando le vendite della prima parte dell'anno, Iren sarebbe comunque rimasto nella classe 2-10 G(m³). Nel successivo paragrafo, relativo alla vendita al dettaglio, il gruppo Iren sarà invece per comodità trattato come unico, includendo anche le vendite effettuate da Enia nel primo semestre 2010. Le classi successive comprendono, rispettivamente, 5, 60 e 200 gruppi; nell'ultima classe ricadono i numerosi gruppi che vendono e/o autoconsumano anche poche migliaia di metri cubi di gas. Da un anno all'altro la mobilità dei gruppi tra le varie classi è abbastanza elevata e, come si vedrà meglio nel seguito, il passaggio da una classe all'altra cambia, talvolta in modo rilevante, la connotazione delle diverse classi.

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

Nelle importazioni è innanzitutto da segnalare che nel 2010 è cresciuto ancora, di circa 3 G(m³), il volume di gas importato da Edison e sono sensibilmente aumentati gli acquisti all'estero della classe 2-10 G(m³) rispetto allo scorso anno³. Ciò è dovuto all'ingresso in tale aggregato di alcuni operatori particolarmente attivi nell'approvvigionamento all'estero. Analogamente, la riduzione delle importazioni nelle classi 1-2 G(m³) e 0,1-1 G(m³) si deve ricondurre, in buona sostanza, al passaggio di alcuni importatori nella classe successiva. Dei 73 G(m³) di gas importato 3,3 G(m³) sono stati acquistati sulle borse europee; di questo gas il 45% è stato importato da un unico operatore, specializzato proprio in tale tipologia di approvvigionamento.

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

di un mercato all'ingrosso molto vivace. Una parte, ormai molto piccola, degli acquisti da Eni, pari a 0,6 G(m³), è riconducibile a transazioni avvenute presso il Punto di scambio virtuale (PSV) attraverso il *gas release*, la cessione di gas che Eni ha effettuato tra l'ottobre 2009 e il settembre 2010 in esito sia all'art. 3, comma 1, del decreto legge 1 luglio 2009, n. 78, sia al decreto del Ministro dello sviluppo economico 7 agosto 2009, le cui modalità sono state definite dalla delibera dell'Autorità 7 agosto 2009, ARG/gas 114/09.

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

Per quello che riguarda gli impieghi, la quota di gas destinata al mercato all'ingrosso (venduta cioè ad altri rivenditori) sul totale dei volumi complessivamente venduti (all'ingrosso o al mercato finale) e autoconsumati è cresciuta, rispetto al 2009, di circa quattro punti percentuali, passando in media dal 46,2% al 50,5%. Nello specifico, per Eni tale quota è salita dal 39% al 42%, per Edison è passata dal 34,5% al 33%; per i gruppi della classe 10-16 G(m³) la porzione è del 52,6%. Anche per i gruppi delle classi 2-10 G(m³) e 1-2 G(m³) la quota di vendite ceduta al mercato all'ingrosso sulla somma delle vendite e degli autoconsumi si è ampliata, relativamente al 2009, passando, rispettivamente, dal 58% al 64,7% e dal 63,5% all'88,3%. Come detto poco sopra, tali aumenti si spiegano con l'ingresso in queste classi di operatori molto attivi sul fronte degli approvvigionamenti, che si sono specializzati a rivendere gas sul mercato all'ingrosso, piuttosto che su quello al dettaglio. Nelle ultime due classi di operatori le medesime quote sono passate, nell'ordine, dal 51,2% al 45,8% e dal 9,4% all'11,3%, denotando come nell'ultima classe vi siano operatori che lavorano in particolare nel mercato *retail*.

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

² Il gruppo Enia, con le vendite del primo semestre, è incluso nella classe 0,1-1 G(m³).

³ I confronti sul 2009, effettuati nel testo per questa classe di operatori, vengono tutti realizzati con i corrispondenti valori registrati dalla classe 2-11 G(m³) utilizzata per la *Relazione Annuale* dello scorso anno.

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

Sebbene in misura leggermente minore rispetto allo scorso anno, gli autoconsumi sono ancora una voce particolarmente rilevante per i gruppi principali che, in genere, dispongono di impianti di produzione di energia elettrica; se a questi si sommano le vendite a clienti finali collegati societariamente, anch'essi produttori di energia elettrica, si nota come una parte abbastanza significativa della disponibilità di ciascun gruppo sia destinata al proprio fabbisogno. Per Eni la quota di gas riservata ai propri autoconsumi e ai consumi finali del gruppo corrisponde al 14,2% del gas venduto o autoconsumato, contro il 13,8% dello scorso anno, mentre per Edison la stessa quota è passata dal 42% del 2009 al 36% del 2010. È pari al 20% la frazione di gas destinata al fabbisogno del gruppo nel caso degli appartenenti alla classe 10-16 G(m³), riconducibile solo ad A2A, mentre è importante notare come lo spostamento di alcuni gruppi da una classe all'altra abbia comportato un sostanziale annullamento di questa quota nella classe 1-2 G(m³) dal 12,6% evidenziato nel 2009; nella classe 0,1-1 G(m³), infine, si è passati dal 6,7% del 2009 al 9,2% del 2010.

Nel mercato finale le vendite a clienti tutelati rappresentano mediamente il 30,5% del totale, rispetto al 32% dello scorso anno. In particolare, il gruppo Eni ha venduto sul mercato tutelato il 39% delle proprie vendite finali⁴, contro il 3,2% di Edison, il 28,7% dei gruppi maggiori e il 24,7% dei gruppi con vendite e autoconsumi compresi tra 2 e 10 G(m³). Nella classe 1-2 G(m³) è di appena il 5,8% la percentuale di clienti tutelati serviti, a fronte del 38,2% che si registra in riferimento ai

gruppi appartenenti alla classe 0,1-1 G(m³). Per quello che riguarda, invece, gli operatori di più piccola dimensione anche quest'anno si conferma quanto osservato in passato e cioè che questi gruppi operano prevalentemente sul mercato tutelato, dove vendono oltre il 50% del gas. Tali gruppi sono anche quelli che dedicano il 44% delle proprie vendite al settore domestico, cui si deve sommare l'11% di vendite rivolte ai condomini: si riconferma dunque che quanto più l'operatore è piccolo, tanto più ha un mercato limitato a quello che era il proprio territorio "storico" ante liberalizzazione. Analoga situazione si rileva per i gruppi appartenenti alla classe 0,1-1 G(m³). Il gruppo che destina la minor quota di gas al mercato domestico (compresi i condomini) è Edison, con il 5,6% di venduto indirizzato a questa tipologia di clienti; si tratta, comunque, di una porzione più rilevante rispetto allo scorso anno, quando al domestico il gruppo rivolgeva appena il 4,4%.

Complessivamente, la quota trasferita al mercato civile (domestico, condomini e commercio e servizi) è stata pari al 39%: Eni ha destinato a tale mercato il 42% del gas venduto nel mercato al dettaglio, Edison il 7%, le classi intermedie il 33% e il 37%. Come osservato poco sopra, via via che la dimensione dei gruppi si riduce, la porzione di vendite al dettaglio cedute al settore civile si amplia, passando dal 33%, al 55% e al 74% nel caso dei gruppi con vendite e autoconsumi inferiori a 0,1 G(m³).

Secondo i dati raccolti presso gli operatori, i 72 G(m³) complessivamente venduti nel 2010 a clienti finali si sono distribuiti quasi equamente (circa 30% ciascuno) tra i settori industriale, termoelettrico e domestico (compresi i condomini); mentre commercio e servizi hanno acquisito il 9% circa dei consumi totali.

⁴ Lo scorso anno la percentuale di vendita al mercato tutelato era del 30%: Eni ha dunque incrementato le vendite su tale mercato di 0,6 G(m³), mentre ha perso 4 G(m³) sul libero.

Mercato e concorrenza

Struttura dell'offerta di gas naturale

Produzione nazionale

Lo scorso anno, per la prima volta dagli anni Novanta, la riduzione progressiva della produzione nazionale di gas naturale si è interrotta: secondo i dati provvisori pubblicati dal Ministero dello sviluppo economico, infatti, nel 2010 l'estrazione di gas è stata di 8.302 M(m³), evidenziando una crescita del 3,6% rispetto al 2009. Nel 1994, la produzione italiana di gas ha raggiunto il massimo a poco più di 20 G(m³)/anno, arrivando a soddisfare circa un terzo dei consumi nazionali dell'epoca. Da allora e fino al 2010 il declino è stato costante e la copertura

del fabbisogno interno è scesa sino al 10% circa.

Secondo i dati pubblicati dall'Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e la Geotermia (UNMIG) del Ministero dello sviluppo economico, la produzione 2010, pari a 7.941,8 M(m³) – valore diverso da quello appena indicato in quanto calcolato utilizzando un potere calorifico del gas differente – è stata ottenuta per il 27% da giacimenti a terra e per il 73% da coltivazione in mare (Fig. 3.1). Il gas estratto da giacimenti in terraferma, pari a 2.155,3 M(m³), è la parte di produzione che è cresciuta rispetto al 2009, mentre è diminuita la produzione in mare, quest'anno pari a 5.786,5 M(m³).

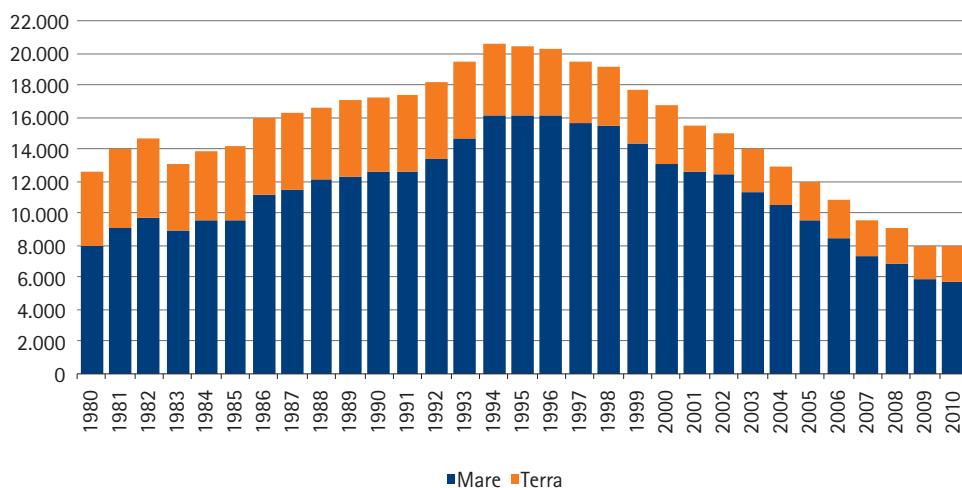


FIG. 3.1

Andamento della produzione nazionale di gas naturale dal 1980 M(m³)

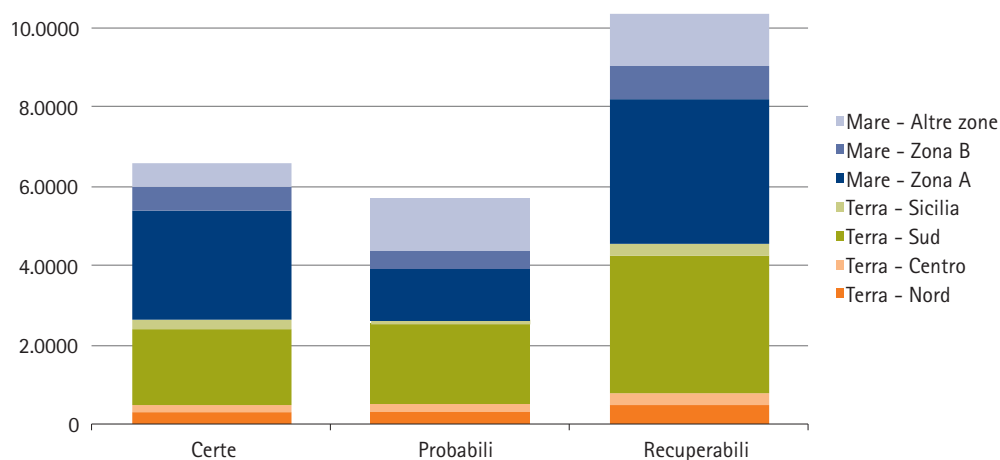
Fonte: Ministero dello sviluppo economico, UNMIG.

L'UNMIG valuta le riserve recuperabili di gas in 103 G(m³); al ritmo attuale di produzione annua, pari a 7,94 G(m³), il rapporto tra riserve recuperabili di gas e produzione annuale si attesta quindi intorno ai 13 anni. La parte preponderante, cioè il 56%,

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

FIG. 3.2

Risorse stimate di gas naturale nel 2010

G(m³)

Fonte: Ministero dello sviluppo economico, UNMIG.

TAV. 3.2

Produzione di gas naturale in Italia nel 2010

G(m³)

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Secondo i dati raccolti nella consueta Indagine annuale sui settori regolati svolta dall'Autorità, sono 7 gli operatori che nel 2010 hanno dichiarato di avere estratto gas naturale nel territorio nazionale e la loro produzione complessiva è risultata pari a 8.071 M(m³). Il segmento resta dominato da Eni che possiede la quota più elevata e largamente superiore a quella dei concorrenti, pari all'83,3%. Seguono i gruppi Royal Dutch Shell ed Edison con quote simili intorno al 6,5%. Royal Dutch Shell ha superato quest'anno Edison che nel 2009 si trovava in seconda posizione.

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

anno, Padana Energia è la società che ha acquisito gli *asset* pertinenti al Nord Italia (Pianura Padana ed Emilia Romagna), mentre Adriatica Idrocarburi ha ottenuto quelli riguardanti l'Italia centrale (Marche, Abruzzo e Molise) e Ionica Gas ha acquisito quelli relativi al Mezzogiorno (nell'area di Crotona e della Val d'Agri). Nell'autunno 2010 Gas Plus ha avviato le trattative con Eni per l'acquisto anche di Adriatica Idrocarburi; gli accordi sono al momento in fase di valutazione alla luce della normativa introdotta dal decreto legislativo 29 giugno 2010, n. 128, in materia di ricerca, prospezione e coltivazione di idrocarburi nelle aree marine⁵ e, in particolare, di alcuni aspetti critici relativi all'applicazione della norma che sono tutt'oggi oggetto di quesiti sottoposti agli uffici legislativi competenti.

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

Importazioni

In termini netti le importazioni di gas in Italia (Fig. 3.3) sono aumentate lo scorso anno di 6 G(m³), passando da 69.125 a 75.201 M(m³). Secondo i dati provvisori del Ministero dello sviluppo economico, infatti, nel 2010 le importazioni lorde sono salite a 75.341 da 69.250 M(m³) che avevano raggiunto nel 2009, così come le esportazioni sono passate da 125 a 141 M(m³). Tenendo conto che sono stati immessi negli stoccaggi 522 M(m³) – a differenza di quanto accaduto nel 2009 quando dalle scorte furono prelevati 886 M(m³) – e che i consumi e le perdite di rete sono stimabili in circa 1.652 M(m³), il valore dei consumi nazionali nel 2010 è valutabile in 81.329 M(m³). Il grado di dipendenza dell'Italia dalle forniture estere è quindi tornato a crescere dal 90,1% del 2009 al 92,5%. La figura 3.4 mostra la ripartizione dei volumi di gas importa-

to in base alla nazione di provenienza fisica (non contrattuale): quasi il 90% del gas importato in Italia proviene da paesi non appartenenti all'Unione europea. Tale quota nel 2010 è aumentata di 5 punti percentuali rispetto al 2009, in parte per l'aumento delle importazioni di GNL dal Qatar, in parte per la chiusura, a metà anno, del gasdotto di importazione Transitgas che trasporta in Italia il gas proveniente dal Nord Europa. Il 23 luglio 2010, infatti, una frana ha provocato una cascata di massi e detriti nel torrente Spreitlauri, in Svizzera, che ha fortemente esposto a rischio di rottura il gasdotto. Le importazioni di gas che transitano da Passo Gries sono quindi state interrotte dal 23 luglio fino al 24 dicembre del 2010. Questo spiega la riduzione di quasi 4 G(m³) dei quantitativi complessivamente provenienti da Olanda e Norvegia e il conseguente abbassamento di un punto percentuale circa nell'incidenza dell'import dal Nord Europa, rispetto al 2009.

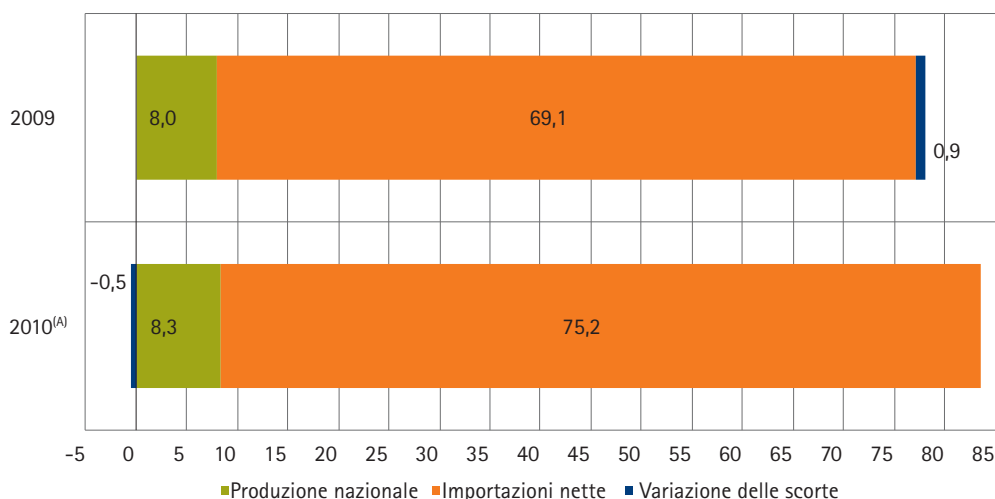


FIG. 3.3

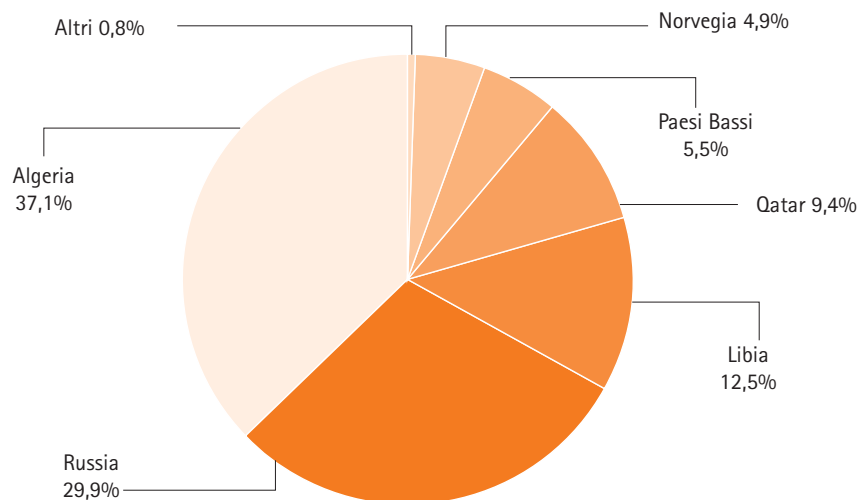
Immissioni in rete
nel 2009 e nel 2010
G(m³)

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

FIG. 3.4

Importazioni lorde di gas nel 2010 secondo la provenienza

Valori percentuali; dati provvisori



Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

Per lo più il gas arriva nel nostro Paese attraverso i gasdotti (88%), ma la quota dei gas che giunge via nave è notevolmente cresciuta grazie alla progressiva entrata a regime del terminale di Rovigo, dove approda il GNL proveniente dal Qatar. Infatti, nel 2010 le importazioni da questo paese hanno toccato 7 G(m³) e la ragguardevole quota del 9,4% dell'intero gas importato in Italia. Il paese di provenienza più importante è da molti anni l'Algeria, che da sola copre oltre un terzo del fabbisogno italiano; nel 2010 da questa nazione sono arrivati 25,9 G(m³) via

tubo a Mazara del Vallo e 2 G(m³) via nave, rigassificati presso l'impianto di Panigaglia. Dalla Russia sono giunti nel 2010, attraverso i punti di ingresso di Tarvisio e Gorizia, 22,5 G(m³), ovvero il 30% del gas complessivamente importato in Italia. I quantitativi di gas proveniente dalla Libia, lo scorso anno pari a 9,4 G(m³), entrano in Italia tramite il punto di Gela della Rete nazionale dei gasdotti (RNG). Il rimanente 0,8% delle importazioni 2010 è arrivato da altri paesi, in particolare dalla Croazia, per lo 0,6%.

TAV. 3.3

Primi venti importatori di gas in Italia nel 2010

M(m³); importazioni lorde

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

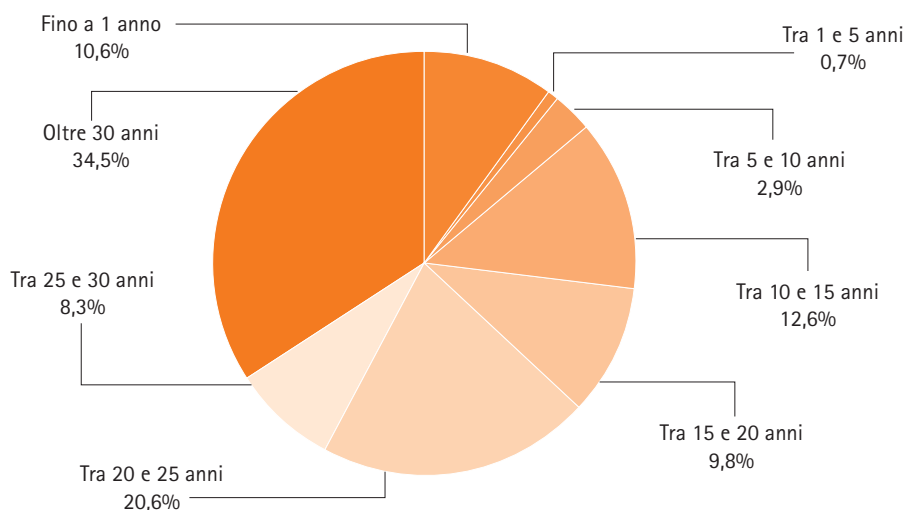
Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Con 28,7 G(m³) di gas importato e una quota pari al 39,2% (38,1% se calcolata sul valore di import di fonte ministeriale), Eni rimane dominante anche nell'importazione (Tav. 3.3), così come nella produzione nazionale. La sua quota resta, in effetti, preponderante e ancora di 20 punti percentuali superiore a quella del primo concorrente, pur diminuendo di anno in anno (in passato la quota si riduceva per il rispetto dei tetti antitrust stabiliti dal decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, non più operativi dal 2011). Nel 2010, in particolare, le importazioni di Eni si sono ridotte del 13%, essendo scese a 28,7 G(m³) dai 33,2 del 2009.

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

quantitativi provenienti dal Qatar, più che triplicati tra il 2009 e il 2010, le importazioni lorde di Edison hanno raggiunto nel 2010 13,5 G(m³), segnando una crescita del 30%. Un aumento significativo, pari al 19%, si è avuto anche nelle importazioni di Enel Trade, che è rimasta in terza posizione. Con una diminuzione del 45% dei volumi importati, Plurigas è invece passata dalla quarta posizione all'ottava, mentre sono salite nella classifica Enoi (+31,6%), Sonatrach Gas Italia (+135%) e Sorgenia (+3,9%).

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



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

FIG. 3.5

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

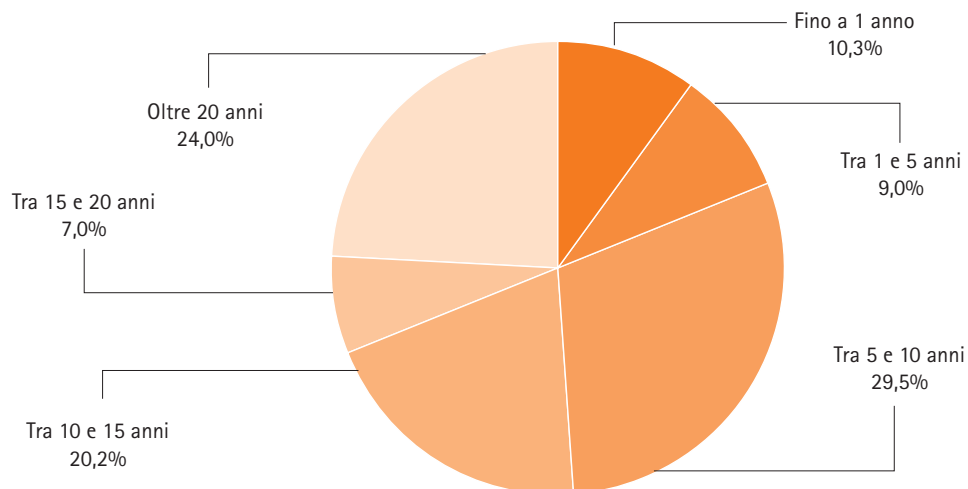
Per quanto riguarda l'analisi dei contratti di importazione attivi nel 2010, secondo la durata intera (Fig. 3.5) resta confermato, come negli anni passati, che l'attività di importazione avviene sulla base di contratti di lungo periodo. Più del 60% di essi possiede una durata complessiva oltre i 20 anni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

stati valutati, teso a escludere (attraverso una stima) le *Annual Contract Quantity* di contratti *spot* che non hanno dato origine a importazioni in Italia, in quanto il gas è stato rivenduto direttamente all'estero dall'operatore italiano che l'ha acquistato.

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

FIG. 3.6

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



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Sviluppo delle infrastrutture di importazione

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

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

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

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

Nell'ambito di attuazione dell'*European Energy Programme for Recovery* (EEPR), adottato nel 2009 dall'Unione europea per affrontare la crisi economica e finanziaria globale iniziata nel 2008, sono stati concessi sostegni finanziari a favore di 159 progetti nel settore dell'energia. Per l'Italia hanno ricevuto i contributi europei, oltre l'impianto pilota di Porto Tolle per la cattura e lo stoccaggio della CO₂, l'iniziativa ITGI Poseidon destinata a contribuire agli obiettivi del corridoio meridionale del gas, il GALSI, che fornirà gas algerino al sistema italiano ed eventualmente alla Corsica, passando per la Sardegna e le interconnessioni elettriche fra la Sicilia e l'Italia continentale (Sorgente-Rizziconi) e fra la Sicilia e Malta. Anche nell'ambito del Programma *Trans-European Energy Networks* (TEN) è stata approvata dalla Commissione europea la lista dei 21 progetti ammessi a finanziamento sul bando 2009. Tra quelle selezionate e inserite trovano spazio due iniziative italiane di Terna (Interconnessione Italia-Montenegro e Italia-Francia) e una di Api Energia per il progetto di GNL di Falconara Marittima (AN). Anche in Italia gli effetti dell'abbondanza di gas, almeno nella prima parte del 2010 (prima cioè della chiusura a causa di una frana del Transitgas, il gasdotto di collegamento con la

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

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

TAV. 3.4

Nuovi gasdotti in progetto

SOCIETÀ	INGRESSO IN ITALIA	CAPACITÀ NOMINALE G(m ³)/anno	LUNGHEZZA Km	COMPLETAMENTO STUDIO FATTIBILITÀ	PREVISIONE INIZIO ESERCIZIO	SITUAZIONE
TAP Trans Adriatic Pipeline (Grecia-Albania-Italia)						
TAP AG (Egl 42,5%, Statoil Hydro 42,5%, E.On 15%)	Brindisi	10/20	520	2006	2015	Stipulato contratto di fornitura con Iran per 5,5 G(m ³)/anno per 25 anni. Incluso nella RNG il tratto <i>on shore</i> in Puglia. Definiti i tratti albanese e greco.
IGI Interconnector Italia-Grecia						
IGI Poseidon SA (Depa 50%, Edison 50%)	Otranto (Lecce)	8,8	250	2005	2015	Concessa e ratificata l'esenzione dei terzi al 100% per 25 anni; ha ottenuto un finanziamento europeo per 100+45 M€. VIA positiva (con prescrizioni) per il tratto italiano in agosto 2010 e poco dopo una VIA positiva preliminare per la sezione greca. Firmato a novembre 2010 un accordo tra Italia, Bulgaria e Grecia per la realizzazione di una bretella del gasdotto in Bulgaria.
GALSI (Algeria-Italia)						
GALSI (Sonatrach 41,6%, Edison 20,8%, Enel 15,6%, Sfirs 11,6%, Hera Trading 10,4%)	Porto Botte (Carbonia-Iglesias)	8/10	840	2005	2014	Concessa nell'ottobre 2010 l'allocatione prioritaria al 100%. Ha ottenuto un finanziamento europeo per 120 M€. VIA positiva (con prescrizioni) nel febbraio 2011. Attesa la decisione finale di investimento entro la fine del 2011.
TGL Tauern Gas Leitung (Germania-Austria-Italia)						
Consorzio Tauerngas-Leitung Studien und Planungsgesellschaft Mbh (E.On Rurhgas 45%, varie società austriache 55%)	Malborghetto (Udine)	11,4	260	In fase di progettazione	2015	Ritirata temporaneamente la domanda di esenzione dall'obbligo di accesso ai terzi, in attesa recepimento Terzo pacchetto europeo.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

Nel mese di luglio 2010, il consorzio GALSI (composto dalle società Sonatrach 41,6%, Edison 20,8%, Enel 15,6%, Sfirs 11,6% ed Hera Trading 10,4%) ha quindi emesso i bandi di pre-qualifica, rivolti alle aziende interessate a partecipare alle future gare per la realizzazione delle due sezioni *offshore* della condotta (Algeria-Sardegna e Sardegna-Toscana) e per la fornitura delle tubazioni per le stesse sezioni. Propedeutica al completamento dell'iter di autorizzazione unica, rilasciata dal Ministero dello sviluppo economico, è ora la Conferenza dei servizi tra le Regioni Sardegna e Toscana. Ipotizzata entro la fine del 2011 la decisione finale sull'investimento, l'entrata in funzione del nuovo collegamento potrebbe avvenire nel 2014. Alcuni passi sono stati compiuti sul progetto Trans Adriatic Pipeline (TAP) che collega la Grecia con l'Italia, attraverso l'Albania, per l'importazione di gas proveniente dalle aree di produzione dell'Est europeo e mediorientali. Per questo progetto, come per quello di IGI Poseidon, l'accordo firmato tra l'Unione europea e l'Azerbaijan di cui si è fatto cenno è particolarmente importante, in quanto la congiuntura politica ha fatto per il momento accantonare la possibilità di fornitura di questa condotta con gas proveniente dall'Iran, nonostante l'esistenza di un contratto già stipulato dalla società Egl per la fornitura di 5,5 G(m³)/anno per 25 anni. Dopo l'importante ingresso nella società TAP AG, avvenuto nel maggio 2010, di E.On Ruhrgas con una quota pari al 15% (con conseguente riduzione al 42,5% ciascuno delle quote di Egl e Statoil Hydro), è stato definito il percorso nel territorio albanese e in novembre è stato avviato lo studio di dettaglio per il tracciato del gasdotto nel territorio greco. Nell'ottobre dello scorso anno il Ministero dello sviluppo economico ha inserito nella RNG il tratto dell'*interconnector* ricadente nel mare territoriale italiano. A fine marzo 2011 si è concluso lo studio sul tracciato greco con l'individuazione di un percorso di 190 km dalla città di Nea Mesimvria fino al confine con l'Albania, a Nord di Dipotamia. All'inizio di aprile 2011 la società che progetta il gasdotto ha siglato un protocollo d'intesa con il gestore della rete bosniaca BH-Gas per lo sviluppo del mercato locale e la diversificazione delle forniture nel Sudest dell'Europa. Diverse novità hanno interessato anche l'IGI, il gasdotto di collegamento tra la Grecia e l'Italia della società IGI Poseidon (*joint venture* paritetica tra Edison e l'azienda di Stato greca Depa) che fa parte dell'ITGI, il corridoio energetico per l'importazione del gas dal Mar Caspio attraverso la Turchia e la Grecia

(Paesi già collegati tra loro dal novembre 2007). La gara per l'attribuzione delle attività di verifica e certificazione della progettazione, avviata nel 2009, si è conclusa nell'autunno 2010 con l'assegnazione a una società norvegese. Nel marzo 2010 IGI Poseidon ha siglato un primo accordo societario con la società Bulgarian Energy Holding per la realizzazione di un'interconnessione tra il gasdotto IGI e la Bulgaria, che avrà una capacità compresa tra 3 e 5 G(m³)/anno. La realizzazione della bretella bulgara è stata poi confermata a novembre 2010 con la firma, a Sofia, di un accordo tra le società Edison, Depa e Bulgarian Energy Holding alla presenza del Ministro italiano dello sviluppo economico, di quello bulgaro dell'economia e del Viceministro greco dell'energia. A dicembre 2010, IGI Poseidon e Bulgarian Energy Holding hanno quindi costituito l'*asset company* Interconnector Greece Bulgaria Ead (ICGB EAD), che realizzerà il nuovo gasdotto IGB Interconnector Greece-Bulgaria. Si ricorda che nel marzo 2010 la Commissione europea ha assegnato al gasdotto ITGI Poseidon 100 milioni di euro più altri 45 a fondo perduto proprio per l'interconnessione Bulgaria-Grecia nell'ambito dell'EEPR. La realizzazione dell'interconnessione dell'IGI con la Bulgaria rafforza l'importanza strategica dell'ITGI, perché ne allarga la copertura geografica all'area balcanica, consentendo alla Bulgaria *in primis*, ma anche ad altri paesi del Sudest europeo, di accedere a nuove fonti di approvvigionamento. In questo modo, inoltre, il progetto accresce il proprio livello di concorrenza con il parallelo progetto Nabucco, che insiste sulle medesime aree geografiche.

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

Per quanto riguarda il potenziamento dei gasdotti esistenti, è probabile che subisca qualche ritardo, a causa della situazione politica libica, il completamento del potenziamento sino a 31,6 M(m³)/giorno (dagli attuali 29,2) programmato per ottobre 2011 sul Greenstream, la condotta che trasporta in Italia il gas proveniente dalla Libia, posseduta con quote paritarie da Eni e dalla compagnia di Stato libica Noc. Il gasdotto è praticamente fermo dalla fine di febbraio 2011, quando è stato chiuso per lo scoppio dei disordini.

Infrastrutture del gas

Trasporto

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

La rete di trasporto del gas nazionale e regionale è gestita da

10 imprese: 3 per la rete nazionale e 9 per la rete regionale (Tav. 3.5). La novità rispetto al 2009 è la messa in liquidazione della società Metanodotto Alpino, la quale gestisce 76 km di rete che trasportano il gas dal punto di consegna della rete regionale di Snam Rete Gas attraverso vari comuni dell'Alta Val Chisone e dell'Alta Val Susa.

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

SOCIETÀ	RETE NAZIONALE	RETE REGIONALE	TOTALE
Snam Rete Gas	8.894	22.786	31.680
Società Gasdotti Italia	291	1.040	1.331
Edison Stoccaggio	83	0	83
Consorzio della Media Valtellina per il trasporto del gas	0	35	35
Gas Plus Trasporto	0	42	42
Italcogim Trasporto	0	15	15
Metan Alpi Energia	0	67	67
Metanodotto Alpino (in liquidazione)	0	76	76
Netenergy Service	0	36	36
Retragas	0	403	403
TOTALE	9.268	24.500	33.768

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 3.5

Reti delle società di trasporto nel 2010
km

La tavola 3.6 mostra i dati pre-consuntivi circa le attività di trasporto per regione. La prima e la seconda colonna riportano la lunghezza delle reti gestite. Nelle ultime cinque colonne si possono invece apprezzare i volumi di gas che sono transitati sulle reti e sono stati riconsegnati a diverse tipologie di utenti, oltre al numero di punti di riconsegna (clienti) complessivamente serviti. L'ultima riga della tavola, denominata "Aggregato nazionale", mostra le riconsegne a punti di uscita che non sono riconducibili ad alcuna regione in quanto punti di esportazione o di uscita verso impianti di stoccaggio o di riconsegna ad altre imprese di trasporto. Come si vede dalla tavola, nel 2010 sono stati riconsegnati sulle reti di trasporto

poco meno di 111 G(m³) a circa 7.600 punti di riconsegna; l'attività di trasporto ha quindi registrato un aumento del 16,8% rispetto al 2009, quando i volumi avevano raggiunto 94,7 G(m³). La crescita, tuttavia, non ha interessato in eguale misura le diverse tipologie di clienti: le riconsegne a clienti finali industriali sono infatti salite del 9,2%, quelle al termoelettrico del 3,7%, mentre i volumi di gas immessi negli impianti di distribuzione risultano aumentati del 7,2% rispetto al 2009. Il maggiore incremento è avvenuto, tuttavia, per la voce residuale "Altro" a motivo della forte crescita al suo interno delle riconsegne ad altre imprese di trasporto e ad altri clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto.

TAV. 3.6

Attività di trasporto per regione nel 2010

Lunghezza reti in km;
volumi riconsegnati in M(m³)

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

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

La tavola 3.7 mostra i risultati dei conferimenti di capacità di trasporto di tipo continuo effettuati all'inizio dell'anno termico 2010-2011. Non si registrano aumenti rispetto alle capacità⁶ messe a disposizione nell'anno termico precedente. Complessivamente la capacità conferibile è pari a 296,2 M(m³)/giorno.

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

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

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

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

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati di Snam Rete Gas.

TAV. 3.7

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

M(m³) standard per giorno, se non altrimenti indicato

Per confronto, nella tavola sono riportati anche i punti di entrata della rete in corrispondenza dei due terminali di rigassificazione di GNL oggi operanti in Italia. La capacità conferibile giornaliera di Panigaglia, pari a 13,0 M(m³)/giorno, è assegnata all'operatore del terminale, GNL Italia del gruppo Eni, che immette il gas in rete per conto dei propri utenti della rigassificazione, al fine di consentire un utilizzo efficiente della capacità di trasporto presso l'interconnessione con il terminale. La capacità conferibile giornaliera del terminale di Rovigo (connesso con la rete nel punto di Cavarzere) è invece pari a 26,4 M(m³)/giorno. Poiché l'operatore del terminale, la società Terminale GNL Adriatico, ha ottenuto l'esenzione all'accesso dei terzi per 25 anni ai sensi

della legge 23 agosto 2004, n. 239, e della direttiva europea 55/03/CE, la capacità conferibile in tale punto, pari a 26,4 M(m³)/giorno, sarà disponibile soltanto per 5,4 M(m³)/giorno sino all'anno termico 2032-2033. Inoltre, per i primi 5 anni termici anche tale capacità è riservata all'impresa di rigassificazione, ai sensi della delibera 31 luglio 2006, n. 168/06.

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

⁶ È opportuno ricordare che i valori della capacità di trasporto sono calcolati mediante simulazioni idrauliche della rete di trasporto che tengono conto degli scenari di prelievo previsti per l'anno in oggetto. La capacità di trasporto presso ciascun punto di entrata è determinata considerando lo scenario di trasporto più gravoso (quello estivo per i punti di entrata di Mazara del Vallo, Tarvisio e Gorizia, quello invernale per il punto di entrata di Passo Gries). In particolare, Snam Rete Gas valuta i quantitativi massimi che possono essere immessi sulla rete da ciascun punto di entrata senza che siano superati i vincoli minimi di pressione nei vari punti del sistema e senza superare le prestazioni massime degli impianti. Ciò al fine di assicurare la disponibilità del servizio di trasporto al livello richiesto nel corso di tutto l'anno termico.

Conferimenti pluriennali

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

tazione pluriennali. La tavola riporta anche i dati relativi all'anno termico 2011-2012, con le capacità di tipo pluriennale conferite lo scorso anno. Nonostante l'attuale situazione politica in Libia, Snam Rete Gas indica in 31,6 M(m³)/giorno la capacità conferibile a Gela dal prossimo anno termico, in linea con il programma dei potenziamenti sul Greenstream che ne prevedeva l'ampliamento dagli attuali 29,2 M(m³)/giorno a partire da ottobre 2011.

TAV. 3.8

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

M(m³) standard per giorno

ANNO TERMICO	PUNTI DI ENTRATA					
	TARVISIO	MAZARA DEL VALLO	PASSO GRIES	GELA	GORIZIA	CAVARZERE
2011-2012						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,0	31,6	2,0	26,4
Capacità conferita	91,0	87,8	50,8	21,9	0,0	26,4
Capacità disponibile	16,0	11,2	8,2	9,7	2,0	0,0
2012-2013						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,0	31,6	2,0	26,4
Capacità conferita	90,9	86,7	48,8	21,9	0,0	26,4
Capacità disponibile	16,1	12,3	10,2	9,7	2,0	0,0
2013-2014						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,0	31,6	2,0	26,4
Capacità conferita	82,0	86,7	45,1	21,9	0,0	26,4
Capacità disponibile	25,0	12,3	13,9	9,7	2,0	0,0
2014-2015						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,0	31,6	2,0	26,4
Capacità conferita	81,7	86,5	21,2	21,9	0,0	21,0
Capacità disponibile	25,3	12,5	37,8	9,7	2,0	5,4
2015-2016						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,0	31,6	2,0	26,4
Capacità conferita	80,8	86,5	7,3	21,9	0,0	21,0
Capacità disponibile	26,2	12,5	51,7	9,7	2,0	5,4
2016-2017						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,0	31,6	2,0	26,4
Capacità conferita	80,5	83,9	7,3	21,9	0,0	21,0
Capacità disponibile	26,5	15,1	51,7	9,7	2,0	5,4

Fonte: Snam Rete Gas.

Come si vede nella tavola, nell'arco dei sei anni considerati la capacità conferibile resta invariata, mentre quella non conferita raddoppia, per effetto del progressivo liberarsi di spazio a Passo Gries, specialmente dal 2014-2015 (anno in cui si osserva un aumento di 24 M(m³)/giorno), a Tarvisio, dove dall'anno termico 2013-2014 la capacità aumenterà di 9 M(m³)/giorno, e a Cavarzere dal 2014-2015. L'anno termico 2013-2014, infatti, è l'ultimo dei cinque anni per i quali la capacità esclusa dalla riserva dell'accesso ai terzi per il terminale di Rovigo,

pari a 5,4 M(m³)/giorno, è riservata per legge all'operatore del terminale. Un aumento di 3 M(m³)/giorno si osserva anche su Mazara del Vallo, a partire dall'ultimo anno termico.

Stoccaggio

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

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

Per l'anno termico 2010-2011 il sistema di stoccaggio ha offerto una disponibilità per il conferimento in termini di spazio complessivo per riserva attiva (c.d. *working gas*) pari a circa 14,7 G(m³) (Tav. 3.9).

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 ammontata a 9,2 G(m³). La disponibilità di punta giornaliera in erogazione, valutata al termine dell'erogazione del gas destinato al servizio di modulazione e minerario, come previsto dalle disposizioni introdotte dalla delibera 3 marzo 2006, n. 50/06, è pari complessivamente a circa 153 M(m³) standard.

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

(A) Determinati secondo i valori del PCS di riferimento dei sistemi Edison Stoccaggio e Stogit, pari rispettivamente a 38,1 e 39,4 MJ/m³.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Edison Stoccaggio e Stogit.

TAV. 3.9

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

I risultati del conferimento effettuato dalle imprese di stoccaggio per l'anno termico 2010-2011 sono riportati nella tavola 3.10. In termini di spazio per riserva attiva, le capacità conferite da Stogit per l'anno termico 2010-2011 hanno raggiunto circa 14,2 G(m³), equivalenti a 560,7 milioni di GJ, considerando un Potere calorifico superiore (PCS) pari a 39,4 MJ/m³ standard. Rispetto all'anno termico 2009-2010, tenuto conto degli incrementi di capacità intervenuti nel corso dello stesso anno, lo spazio reso disponibile è aumentato di circa 0,3 G(m³). Dei 14,2 G(m³) messi a disposizione da Stogit, 9,1 (pari a circa 357 milioni di GJ) sono stati riservati ai servizi di modulazione e minerario, 0,17 (pari a circa 7 milioni di GJ) al bilanciamento operativo della rete di trasporto e 5,0 (pari a poco meno di 200 milioni di GJ) alla riserva strategica.

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

to contratti per i servizi di stoccaggio con 76 operatori: 59 utenti del servizio di modulazione (dei quali 6 hanno utilizzato anche il servizio minerario, 29 quello strategico) e 3 utenti del servizio per il bilanciamento operativo delle imprese di trasporto; 5 utenti hanno sottoscritto contratti per il servizio di stoccaggio strategico senza avere sottoscritto contratti per il servizio di modulazione; 35 soggetti, dei quali 32 già utenti del servizio di modulazione, hanno acquisito capacità offerte nell'ambito del servizio di bilanciamento utenti (di cui alla delibera 9 ottobre 2009, ARG/gas 146/09). I volumi movimentati (movimentato fisico) dal complesso degli stoccaggi Stogit a marzo 2011 sono risultati pari a circa 15 G(m³), di cui 7,1 in erogazione e 7,9 in iniezione.

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

tate a circa 0,4 G(m³). In tutto gli utenti del sistema di stoccaggio Edison sono stati 17: 16 del servizio di modulazione (di

cui 1 anche del servizio di stoccaggio strategico) e 1 del servizio per il bilanciamento operativo delle imprese di trasporto.

TAV. 3.10

Conferimenti di capacità di spazio negli stoccaggi

Spazio relativo ai servizi di stoccaggio minerario, di modulazione e per il bilanciamento operativo delle imprese di trasporto

IMPRESE DI STOCCAGGIO	ANNO TERMICO 2008-2009		ANNO TERMICO 2009-2010	
	NUMERO OPERATORI	CAPACITÀ (GJ) ^(A)	NUMERO OPERATORI	CAPACITÀ (GJ) ^(A)
Stogit	54	350.345.000	62	363.898.000
Edison Stoccaggio	15	13.067.179		15.640.000

(A) Per il sistema Stogit il PCS di riferimento è 39,4 MJ/m³ standard, mentre per il sistema Edison è 38,1 MJ/m³ standard.
Fonte: Elaborazione AEEG su dati Edison Stoccaggio e Stogit.

Per i prossimi anni è previsto un incremento della capacità di stoccaggio: un contributo di 915 M(m³) è atteso dal nuovo campo di stoccaggio di San Potito e Cotignola, del quale nel corso del 2010 sono stati avviati i lavori di realizzazione a seguito del rilascio della concessione dal ministero a Edison Stoccaggio, avvenuta nel 2009.

Inoltre, con il decreto 31 gennaio 2011 il ministero ha accettato il piano con il quale Eni, ai sensi del decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 130, si impegna a realizzare, tramite la società Stogit, una capacità complessiva pari a 4 G(m³) entro l'1 settembre 2015. In ragione del fatto che una parte dei progetti oggetto del piano era già in fase di sviluppo o di sperimentazione prima della sua accettazione, lo sviluppo atteso delle

capacità di stoccaggio del sistema Stogit rispetto alle capacità conferite nell'anno termico 2010-2011, è stimabile in 3,1 G(m³). Dei 4 G(m³) complessivi oggetto del piano, circa 1,72 G(m³) sono stati resi disponibili per i conferimenti nell'anno termico 2011-2012.

Istanze di concessione per nuovi stoccaggi

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

TAV. 3.11

Istanze di concessione di stoccaggio a marzo 2010

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

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
Palazzo Moroni (AP)	Edison Stoccaggio	70	0,8	In istruttoria; parere favorevole Commissione per gli idrocarburi e le risorse minerarie (dicembre 2009); richiesta la VIA al Ministero dell'ambiente (marzo 2011).
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); richiesta la VIA al Ministero dell'ambiente (luglio 2010).
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).
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 all'operatore presentazione VIA (maggio 2009).
Poggiofiorito (TE)	Gas Plus Italiana	160	1,7	In istruttoria; parere favorevole Commissione per gli idrocarburi e le risorse minerarie (maggio 2008); richiesta all'operatore presentazione VIA (giugno 2008).
Voltido (CR)	Blugas Infrastrutture	n.d.	n.d.	In istruttoria; parere favorevole della Commissione per gli idrocarburi e le risorse minerarie (giugno 2008); richiesta all'operatore presentazione VIA (giugno 2008).
Rivara (MO) (in acquifero profondo)	Erg Rivara Storage (85% Independent Gas Management, 15% Erg)	3.000	32	In istruttoria; parere negativo alla VIA dalla Regione per indeterminazioni progettuali e carenze documentali (luglio 2007); integrazione documentazione per rilascio VIA (settembre 2009); secondo parere negativo alla VIA dalla Regione (febbraio 2010); proseguono i rapporti con il Ministero dello sviluppo economico.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

La principale novità, rispetto al quadro presentato lo scorso anno, è data dalla conclusione dell'iter autorizzativo per il progetto nell'area di Cornegliano, in provincia di Lodi. Il 15 marzo 2011 il Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e d'intesa con la Regione Lombardia, ha infatti emesso il decreto di concessione per lo stoccaggio di gas naturale nell'ex giacimento esaurito di Cornegliano. La concessione avrà la durata di 20 anni. Portato avanti da Italgas Storage, società partecipata al 51% da Gestione Partecipazioni, al 17% da Ascopiave, al 10% da Speia e da altre quattro società per il restante 22%, il progetto è stato riconosciuto di "interesse prioritario" dal programma europeo TEN-E ed è uno dei più grandi tra quelli per i quali è stata avanzata istanza di concessione.

Con la capacità di 1,3 G(m³), infatti, l'entrata in esercizio (attesa per l'autunno 2014) degli impianti che verranno realizzati consentirà di incrementare del 13% circa lo spazio attualmente disponibile per i servizi di modulazione, stoccaggio minerario e bilanciamento operativo della rete di trasporto e di 27 M(m³)/giorno la capacità di erogazione massima alla punta. In concomitanza con l'ottenimento del decreto di concessione si è diffusa la notizia che la Banca europea per gli investimenti starebbe valutando un finanziamento da 420 milioni di euro a Italgas Storage per lo sviluppo dello stoccaggio.

Nel giugno del 2010 è partito il cantiere per la realizzazione degli impianti della concessione S. Potito-Cotignola, rilasciata a Edison nell'aprile 2009, stoccaggio anch'esso ampio, con capa-

cità di 915 M(m³) di *working gas*. Nel novembre scorso è stata avviata la gara per la fornitura di 18 stazioni di misura, mentre a dicembre sono state aggiudicate le gare per la realizzazione di: *flow lines*, metanodotto di prima specie e servizi di perforazione dei pozzi. La conclusione dei lavori è stimata per il 2013.

Altre novità hanno riguardato i progetti di Cugno Le Macine (MT), Serra Pizzuta (MT), Sinarca (CB), Bagnolo Mella (BS), Palazzo Moroni (AP), San Benedetto (AP) e Rivara (MO). L'iter autorizzativo dei primi tre è in fase più avanzata rispetto agli altri. Entrambi i progetti nei siti lucani di Cugno Le Macine e Serra Pizzuta di Geogastock, l'impresa controllata al 100% dalla società svizzera Avelar Energy (a sua volta controllata dalla russa Renova Industries), hanno ricevuto ad aprile 2010 il nulla osta di fattibilità ed è in corso la Conferenza dei servizi; quest'ultima è in corso anche per il progetto di sviluppo di Sinarca, di cui è titolare Gas Plus Storage insieme con Edison Stocaggio. Passi avanti positivi si sono avuti anche per i siti di Palazzo Moroni (di Edison Stocaggio) e di San Benedetto (di Gas Plus Storage insieme con Gaz de France e Acea).

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 o nelle acque antistanti.

L'anno trascorso dalla precedente *Relazione Annuale* ha visto un'attività piuttosto intensa negli iter autorizzativi di queste infrastrutture. Il Ministero dell'ambiente ha rilasciato diversi decreti di VIA positivi. In particolare, sono state pubblicate le autorizzazioni per: il terminale di Brindisi e quello di Falconara Marittima (AN), l'espansione del terminale di Panigaglia (SP), il terminale di Monfalcone (TS), il gasdotto di collegamento tra il futuro impianto di Zaule (TS) con la RNG e il terminale di Rosignano (LI). A gennaio 2011, infine, anche il progetto di Porto Recanati (AN) ha ricevuto la VIA positiva con prescrizioni.

A fronte di questa accelerazione negli iter autorizzativi, come osservato per i progetti di nuovi gasdotti di importazione, le mutate condizioni del mercato del gas rispetto a quelle esistenti negli anni scorsi (quando i programmi hanno avuto avvio) hanno indotto le imprese proponenti i progetti i cui procedimenti autorizzativi si trovano in fase meno avanzata a rimandare le decisioni di investimento al termine degli iter stessi. L'ottenimento del decreto di VIA, infatti, com'è noto, non conclude l'iter autorizzativo di un progetto. A valle del giudizio ambientale positivo, il Ministero dello sviluppo economico rilascia l'autorizzazione unica alla costruzione e all'esercizio di un impianto una volta che si sia svolta anche la Conferenza dei servizi, la quale serve, tra l'altro, a stabilire con gli enti locali le eventuali compensazioni economiche e ambientali per il territorio su cui dovrebbe sorgere l'impianto.

TAV. 3.12

Stato dei progetti per nuovi terminali GNL a marzo 2011

Capacità di rigassificazione in G(m³)/anno

PROGETTO	SOCIETÀ	CAPACITÀ	PREVISIONE INIZIO ESERCIZIO	STATO
Brindisi	Brindisi LNG (100% British Gas Italia)	8	n.d.	Ha ottenuto la VIA positiva con prescrizioni nel luglio 2010, nonostante il parere negativo della Regione Puglia. La pubblicazione del decreto consente al proponente di avviare la procedura di convalida dell'autorizzazione rilasciata nel 2003 e sospesa nel 2007 dal Ministero dello sviluppo economico. Deve essere avviata la Conferenza dei servizi.
Gioia Tauro (RC)	LNG MedGas Terminal (Fingas 69,77% (Sorgenia e Iride) – Medgas Italia 30,23%)	12	2014	Ha ottenuto la VIA positiva nel settembre 2008 e nel 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.
Falconara Marittima (AN)	Api Nòva Energia	4	n.d.	Ha ottenuto la VIA positiva con prescrizioni nel luglio 2010. Api Nòva Energia è stata inserita dalla Commissione europea tra le società beneficiarie dei contributi previsti dal progetto TEN-E con un finanziamento pari a 618.657 € per la realizzazione di studi sulla sicurezza dell'impianto e sugli impatti ambientali.

TAV. 3.12 SEGUE

Stato dei progetti per nuovi terminali GNL a marzo 2011

Capacità di rigassificazione in G(m³)/anno

PROGETTO	SOCIETÀ	CAPACITÀ	PREVISIONE INIZIO ESERCIZIO	STATO
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	2012	Concessa l'esenzione totale del TPA per 20 anni ad agosto 2009, ma la Commissione europea ha richiesto un'integrazione di informazioni. La conversione della nave metaniera in terminale FSRU (<i>Floating Storage and Regasification Unit</i>) prosegue a Dubai e l'arrivo a Livorno è previsto nella prima metà del 2012. L'avvio dell'attività commerciale è previsto per l'1 ottobre 2012.
Rosignano (LI)	Edison, BP, Solway	8	n.d.	Ha ottenuto la VIA positiva con prescrizioni nel novembre 2010, nonostante il parere negativo della Regione Toscana motivato dal fatto che il piano energetico regionale prefigura un solo terminale ed è già in costruzione l'impianto offshore a Livorno. La società proponente ha confermato il proprio interesse allo sviluppo del progetto, ma ha sottolineato che esso dipenderà anche dai futuri scenari di mercato. Il comitato locale contrario al rigassificatore ha presentato ricorso al TAR contro il decreto di VIA nel febbraio 2011.
Porto Empedocle (AG)	Nuove Energie (Enel 90%)	8	2013	Procedimento autorizzativo di competenza della Regione Sicilia. Ha ottenuto a settembre 2008 la VIA positiva con prescrizioni. A ottobre 2009 la Regione ha rilasciato l'autorizzazione alla costruzione dopo l'accordo raggiunto sulle compensazioni ambientali. Concessa l'esenzione totale del TPA per 25 anni a dicembre 2010. Nello stesso mese il TAR Lazio ha accolto la richiesta del Comune di Agrigento di annullamento di tutti gli atti autorizzativi successivi alla Conferenza dei servizi, da cui il Comune era stato escluso.
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. Ha ottenuto a settembre 2008 la VIA positiva con prescrizioni. Il progetto è avversato dai Comuni interessati. A luglio 2009 si è aperta la Conferenza dei servizi. La Regione si è detta disponibile a completare positivamente l'iter autorizzativo se i proponenti si impegneranno a rispettare le prescrizioni dell'Assessorato all'ambiente (ancora da definire), tra le quali dovrebbe esserci l'interramento dei serbatoi e interventi di bonifica, riqualificazione e compensazione ambientale.
Taranto	Gas Natural Internacional	8	n.d.	Nel luglio 2008 il Comitato VIA della Regione Puglia ha espresso parere negativo sul rigassificatore; in agosto 2008 anche la giunta regionale ha deliberato parere sfavorevole. A gennaio 2011 il Ministero dell'ambiente ha rilasciato un decreto di VIA interlocutoria negativa. L'iter di VIA potrà essere riavviato se il proponente dimostrerà il superamento delle criticità individuate dalla Commissione.
Portovenere (SP)	GNL Italia (Eni 100%)	8	2014	Potenziamento del terminale di Panigaglia di Eni che ne porta la capacità dagli attuali 3,5 a 8 G(m ³). Ha ottenuto la VIA positiva con prescrizioni nel settembre 2010.
Zaule (TS)	Gas Natural Internacional	8	2013	Ha ottenuto la VIA positiva con prescrizioni nel luglio 2009 per il terminale e nell'ottobre 2010 per il gasdotto tra Zaule e Villesse di collegamento del futuro terminale alla RNG.
Monfalcone (TS)	Terminale Alpi Adriatico (E.On 100%)	8	n.d.	Decreto di VIA positiva con prescrizioni nell'ottobre 2010.
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. Ha ottenuto il decreto di VIA positiva con prescrizioni nel gennaio 2011.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

L'unico impianto che ha ricevuto un decreto di VIA interlocutoria negativa è stato quello di Taranto, portato avanti da Gas Natural Internacional. La natura interlocutoria del pronunciamento, tuttavia, consente all'impresa di riavviare la pratica per l'ottenimento di una VIA positiva se dimostrerà il superamento delle criticità individuate dalla Commissione.

Tra i pronunciamenti negativi, inoltre, è da segnalare l'accoglimento, da parte del TAR Lazio, del ricorso presentato dal Comune di Agrigento (insieme con Legambiente e altre associazioni locali) contro il Ministero dell'ambiente, la Regione Sicilia e la società Nuove energie, titolare del progetto di costruzione di un terminale a Porto Empedocle (SR). Il TAR ha dichiarato illegittima l'esclusione del Comune dalla Conferenza dei servizi che ha dato il proprio assenso nell'ambito della procedura di VIA. L'accoglimento del ricorso comporta l'annullamento di tutti gli atti autorizzativi che sono stati rilasciati successivamente al decreto di VIA, compreso il decreto di autorizzazione finale concesso dalla Regione Sicilia (che ha la competenza sul procedimento autorizzativo), nell'agosto 2009. A questo punto, a meno di un pronunciamento contrario da parte del Consiglio di Stato, tutti gli atti autorizzativi successivi alla VIA dovranno essere ripetuti con l'inclusione dell'amministrazione agrigentina.

Distribuzione

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 iscritti all'Anagrafica operatori dell'Autorità al 31 dicembre 2010 risulta infatti sceso a 248 (ma questa cifra è passibile di modificazioni per il ritardo con cui alcuni operatori comunicano le variazioni societarie avvenute nel 2010) dalle 259 unità che erano presenti al 31 dicembre 2009.

Come negli scorsi anni, nell'ambito dell'Indagine annuale

dell'Autorità sull'evoluzione dei settori regolati, è stato chiesto ai soggetti esercenti la distribuzione del gas naturale di fornire dati preconsuntivi relativamente all'attività svolta nell'anno 2010 e di confermare o rettificare i dati forniti in via provvisoria lo scorso anno relativamente al 2009. Nelle tavole che seguono sono quindi da considerarsi provvisori i dati relativi al 2010.

Una sintesi delle cifre riguardanti questo segmento della filiera gas è illustrata nella tavola 3.13. Nell'edizione 2011 dell'Indagine hanno risposto 258 operatori: di questi 8 erano inattivi nel 2009 e hanno avviato l'attività nel 2010, mentre 21 risultano essere quelli che erano operativi nel 2009 ma che hanno interrotto l'attività nel 2010, 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 Arcalgas Progetti in Italcogim Reti (oggi G6 Rete Gas del gruppo Gaz de France Suez);
- l'incorporazione in Estra Reti Gas di Consiag Reti (luglio 2010), Coingas Distribuzione e Aurelia Distribuzione (entrambe in aprile 2011), nell'ambito delle operazioni di aggregazione che dal 2008 vanno costruendo il gruppo toscano Estra;
- nell'ambito della fusione tra Iride ed Enia, quest'ultima ha ceduto l'attività di distribuzione alla neocostituita Iren Emilia (luglio 2010) del gruppo Iren;
- l'incorporazione di Sea Gas e Serman Gas in Toscana Energia;
- 8 imprese (Monte Secco Servizi, Ponte Servizi, Casino Michele, Fiorenzuola Patrimonio, SER.CA, APES, A.S.E.P., Castecovati) hanno ceduto l'unico impianto a seguito di gara, cessando, di fatto, l'attività;
- 4 Comuni (San Buono, Cortemaggiore, Fiumefreddo di Sicilia e Prata di Principato Ultra) hanno affidato tramite gara il servizio di distribuzione gas che fino a quel momento gestivano in economia.

TAV. 3.13

Attività dei distributori
nel periodo 2006–2010

OPERATORI ^(A)	2006	2007	2008	2009	2010
NUMERO	287	257	272	250	237
Molto grandi	7	8	8	9	9
Grandi	22	23	27	25	23
Medi	31	29	27	22	23
Piccoli	133	120	123	119	114
Piccolissimi	94	77	87	75	68
VOLUME DISTRIBUITO – M(m³)	34.917	30.364	33.923	34.046	36.283
Molto grandi	18.194	15.921	17.286	19.023	20.965
Grandi	7.841	7.096	8.954	8.355	8.245
Medi	3.843	3.455	3.403	2.574	2.913
Piccoli	4.584	3.568	3.937	3.797	3.890
Piccolissimi	455	323	342	296	269

(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.

Complessivamente i 237 operatori attivi nel 2010 hanno distribuito 36,3 G(m³), 2,3 in più dello scorso anno. Tra il 2009 e il 2010 la numerosità delle imprese molto grandi (cioè con più di mezzo milione di clienti) è rimasta invariata, ma sono notevolmente aumentati (10,2%) i volumi da esse distribuiti. Le incorporazioni di Arcalgas Progetti e di Consiag Reti hanno fatto diminuire di due unità le imprese classificate come grandi (vale a dire con un numero di clienti compreso tra 100.000 e 500.000) e i volumi da queste distribuiti (-1,3%). È cresciuta invece di una sola unità la numerosità dei distributori di media dimensione, che servono cioè tra 50.000 e 100.000 clienti, ma il volume distribuito da questa categoria di imprese si è notevolmente accresciuto (13,2%). Una significativa riduzione, sia nella consistenza numerica (-7 unità), sia nei volumi distribuiti (-9,2%), si è avuta infine nella classe dei piccolissimi operatori, quelli con meno di 5.000 clienti.

È quindi sceso a 32 (dai 34 del 2009) il numero di soggetti, corrispondente al 13,5% delle imprese attive nel settore, che supera 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'80,5% dei volumi distribuiti in Italia (nel 2009 le stesse imprese coprivano l'80,4%). Le restanti 205 imprese attive nel settore distribuiscono un quinto dei volumi totali (Tav. 3.13). La tavola 3.14 mostra un quadro di dettaglio dell'attività di distribuzione nel 2010, elencando, per regione, il numero di esercenti, di clienti (gruppi di misura), di comuni serviti, di concessioni esistenti, i volumi erogati e la quota percentuale rispetto al totale nazionale. Complessivamente sono stati distribuiti 36,3 G(m³) a poco più di 22 milioni di clienti residenti in 6.950 comuni, che hanno attribuito il servizio per mezzo di circa 6.400 concessioni.

TAV. 3.14

Attività di distribuzione per regione nel 2010

Clienti in migliaia;
volumi erogati in M(m³)

REGIONE	CLIENTI	COMUNI SERVITI	CONCESSIONI	VOLUMI EROGATI	QUOTA %
Valle d'Aosta	20	24	36	50	0,1
Piemonte	2.020	1.093	1.010	4.406	12,1
Liguria	854	155	149	1.015	2,8
Lombardia	4.732	1.548	1.370	9.722	26,8
Trentino Alto Adige	253	185	185	650	1,8
Veneto	2.047	660	544	4.384	12,1
Friuli Venezia Giulia	519	198	186	924	2,5
Emilia Romagna	2.320	372	312	4.709	13,0
Toscana	1.550	251	214	2.414	6,7
Lazio	2.185	319	299	2.311	6,4
Marche	649	243	199	1.029	2,8
Umbria	340	92	78	572	1,6
Abruzzo	603	291	271	733	2,0
Molise	122	131	131	140	0,4
Campania	1.275	413	388	1.029	2,8
Puglia	1.230	253	249	1.088	3,0
Basilicata	189	126	119	202	0,6
Calabria	383	276	341	271	0,7
Sicilia	940	320	325	635	1,8
ITALIA	22.230	6.950	6.406	36.283	100,0

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

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 varie 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 13 milioni di clienti; seguono

il Centro con il 19,8% del gas erogato a 5,4 milioni di clienti e il Sud e Isole con l'8,9% di gas a 4 milioni di clienti. Il numero di concessioni esistenti è inferiore al numero dei comuni serviti sia al Nord sia al Centro, mentre accade il contrario al Sud e Isole (1.422 concessioni per 1.388 comuni serviti). Secondo i dati forniti all'Autorità, nell'ambito della neocostituita Anagrafica territoriale gas, le nuove metanizzazioni nel 2010 hanno riguardato 16 comuni: 4 al Nord (Lombardia, Veneto, Friuli Venezia Giulia), 2 al Centro (Toscana e Abruzzo) e 10 al Sud e Isole (Campania, Basilicata, Calabria e Sicilia). Interessante è anche osservare i livelli di concentrazione nelle diverse regioni misurati negli ultimi due anni attraverso l'indicatore C3, dato dalla somma delle quote della distribuzione (calcolate sui volumi distribuiti) dei primi 3 operatori e dalla quota di clienti da questi serviti (Tav. 3.15).

REGIONE	OPERATORI PRESENTI	2009 C3	% DI CLIENTI SERVITI	OPERATORI PRESENTI	2010 C3	% DI CLIENTI SERVITI
Valle d'Aosta	1	100,0	100,0	1	100,0	100,0
Piemonte	33	67,6	69,6	32	68,7	69,4
Liguria	9	90,2	89,2	9	90,2	89,1
Lombardia	68	43,5	47,6	62	43,7	47,3
Trentino Alto Adige	14	75,5	77,9	13	78,0	82,4
Veneto	32	46,2	47,8	32	46,7	47,5
Friuli Venezia Giulia	10	77,2	80,9	10	76,2	80,9
Emilia Romagna	30	77,2	76,9	26	78,0	78,2
Toscana	17	68,6	66,4	14	78,9	76,2
Lazio	15	92,6	93,2	13	93,3	93,4
Marche	29	59,0	58,5	28	58,7	58,1
Umbria	11	69,9	66,8	11	70,0	67,1
Abruzzo	31	59,4	59,1	27	63,3	63,3
Molise	12	75,4	73,9	12	75,4	74,0
Campania	23	76,8	79,9	23	76,4	79,7
Puglia	11	69,9	70,1	11	68,8	70,2
Basilicata	13	84,4	81,4	13	83,3	81,3
Calabria	10	89,9	90,9	10	90,3	90,9
Sicilia	13	79,5	82,5	13	81,3	82,1

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 3.15

Livelli di concentrazione nella distribuzione

Quota di mercato dei primi tre operatori (C3) e percentuale di clienti da questi serviti

Nel 2010, a parte il caso della Valle d'Aosta dove è massima, i dati mostrano livelli di concentrazione complessivamente piuttosto elevati. In 13 regioni su 19 il livello del C3 supera il 70%, in 6 regioni supera l'80% e in 4 regioni supera addirittura il 90% (nell'ordine, Valle d'Aosta, Lazio, Calabria e Liguria). Il livello più basso si osserva in Lombardia, con il 43,7% e ben 62 operatori presenti, e in Veneto, dove la quota dei primi tre su 32 soggetti presenti è del 46,7%. Lombardia e Veneto sono anche le uniche due regioni in cui il livello di concentrazione è inferiore al 50%. Più in generale i dati mostrano, naturalmente, che quote della distribuzione relativamente basse si osservano nelle regioni in cui il numero di operatori è abbastanza ampio. Vi sono però alcune significative eccezioni. Da notare i casi dell'Emilia Romagna, dove il livello di concentrazione è piuttosto elevato e pari al 78% nonostante la presenza di 26 soggetti, e della Campania, dove il C3 supera il 76% in presenza di 23 operatori. All'opposto, in Puglia risultano operare 11 soggetti e la quota dei primi tre è inferiore, anche se di poco, al 70%. I dati

mostrano, infine, un generale aumento della concentrazione rispetto al 2009: in quell'anno, infatti, erano 11 su 19 le regioni in cui il C3 era superiore al 70%, 5 quelle in cui era più elevato dell'80% e 3 quelle in cui era oltre il 90%.

La tavola 3.16 mostra una prima elaborazione della composizione societaria del capitale sociale dei distributori al 31 dicembre 2010, limitata, però, alle partecipazioni dirette di primo livello, così come rilevate nell'ambito dell'Indagine annuale. In prima battuta è opportuno osservare che tra le società che svolgono l'attività di distribuzione sono solo 2 quelle quotate alla borsa valori: Hera e Ascopiave. Lo scorso anno l'insieme delle società di distribuzione quotate comprendeva anche Enia, ma – come si è visto poco sopra – questa ragione sociale oggi è inclusa nel gruppo Iren all'interno del quale l'unica impresa quotata è la capogruppo, mentre le attività di distribuzione del gruppo sono affidate a 4 società (Iren Emilia, Genova Reti Gas, Azienda Energia e Servizi, ASA Azienda Servizi Ambientali) tutte non quotate in borsa.

TAV. 3.16

**Composizione societaria
dei distributori nel 2010**

NATURA GIURIDICA DEI SOCI	%
Enti pubblici	41,8
Società diverse	18,4
Persone fisiche	14,5
Imprese energetiche nazionali	13,1
Imprese energetiche locali	11,0
Imprese energetiche estere	0,6
Flottante	0,3
Istituti finanziari nazionali	0,2
Istituti finanziari esteri	0,0
TOTALE	100,0

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Le quote di capitale sociale di Hera e di Ascopiave detenute in borsa pesano per appena lo 0,3% sul totale delle quote di partecipazione nel capitale sociale delle società che svolgono l'attività di distribuzione. Come lo scorso anno, quasi il 42% delle quote è, invece, detenuto da enti pubblici,

mentre il 24,8% è relativo a quote in possesso di imprese energetiche – nazionali nel 13,1% dei casi, imprese locali nell'11% dei casi ed estere nello 0,6%. Il 14,5% è la quota di capitale sociale complessivamente detenuta da persone fisiche.

TAV. 3.17

**Infrastrutture
di distribuzione e loro
proprietà nel 2010**

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

REGIONE	CABINE	GRUPPI DI RIDUZIONE FINALE	ESTENSIONE RETE			QUOTA DI PROPRIETÀ DELLE RETI ESERCENTE COMUNE	
			ALTA PRESSIONE	MEDIA PRESSIONE	BASSA PRESSIONE		
Valle d'Aosta	5	51	0,3	166,2	195,1	100,0	0,0
Piemonte	649	45.149	81,4	12.602,9	119.56,1	98,9	0,6
Liguria	62	3.145	57,4	1.931,5	4.204,5	80,7	0,0
Lombardia	1.565	14.878	106,8	14.365,3	30.968,4	65,5	13,2
Trentino Alto Adige	210	18.894	181,5	2.034,1	1.964,1	99,3	0,3
Veneto	683	10.266	256,2	11.608,0	18.283,6	72,4	13,6
Friuli Venezia Giulia	152	1.164	5,2	2.131,1	5.072,3	78,4	16,3
Emilia Romagna	362	91.593	305,0	17.168,0	12.859,1	62,0	4,9
Toscana	205	7.060	248,2	6.105,9	9.489,7	44,9	4,0
Lazio	295	2.141	173,4	7.090,6	7.556,9	93,1	4,5
Marche	145	2.427	15,0	4.334,9	4.601,5	40,0	30,3
Umbria	102	1.340	105,6	1.838,9	3.200,6	60,6	34,4
Abruzzo	205	2.372	1,4	4.703,1	4.859,7	73,2	25,1
Molise	87	514	0,3	1.060,0	1.085,7	82,9	14,0
Campania	345	4.399	17,8	3.823,9	7.667,6	90,6	6,0
Puglia	208	1.522	101,5	3.318,4	8.392,0	93,4	6,6
Basilicata	111	453	0,8	861,1	1.573,2	68,2	30,9
Calabria	185	822	34,7	2.331,7	3.444,4	88,2	11,7
Sicilia	196	1.764	60,4	4.150,3	7.934,4	98,3	1,7
Non in funzione	-	-	5,3	726,6	621,0	-	-
ITALIA	5.772	209.954	1.758,1	102.352,5	145.930,1	75,3	5,4

Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

La distribuzione avviene per mezzo di circa 5.800 cabine, quasi 210.000 gruppi di riduzione finale e più o meno 250.000 km di reti (di cui 1.350 non in funzione), il 41% in media pressione e il 58% in bassa pressione (Tav. 3.17). Le reti sono collocate prevalentemente al Nord (148.500 km contro i 56.500 km del Centro e i 43.700 di Sud e Isole). Le reti, in media, appartengono per il 75% ai distributori stessi e per il 5% 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 3.18 mostra l'elaborazione preliminare dei dati sulla ripartizione nel 2010 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 64,2% dei clienti e per il 43,2% dei consumi; il consumo medio di questi clienti si aggira intorno ai 1.100 m³/anno. Importanti in termini di numerosità dei clienti sono anche gli usi di "cottura cibi e produzione di acqua calda", che rappresentano il 10,1% del totale, e il solo uso di "cottura cibi" che conta per il 10,6%. Importante appare anche l'uso del gas per il riscaldamento individuale associato con la cottura cibi, che rappresenta il 6,3% dei clienti complessivamente allacciati alle reti. In termini di volumi erogati, invece, risultano importanti l'uso di solo riscaldamento individuale o centralizzato (15,4%) e quello tecnologico artigianale-industriale (14,7%), il cui consumo medio si aggira intorno ai 23.000 m³/anno.

TAV. 3.18

Ripartizione di clienti e prelievi per categoria d'uso nel 2010

Quote percentuali dei clienti allacciati alle reti di distribuzione al 31/12/2010 e dei volumi a essi distribuiti; consumo medio in m³

CATEGORIA D'USO	QUOTA % SU CLIENTI	QUOTA % SU VOLUMI	CONSUMO MEDIO
Uso cottura cibi	10,6	1,3	203
Produzione di acqua calda sanitaria	0,6	0,3	928
Uso cottura cibi + produzione di acqua calda sanitaria	10,1	1,9	313
Uso condizionamento	0,1	0,1	2.635
Riscaldamento individuale/centralizzato	3,9	15,4	6.491
Riscaldamento individuale + uso cottura cibi + produzione di acqua calda sanitaria	64,2	43,2	1.098
Riscaldamento individuale + uso cottura cibi	6,3	4,2	1.085
Riscaldamento individuale + produzione di acqua calda sanitaria	1,6	3,6	3.783
Riscaldamento centralizzato + uso cottura cibi + produzione di acqua calda sanitaria	0,3	1,3	6.402
Riscaldamento centralizzato + produzione di acqua calda sanitaria	0,5	4,5	14.715
Uso tecnologico + riscaldamento	0,9	9,3	17.647
Uso condizionamento + riscaldamento	0,0	0,2	17.033
Uso tecnologico (artigianale-industriale)	1,0	14,7	23.227
TOTALE	100,0	100,0	1.632

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Come si ripartiscono gli utenti del servizio di distribuzione in base ai volumi distribuiti è valutabile tramite i dati della ripartizione di clienti e volumi per fasce di prelievo (Tav. 3.19).

L'incidenza complessiva delle prime due classi, nelle quali ricadono le famiglie che usano il gas per cottura cibi e/o produzione di acqua calda, è pari al 41% in termini di numerosità e al 4,1% in termini di volumi prelevati. La classe più numerosa in

termini di numero di gruppi di misura e di volumi è quella che prevede un consumo annuo compreso tra 481 e 1.560 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 poco meno della metà del gas distribuito.

TAV. 3.19

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

 Clienti al 31/12/2010 in migliaia; volumi prelevati in M(m³)

FASCIA DI PRELIEVO (m ³ /anno)	CLIENTI	VOLUMI	QUOTA % SU CLIENTI	QUOTA % SU VOLUMI
0-120	4.464	156	20,1	0,4
121-480	4.635	1358	20,9	3,7
481-1.560	8.942	8380	40,2	23,1
1.561-5.000	3.647	8603	16,4	23,7
5.001-80.000	516	8075	2,3	22,3
80.001-200.000	17	2017	0,1	5,6
200.001-1.000.000	7	3009	0,0	8,3
Oltre 1.000.000	2	4684	0,0	12,9
TOTALE	22.230	36.283	100,0	100,0

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Interessante è anche osservare la distribuzione di clienti e consumi nelle varie regioni secondo le tipologie di clienti (punti di riconsegna) individuate nel *Testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas* (TIVG)⁷ (Tav. 3.20).

I clienti domestici in Italia, 19,5 milioni circa, sono intorno all'88% del totale, ma consumano poco meno del 50% dei volumi complessivi. I condomini con uso domestico contano per lo 0,9% in termini di clienti, ma per l'8,1% in termini di consumi; gli altri usi rappresentano il 6,4% dei clienti e il

38,5% dei volumi distribuiti. Vi è poi un 5% di clienti (il cui consumo vale il 4,5% del totale distribuito) per i quali il venditore non ha comunicato al distributore la categoria di appartenenza e quindi non sono attribuibili con certezza ad alcuna delle tipologie indicate. L'incidenza degli altri usi è maggiore al Nord (7,7% dei clienti e 41,3% dei volumi distribuiti) rispetto al Centro (5,7% dei clienti e 35,9% dei volumi) e soprattutto rispetto al Sud e Isole (3,1% dei clienti e 22,6% dei volumi).

TAV. 3.20

Clienti e prelievi della distribuzione per tipologia di cliente e regione nel 2010

 Clienti in migliaia; volumi in M(m³)

REGIONE	USO DOMESTICO		CONDOMINIO USO DOMESTICO		ALTRI USI		PUNTI NON RICONDUCEBILI ALLE CATEGORIE PRECEDENTI	
	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI
Valle d'Aosta	15,8	18,4	0,8	6,7	2,3	21,4	0,9	3,1
Piemonte	1.748,2	1.838,7	34,4	555,4	144,5	1.658,0	92,6	354,4
Liguria	789,9	497,2	10,3	238,5	36,1	221,6	18,1	58,1
Lombardia	4.099,1	4.398,6	52,2	950,3	335,8	3.988,2	245,1	385,3
Trentino Alto Adige	216,7	193,9	7,1	73,0	28,6	378,4	0,3	4,8
Veneto	1.644,1	2.009,4	15,0	170,3	182,0	1.918,7	206,2	285,1
Friuli Venezia Giulia	461,9	475,0	4,3	72,3	39,0	361,2	14,2	15,8
Emilia Romagna	2.049,9	2.253,9	23,4	304,4	220,3	2.123,2	26,6	27,1
Toscana	1.372,4	1.283,8	9,8	131,2	104,2	960,0	63,7	39,0
Lazio	1.984,3	1.161,0	22,3	293,8	90,6	753,1	87,4	102,9
Marche	556,1	567,6	4,5	32,5	47,6	364,1	40,6	64,4
Umbria	292,5	252,9	1,4	17,0	26,9	264,3	18,7	37,6
Abruzzo	461,8	396,8	1,3	7,7	35,0	211,9	104,5	116,8
Molise	99,6	82,9	0,3	9,7	6,0	29,3	15,8	17,7
Campania	1.156,4	665,3	3,4	34,6	37,8	266,0	77,5	63,4
Puglia	1.156,8	824,1	2,2	24,2	36,3	214,5	34,2	24,8
Basilicata	168,6	143,4	0,5	7,7	10,5	48,5	9,7	2,2
Calabria	322,2	199,4	0,7	3,3	14,3	59,9	46,0	8,4
Sicilia	868,5	462,3	1,9	14,0	26,6	140,1	43,1	18,6
ITALIA	19.464,7	17.724,6	195,9	2.946,8	1.424,6	13.982,2	1.145,3	1.629,3

Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

7 Allegato alla delibera 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09.

Il consumo medio dei clienti domestici in Italia si aggira intorno ai 900 m³, quello dei condomini con uso domestico è di circa 15.000 m³ e quello degli altri usi è di poco inferiore a 10.000 m³. Anche questi valori, tuttavia, sono abbastanza differenziati territorialmente, con consumi medi al Nord che valgono circa il doppio di quelli del Sud e Isole, indipendentemente dalla tipologia di clienti. A fronte dei 1.060 m³ al Nord, infatti, i clienti domestici risultano mediamente consumare 786 m³ al Centro e 625 m³ al Sud; i condomini con uso domestico evidenziano rispettivamente consumi medi nell'ordine pari a 16.087, 12.419 e 9.464 m³; infine, i valori di consumo medio che risultano per gli altri usi sono di 10.792 m³ al Nord, 8.323 m³ al Centro e 5.805 m³ al Sud e Isole.

La dimensione dei distributori di gas naturale in Italia non è elevata. In media il personale impiegato per questo segmen-

to della filiera è pari a 55 addetti (Tav. 3.21). Quasi il 60%, ovvero 134 delle 232 imprese che nell'Indagine hanno risposto alla domanda sulla consistenza del personale dedicato alle attività regolate dall'Autorità⁸, impiega meno di 10 addetti e tra queste ve ne sono ben 48 che risultano operare con 1 o addirittura con 0 addetti. Si tratta di imprese che hanno completamente appaltato all'esterno le attività di distribuzione, pur operando, talvolta, anche in altri campi più o meno contigui all'attività in esame. Sono 63 le imprese che risultano operare con un numero di addetti compreso tra 10 e 49, mentre sono 35, cioè il 15% del totale, le società che impiegano più di 50 persone. Queste ultime sono, tuttavia, decisamente le più importanti: l'80% dei clienti è infatti servito da tali aziende che, complessivamente, erogano tre quarti dei volumi distribuiti.

TAV. 3.21

Dimensione delle imprese che distribuiscono gas naturale per classe di addetti nel 2010

Valori in M(m³); clienti in migliaia

CLASSE DI ADDETTI	IMPRESE	ADDETTI	NUMERO MEDIO DI ADDETTI	VOLUMI DISTRIBUITI	CLIENTI SERVITI
0	28	0	0	435	227
1	20	20	1	175	121
2-9	86	388	5	1.584	992
10-19	37	528	14	2.433	1.162
20-49	26	786	30	3.498	1.721
50-249	28	3.186	114	8.952	5.219
Oltre 249	7	7.754	1.108	19.044	12.712
TOTALE	232	12.662	55	36.120	22.154

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

La tavola 3.22 illustra, infine, i primi 20 gruppi operanti nella distribuzione di gas naturale nel 2010 e le relative quote di mercato nel 2010 e nel 2009, queste ultime ottenute ricostruendo i gruppi con la configurazione del 31 dicembre 2010. Come nelle altre fasi della filiera, il gruppo Eni risulta dominante, seppure con una quota meno rilevante (22,9% nel 2010, era 22,6% nel 2009), ma comunque più che doppia rispetto ai principali inseguitori. La seconda posizione resta saldamente nelle mani del principale gruppo concorrente,

Enel (che ha ceduto la rete al Fondo infrastrutturale F2i Reti Italia, mantenendone la gestione) con una quota del 10,1%. Grazie alla politica di fusione è notevolmente cresciuto il gruppo Iren, che con la quota del 6,43% è salito in terza posizione, superando di un decimale la quota del gruppo Hera, pari al 6,42%. Si noti che lo scorso anno Iride si trovava in settima posizione, mentre Enia era nona: la fusione ha quindi permesso alle due società di costruire un gruppo rilevante. Segue, a poca distanza, anche il gruppo A2A, con la

⁸ Più precisamente, il numero degli addetti richiesto nell'Indagine annuale è riferito al personale dipendente (a tempo pieno, a part time, con contratto di formazione e lavoro ecc.) e indipendente (collaborazione coordinata e continuativa, prestazione d'opera occasionale ecc.) che al 31 dicembre 2010 era complessivamente impiegato nelle attività regolate (stabilite dall'art. 4, lett. da a) a u), del *Testo integrato unbundling* (allegato alla delibera 18 gennaio 2007, n. 11), eventualmente riproporzionato per tenere conto del personale condiviso tra più attività. Se, per ipotesi, una certa impresa svolge l'attività di distribuzione di gas e di energia elettrica, il numero di addetti che deve indicare nel questionario è dato dalla somma del personale impiegato in entrambe queste attività, escludendo, invece, quello impiegato dall'impresa, ma non direttamente imputabile a tali attività.

quota del 6,2%. L'incorporazione di Arcalgas Progetti in Italcogim Reti, che dall'1 gennaio 2011 ha cambiato denominazione in G6 Rete Gas, non ha invece migliorato la posizione del gruppo Gaz de France Suez, in quanto Arcalgas

Progetti nel 2009 faceva già parte del gruppo Italcogim Afin, divenuto nel 2010 Gaz de France Suez.

Nel 2010 i primi 20 gruppi hanno coperto complessivamente il 77% del mercato, mentre nel 2009 avevano il 73%.

TAV. 3.22

Primi venti gruppi operanti nella distribuzione di gas naturale nel 2010

Volumi di gas naturale distribuito in M(m³)

GRUPPO	2009	QUOTA %	2010	QUOTA %
Eni	7.554	22,2	8.325	22,9
F2i Reti Italia (gestore Enel)	3.588	10,5	3.665	10,1
Iren (nel 2009 Iride + Enia)	2.156	6,3	2.333	6,4
Hera	2.184	6,4	2.330	6,4
A2A	2.050	6,0	2.239	6,2
Gaz de France Suez (nel 2009 Italcogim Afin)	1.533	4,5	1.459	4,0
E.On	1.106	3,3	1.164	3,2
Toscana Energia	1.052	3,1	1.155	3,2
Asco Holding	759	2,2	844	2,3
Linea Group Holding	564	1,7	580	1,6
Estra	192	0,6	558	1,5
Acegas-Aps	484	1,4	517	1,4
Amga - Azienda Multiservizi	450	1,3	447	1,2
Erogasmet	389	1,1	418	1,2
Gelsia	331	1,0	371	1,0
Energei	329	1,0	360	1,0
ACSM-AGAM	306	0,9	329	0,9
Gas Rimini	302	0,9	326	0,9
Gas Natural Sdg	314	0,9	321	0,9
Agsm Verona	300	0,9	318	0,9
Altri	8.101	23,8	8.222	22,7
TOTALE	34.046	100,0	36.283	100,0

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Mercato all'ingrosso del gas

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 del gas, l'Indagine era rivolta alle 414 società accreditate all'Anagrafica operatori che hanno dichiarato di svolgere

attività di vendita di gas all'ingrosso o al mercato finale nel 2010. Di queste hanno risposto 376 imprese, di cui 34 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 anche essere autorizzati dal Ministero dello sviluppo economico, mentre le imprese che svolgono solo attività di *trading* non necessi-

tano 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.

OPERATORI(A)	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
NUMERO	55	40	41	60	72	74	78	94	105
Eni	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Grandi	1	1	1	2	1	1	1	-	2
Medi	4	4	6	8	9	11	14	21	25
Piccoli	17	20	19	29	29	31	34	34	38
Piccolissimi	32	14	14	20	32	30	28	38	39
VOLUME VENDUTO G(m³)	85,2	90,6	95,9	110,5	103,2	101,3	111,7	111,5	130,5
Eni	52,3	51,3	53,6	58,0	57,3	51,6	48,7	36,3	32,2
Grandi	12,9	17,8	16,3	27,0	13,5	13,1	12,7	-	21,6
Medi	15,8	15,6	18,4	14,0	20,1	22,8	32,9	59,3	58,7
Piccoli	4,0	5,6	7,6	10,8	11,3	12,7	16,4	14,9	16,8
Piccolissimi	0,2	0,2	0,1	0,7	1,0	1,1	1,0	1,1	1,2
VOLUME MEDIO UNITARIO M(m³)	1.550	2.264	2.340	1.842	1.433	1.369	1.432	1.186	1.243
Eni	52.349	51.320	53.632	58.027	57.292	51.643	48.656	36.301	32.231
Grandi	12.865	17.808	16.268	13.486	13.451	13.131	12.709	-	10.776
Medi	3.954	3.902	3.061	1.748	2.233	2.074	2.353	2.823	2.348
Piccoli	234	279	399	372	391	410	482	437	441
Piccolissimi	7	17	7	37	31	35	35	28	32

(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.

Come sempre, il numero di grossisti è aumentato anche nel 2010, salendo a 105 unità contro le 94 dell'anno precedente (Tav. 3.23) e l'incremento ha interessato tutte le classi di operatori: da 0 dello scorso anno i grandi, cioè gli operatori che hanno superato la soglia dei 10 G(m³), sono divenuti 2, i medi, con vendite tra 1 e 10 G(m³), sono passati da 21 a 25, i piccoli, con vendite comprese tra 0,1 e 1 G(m³), sono cresciuti di 4 unità e i piccolissimi, con vendite inferiori a 0,1 G(m³), sono aumentati di 1. Dalla completa apertura del mercato del gas, avvenuta nel 2003, il numero di soggetti che vendono gas all'ingrosso è quasi triplicato.

Nell'insieme i grossisti hanno venduto 130,5 G(m³), di cui 43,0 al mercato finale e 87,5 ad altri intermediari del mercato all'ingrosso (Tav. 3.26). Rispetto al 2009 il volume complessivamente trattato è cresciuto del 17%, ma al suo inter-

no sono salite del 28,7% le vendite al mercato all'ingrosso, che nell'anno precedente si erano fermate a 68,0 G(m³), mentre sono diminuite dell'1,1% le vendite effettuate da questi operatori direttamente a clienti finali, che nel 2009 avevano raggiunto 43,5 G(m³). Come accade da qualche anno a questa parte, anche gli ultimi dati confermano che vi è una tendenza progressiva, da parte degli operatori, a specializzarsi sul proprio mercato (i grossisti, cioè, vendono sempre più ad altri rivenditori e proporzionalmente meno a clienti finali) e ciò appare significativo in anni in cui il numero dei soggetti che operano sul mercato va crescendo costantemente.

In media, il volume unitario di vendita è salito del 4,8%, essendo passato da 1,19 a 1,24 G(m³), in conseguenza della maggiore crescita dei volumi trattati rispetto a quella del numero

TAV. 3.23

Attività dei grossisti nel periodo 2002-2010

degli operatori. L'incremento del 17% dei volumi complessivamente venduti non si è distribuito equamente tra le classi di operatori. Rispetto al 2009, i volumi di Eni e dei grossisti di

media dimensione si sono ridotti, rispettivamente dell'11,2% e del 16,8%, a favore di quelli commerciati dai grandi e dai piccolissimi.

TAV. 3.24

Approvvigionamento dei grossisti nel 2010

Quote percentuali

APPROVVIGIONAMENTO	GROSSISTI ^(A)					TOTALE
	ENI	GRANDI	MEDI	PICCOLI	PICCOLISSIMI	
Produzione nazionale	13,8	1,8	0,3	12,8	8,8	5,7
Importazioni	76,9	89,2	28,8	19,2	5,1	51,4
Acquisti da operatori sul territorio nazionale	5,9	4,9	31,0	33,4	39,8	19,9
Acquisti in stoccaggio	1,1	0,2	1,3	0,7	10,2	1,0
Acquisti al PSV	2,3	3,8	38,6	33,9	36,0	22,0
TOTALE	100,0	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.

Circa le modalità di approvvigionamento delle imprese grossiste, si osserva come queste società si procurano il gas per il 51% attraverso le importazioni (Tav. 3.24). Il 19,9% del gas ceduto al mercato all'ingrosso viene acquistato da altri rivenditori sul territorio nazionale (alla frontiera e al *city gate*), il 5,7% è direttamente prodotto e il 22% viene acquisito al PSV. Quest'ultimo sta accrescendo la propria importanza: nel 2009, infatti, la quota del PSV era del 15,4%. All'interno degli acquisti al PSV sono contemplati anche quelli effettuati sulle nuove

piattaforme gas (P-GAS e M-GAS) gestite dal Gestore dei mercati energetici (GME), il cui valore è ancora molto esiguo essendo di recente costituzione.

Le importazioni sono la principale fonte di approvvigionamento soprattutto per i grandi operatori, mentre via via che la loro dimensione 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 media dimensione, dove raggiunge il 38,6%.

TAV. 3.25

Impieghi di gas dei grossisti nel 2010

Quote percentuali

VENDITE	GROSSISTI ^(A)					TOTALE
	ENI	GRANDI	MEDI	PICCOLI	PICCOLISSIMI	
Ad altri rivenditori sul territorio nazionale	40,7	45,4	77,9	70,3	56,7	61,1
- di cui vendite in stoccaggio	0,8	0,7	1,9	0,6	3,7	0,8
- di cui vendite al PSV	48,8	12,8	35,4	45,8	59,2	22,2
A clienti finali	45,0	36,8	19,4	23,6	42,7	30,0
- di cui collegati societariamente	1,5	61,8	29,7	20,6	4,6	24,6
Autoconsumi	14,2	17,8	2,6	2,6	6,2	8,9
TOTALE	100,0	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.

A fronte delle risorse disponibili appena descritte, è possibile analizzare in dettaglio gli impieghi di gas effettuati dalle imprese grossiste (Tav. 3.25). Nel complesso, il 61,1% del gas approvvigionato viene rivenduto sul mercato all'ingrosso, il 30% va a clienti finali (e un quarto di questo gas viene ceduto a clienti finali collegati societariamente) e il restante 8,9% è destinato all'autoconsumo, ovvero è impiegato direttamente nelle centrali di produzione elettrica degli stessi operatori. L'attività di intermediazione all'ingrosso risulta prevalente nelle società di medio-piccola dimensione, che destinano a

questo mercato il 70% o più del gas da esse approvvigionato. Eni consuma il 14% circa del gas approvvigionato nelle proprie centrali elettriche e rivende i quantitativi restanti per il 41% al mercato all'ingrosso e per il 45% al mercato finale. Come Eni, anche gli operatori di grande dimensione utilizzano ampi quantitativi di gas per usi propri, oltre a rivenderli al mercato: più del 60% del gas venduto al mercato finale dalle imprese ricadenti in questa classe va infatti a clienti finali collegati societariamente, mentre il 18% del gas trattato dagli operatori di grande dimensione è destinato all'autoconsumo.

TAV. 3.26

Vendite dei principali grossisti nel 2010
M(m³)

SOCIETÀ	A GROSSISTI E VENDITORI	A CLIENTI FINALI	TOTALE
Eni	15.304	16.927	32.231
Enel Trade	6.063	4.254	10.317
Edison	5.849	5.386	11.235
Sinergie Italiane	4.178	9	4.187
Plurigas	4.112	1.329	5.441
Gdf Suez	3.337	0	3.337
Gdf Suez Gas Supply & Sales	3.003	0	3.003
Hera Trading	2.662	107	2.769
Enoi	2.616	50	2.666
A2A Trading	2.428	131	2.560
Sonatrach Gas Italia	2.305	0	2.305
Spigas	2.024	136	2.160
Gas Plus Italiana	2.023	0	2.023
Elettrogas	1.948	0	1.948
Aceaelectrabel Trading	1.929	1.558	3.487
Premiumgas	1.672	154	1.826
E.On Energy Trading	1.583	1.419	3.002
Speia	1.442	203	1.645
Shell Italia	1.432	1.474	2.906
Gaz De France Sede secondaria	1.388	0	1.388
Hb Trading	1.266	0	1.266
E.On Ruhrgas	1.119	0	1.119
Ascotrade	1.116	868	1.985
Bp Italia	1.106	0	1.106
Energetic Source	948	79	1.027
Rwe Supply & Trading Switzerland	943	0	943
Italtrading	886	6	891
Società Ionica Gas	878	0	878
Sorgenia	860	1.153	2.014
Energy Trade	784	36	820
Vitol	691	0	691
Energy.Com	682	0	682
2B Energia	676	0	676
Begas Energy International	672	41	713
Egl Italia	668	163	832
Worldenergy	657	0	657
Shell Italia E&P	500	0	500
Altri	5.733	7.536	13.269
TOTALE	87.484	43.018	130.502
Prezzo medio (c€/m ³)	26,37	32,77	28,48

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

La tavola 3.26 mostra il dettaglio dell'attività delle 37 società (nel 2009 erano 29) il cui venduto ha raggiunto almeno 500 M(m³) nel mercato all'ingrosso. Insieme tali operatori coprono il 93,4% delle vendite complessivamente effettuate su questo mercato, sebbene il livello di concentrazione stia decisamente diminuendo negli ultimi anni: la quota delle prime tre società Eni, Enel Trade ed Edison, è infatti scesa al 31,1% (era 39,2% nel 2009 e 50,2% nel 2008); quella delle prime cinque, che include anche Sinergie Italiane e Plurigas, si è abbassata al 40,6% dal 50,6% del 2009 (mentre nel 2008 era pari al 59%). L'ultima riga della tavola mostra il prezzo mediamente praticato dalle società classificate come grossiste, che nel 2010 è risultato pari a 28,48 €/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 6 €/m³, essendo pari a 32,77 €/m³ il prezzo praticato ai clienti finali contro i 26,37 €/m³ pagati dagli altri grossisti e

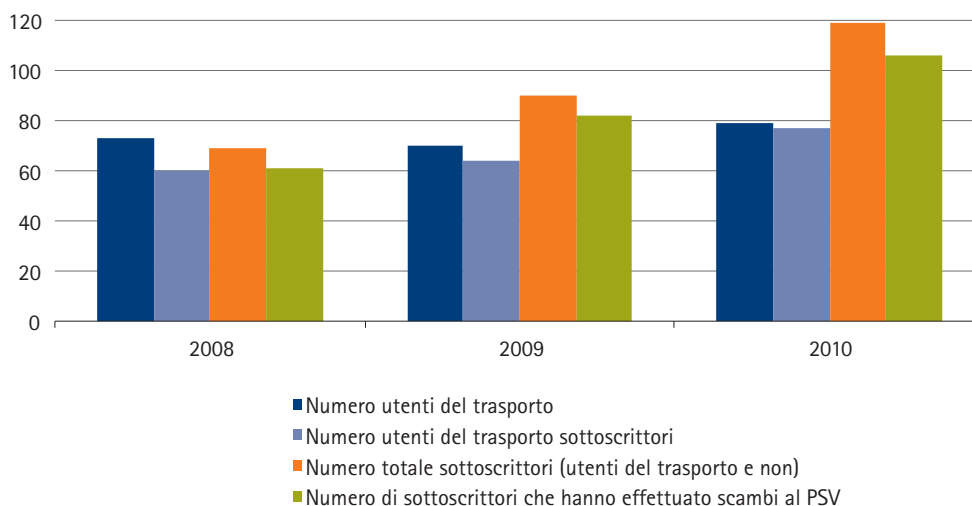
rivenditori. Tale differenziale si è ridotto rispetto al 2009, quando risultava intorno a 11 €/m³.

PSV - Punto di scambio virtuale

Secondo la normativa in vigore, gli operatori del gas possono effettuare cessioni e scambi di gas immesso nella RNG, presso un punto virtuale concettualmente localizzato tra i punti di entrata e i punti di uscita della RNG: il Punto di scambio virtuale (PSV). Esso 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 avviata il 10 maggio 2010 presso il Gestore del mercato elettrico (vedi oltre).

FIG. 3.7

Utenti del PSV dal 2008 al 2010



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Negli ultimi anni, il PSV ha notevolmente accresciuto la sua importanza, in termini di volumi scambiati e 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 2010, 106 soggetti hanno effettuato scambi, cessioni e acquisizioni di gas presso il

PSV; di questi, 32 sono risultati *trader* puri, in quanto non utenti del sistema di trasporto (Fig. 3.7). La crescita dei *trader* è stata notevole nello scorso anno, considerando che le stesse cifre per il 2009 evidenziano 82 soggetti che hanno effettuato scambi e 22 non erano al contempo utenti del trasporto.

Le figure 3.8 e 3.9 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 transazioni⁹. Nell'ambito delle transazioni presso il PSV, sono indicate in maniera distinta (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 registrate come operazioni al PSV, non sono dovute a contrattazioni tra operatori sul mercato secondario. Più precisamente, 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 2008-2009 e 2009-2010 (Fig. 3.10) mostra come – analogamente agli anni passati – il PSV

stia crescendo a scapito degli altri punti di ingresso della RNG, le quote dei quali si vanno costantemente riducendo nel tempo. La novità dello scorso anno termico, tuttavia, riguarda il notevole aumento di PSV GNL e ciò è evidentemente dovuto all'aumento degli approdi a Rovigo, determinato dalla progressiva entrata a regime del terminale. Più in generale, è importante ricordare 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, vengono classificate come doganali in quanto avvengono sul lato estero.

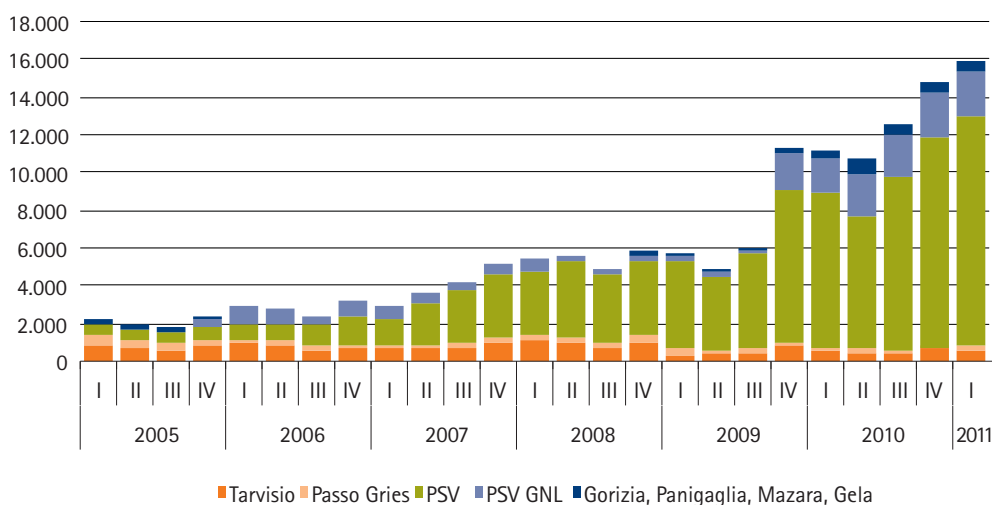


FIG. 3.8

Volumi delle transazioni nei punti di entrata della RNG

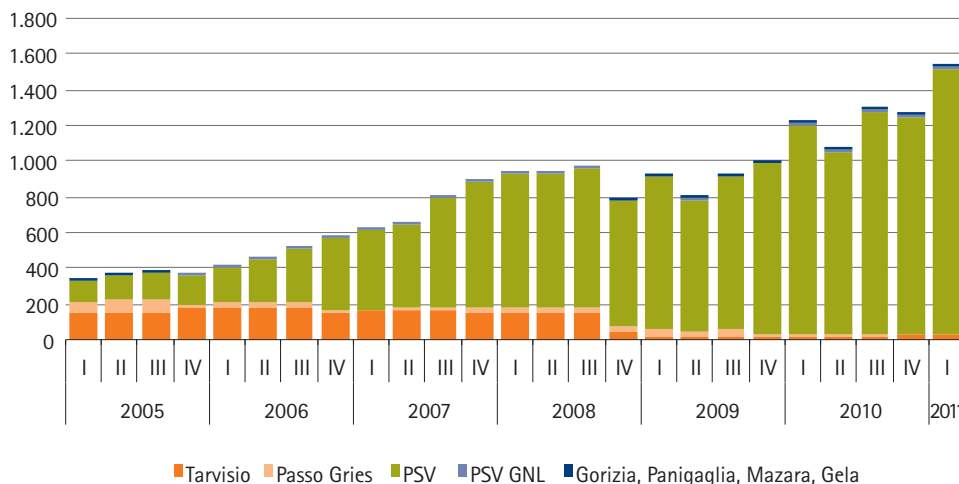
M(m³) standard da 38,1 MJ; le transazioni effettuate si riferiscono a gas immesso in rete dall'utente cedente

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Snam Rete Gas.

⁹ 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 con il totale dei volumi scambiati.

FIG. 3.9

Numero delle transazioni nei punti di entrata della RNG

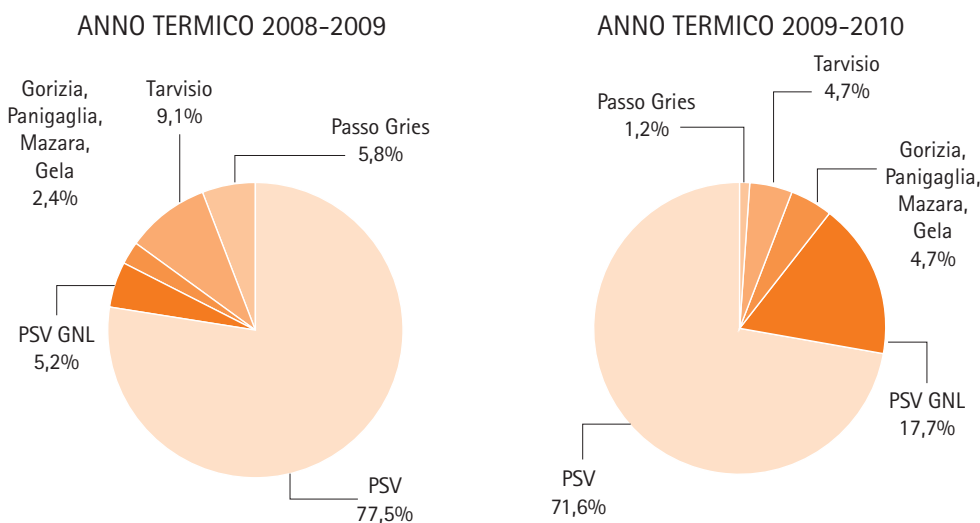


Fonte: Elaborazione AEEG su dati Snam Rete Gas.

FIG. 3.10

Ripartizione dei volumi scambiati/ceduti nei punti di entrata della RNG interconnessi con l'estero e PSV

Confronto tra gli anni termici 2008-2009 e 2009-2010



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Snam Rete Gas.

Borsa gas

La creazione di una borsa del gas in Italia ha preso le mosse nel 2007 con il decreto legge 31 gennaio 2007, n. 7, convertito con la legge 2 aprile 2007, n. 40, che ha stabilito l'obbligo:

- per i titolari di concessioni di coltivazione di gas naturale, di cedere le aliquote di gas prodotto in Italia dovute allo Stato;

- per gli importatori, di offrire una quota del gas importato presso il mercato regolamentato delle capacità.

Le modalità di cessione delle aliquote sono state poi definite con provvedimenti successivi del Ministro dello sviluppo economico e dell'Autorità, adottati tra il 2008 e il 2009. Con la legge 23 luglio 2009, n. 99, la gestione economica del mercato del gas è stata affidata in esclusiva al GME il quale, ai sensi della stessa legge ed entro 6 mesi dalla sua entrata in vigore,

assume la gestione delle offerte di acquisto e vendita (e tutti i servizi connessi) secondo criteri di merito economico.

La creazione del primo nucleo della borsa è però avvenuta effettivamente lo scorso anno, con l'emanazione del decreto del Ministero dello sviluppo economico 18 marzo 2010 che ha istituito la Piattaforma di negoziazione per lo scambio delle quote di gas importato, denominata "P-GAS". Il decreto, in particolare, ha stabilito che a decorrere dal 10 maggio 2010 le quote obbligatorie di cessione del gas naturale importato vengono offerte dagli importatori esclusivamente nell'ambito della nuova Piattaforma di negoziazione (nel c.d. "comparto import"). Il decreto ha stabilito pure che possono essere ammesse alla Piattaforma anche ulteriori offerte di volumi di gas effettuate da soggetti diversi da quelli tenuti agli obblighi imposti dal decreto legge n. 7/07. Sono ammessi a operare sulla P-GAS i soggetti abilitati a operare sul PSV. I prodotti negoziati sono contratti con periodo di consegna pari a un mese o a un anno termico. Il GME svolge semplicemente il ruolo di gestore della Piattaforma e non di controparte centrale: la gestione delle garanzie, della fatturazione e dei pagamenti viene quindi svolta direttamente dagli operatori che vendono il gas. La modalità di negoziazione delle quote di import cedute obbligatoriamente sulla P-GAS è continua.

Dal 10 agosto 2010, alle negoziazioni delle quote di gas importato si sono aggiunte quelle delle aliquote di gas prodotto in Italia dovute allo Stato, che vengono negoziate nel comparto aliquote della P-GAS. Anche in questo caso il GME non è controparte centrale e opera esclusivamente come organizzatore e gestore della piattaforma, ma la modalità di negoziazione è ad asta.

L'avvio del vero e proprio mercato *spot* del gas naturale con il GME che svolge il ruolo di controparte centrale è avvenuto, infine, nell'ottobre 2010, con la nascita della M-GAS. Su tale mercato, gli operatori abilitati a effettuare transazioni sul PSV possono acquistare e vendere quantitativi di gas naturale a pronti. Esso si articola in:

- MGP-GAS (Mercato del giorno prima del gas), nel quale avviene la contrattazione con offerte di vendita e di acquisto relative al giorno-gas successivo;

- MI-GAS (Mercato infragiornaliero del gas), nel quale avviene la contrattazione di gas relativa al giorno-gas stesso.

Sull'MGP-GAS la modalità di negoziazione è continua con asta di chiusura. Esso, cioè, si compone di due fasi successive tra loro: nella prima le negoziazioni si svolgono in modalità di negoziazione continua, nella seconda secondo le modalità di asta. La sessione in negoziazione continua si apre alle 8:00 del terzo giorno antecedente il giorno-gas cui le offerte si riferiscono. Poi l'asta di chiusura si svolge in un'unica sessione il giorno-gas precedente a quello a cui le offerte si riferiscono, con apertura alle ore 10:00 e chiusura alle ore 11:00. Il MI-GAS è invece costituito da un'unica sessione in negoziazione continua che si apre alle 14:00 del giorno precedente al giorno-gas cui le offerte si riferiscono, successivamente alla chiusura della sessione di MGP-GAS, e si chiude alle 15:30 del giorno-gas stesso cui le offerte si riferiscono.

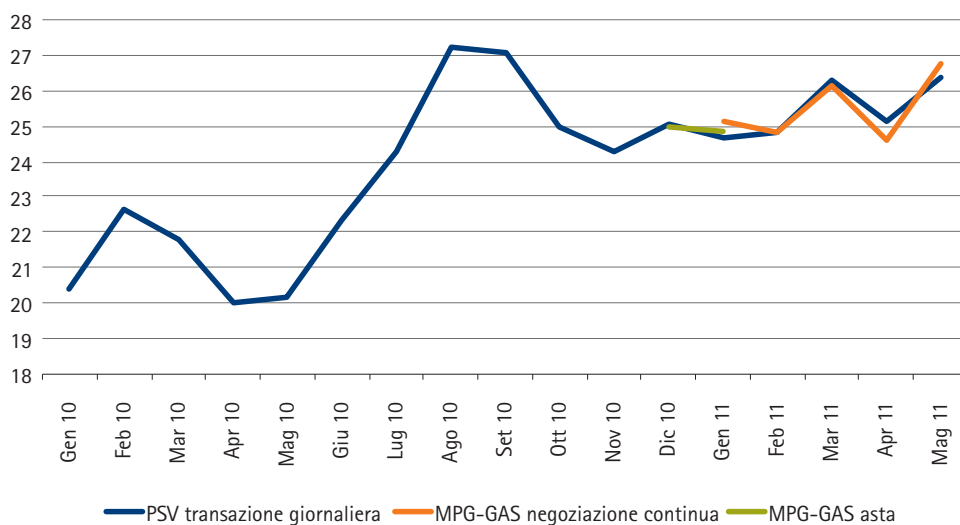
Durante la negoziazione continua la conclusione delle transazioni avviene mediante abbinamento automatico delle offerte, ordinate per priorità di prezzo e di tempo. Al termine della sessione di negoziazione continua le offerte ineseguite, verificate come valide e congrue, sono automaticamente trasferite nella seduta di negoziazione ad asta, ma nel corso di tale seduta gli operatori possono modificarle o cancellarle.

Dall'inizio dell'operatività (13 dicembre 2010) e sino al 30 maggio 2011, sull'MGP-GAS si sono svolte 169 sessioni, in 53 delle quali si è avuto almeno uno scambio in modalità continua per un totale di 119.580 MWh scambiati, mentre sono solo 3 le sessioni in cui si è avuto uno scambio in modalità ad asta nelle quali i volumi complessivamente trattati sono stati pari a 2.550 MWh. Il prezzo medio che si è registrato è stato di 25,73 €/MWh in modalità continua e di 24,90 €/MWh in modalità d'asta. La figura 3.11 mostra il confronto tra i prezzi al PSV per il contratto giornaliero e quelli risultanti dalle contrattazioni nella borsa per i primi 5 mesi del 2011. Come si vede, i prezzi che si sono affermati sulla borsa sono molto coerenti con quelli al PSV (dove, lo ricordiamo, le contrattazioni sono bilaterali e private, nel senso che Snam Rete Gas, che gestisce il PSV, non agisce come controparte centrale), intorno a una media di 25,5 €/MWh.

FIG. 3.11

Prezzi per il contratto giornaliero al PSV e sull'MGP-GAS

€/MWh



Fonte: Platts per il PSV, GME per l'MGP-GAS.

Mercato finale al dettaglio

All'atto della chiusura della presente *Relazione Annuale*, hanno risposto all'Indagine annuale dell'Autorità sui settori dell'energia elettrica e del gas 341 soggetti che nell'Anagrafica operatori dell'Autorità hanno dichiarato di svolgere l'attività di vendita di gas nel corso del 2010, di cui 338 erano, al contempo, presenti nell'elenco degli autorizzati alla vendita a clienti finali dal Ministero dello sviluppo economico¹⁰.

All'1 gennaio 2011 tale elenco era composto da 390 società; è noto però che alcune delle società che chiedono l'autorizzazione ministeriale alla vendita restano poi inattive. Il volume complessivo di gas venduto a clienti finali, calcolato in base alle risposte ottenute nell'Indagine dell'Autorità, appare comunque superiore ai dati preconsuntivi rilasciati dal Ministero dello sviluppo economico.

Infatti, in base ai primi e provvisori risultati dell'Indagine annuale, nel 2010 sono stati venduti al mercato finale 71,96 G(m³); di questi, 43,79 G(m³) sono stati forniti da grossisti e 28,17 G(m³) da "venditori puri". Se a tali quantitativi si aggiungono i 13,89 G(m³) di autoconsumi, cioè il gas impiegato direttamente nelle centrali di produzione elettrica degli operatori, si ottiene un volume di gas complessivamente consumato in Italia di 85,85 G(m³), valore superiore agli 81,33 G(m³) indicati dal Ministero dello sviluppo economico. Le ragioni di tale sopravanzo sono di diversa natura. Da un lato, come si è più volte detto, le elaborazioni per la *Relazione Annuale* sono provvisorie, in quanto vengono effettuate immediatamente a ridosso della raccolta dei dati, in tempi tali, cioè, da permettere un numero di controlli limitato sui database. Dall'altro,

¹⁰ La differenza è data da 3 soggetti. Si tratta di consorzi di clienti finali, che si approvvigionano di gas naturale per l'esclusivo utilizzo dei propri consorziati, per i quali non è richiesta alcuna autorizzazione alla vendita, come stabilito dall'art. 1, comma 2, del decreto del Ministero dello sviluppo economico 24 giugno 2002.

un'importante fonte di discrepanza è certamente dovuta al fatto che, nonostante venga chiesto agli operatori di rispondere alle domande sui quantitativi di gas trattato riportando sempre il gas a un potere calorifico uniforme (pari a 38,1 MJ/m³), sappiamo che in molti casi questo non avviene. Infine,

una terza causa della differenza nei dati ministeriali, pure pre-consuntivi, può risalire al fatto che gli operatori in molti casi rispondono ai questionari sui dati annuali indicando dati di cassa (che comprendono quantitativi non afferenti all'anno indagato) in luogo di quelli di competenza richiesti.

OPERATORI ^(A)	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
NUMERO	504	432	353	258	226	238	217	221	231
Grandi	2	5	4	4	4	4	6	4	4
Medi	42	40	37	38	39	33	29	30	38
Piccoli	222	176	149	100	107	105	98	101	91
Piccolissimi	237	211	163	116	76	96	84	86	98
VOLUME VENDUTO G(m³)	26,6	33,0	31,4	24,5	24,1	21,9	27,1	23,2	29,1
Grandi	7,5	15,8	14,6	8,5	8,3	9,1	15,3	10,2	13,6
Medi	11,2	11,1	11,6	11,5	11,3	8,4	7,5	8,8	11,7
Piccoli	6,8	5,2	4,6	4,2	4,2	4,0	4,0	3,9	3,4
Piccolissimi	1,0	0,8	0,7	0,3	0,3	0,4	0,3	0,3	0,3
VOLUME MEDIO UNITARIO M(m³)	53	76	89	95	107	90	123	105	126
Grandi	3.756	3.169	3.640	2.135	2.076	2.287	2.542	2.557	3.396
Medi	267	279	313	301	290	254	260	292	309
Piccoli	31	30	31	42	39	38	41	39	38
Piccolissimi	4	4	4	3	4	4	4	4	3

(A) Grandi: operatori con vendite superiori a 1.000 M(m³).

Medi: operatori con vendite comprese tra 100 e 1.000 M(m³).

Piccoli: operatori con vendite comprese tra 10 e 100 M(m³).

Piccolissimi: operatori con vendite inferiori a 10 M(m³).

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Nel 2010 il numero di operatori classificabili come "venditori puri" (soggetti, cioè, per i quali almeno il 95% dei volumi venduti è stato ceduto a clienti finali) è cresciuto di 10 unità rispetto all'anno precedente (Tav. 3.27), raggiungendo quota 231. Le quantità complessivamente vendute sono salite da 23,2 a 29,1 G(m³), tornando sui livelli pre-crisi del 2008. Poiché le vendite totali sono aumentate molto più del numero degli operatori, il volume medio unitario di vendita degli operatori globalmente considerati si è ingrandito del 19,8%, passando da 105 a 126 M(m³).

L'incremento del numero di operatori è principalmente dovuto alla crescita della classe di venditori di media dimensione (con vendite comprese tra 100 milioni e 1 miliardo di metri cubi) che è aumentata di 8 unità rispetto al 2009. Anche quella dei piccolissimi (con vendite inferiori a 10 milioni di metri cubi) ha registrato un lieve incremento di 3 unità rispetto allo scorso

anno, mentre è diminuita di 10 unità la classe dei piccoli (con vendite da 10 a 100 milioni di metri cubi). Infine è rimasto invariato il numero dei grandi operatori (con vendite superiori a 1 miliardo di metri cubi), perché l'ingresso di Italcogim Energie (oggi GdF Suez Energie) ha sostituito E.On Italia Power & Fuel, passata alla classe dei medi. L'aumento complessivo dei volumi di vendita, pari al 25,2%, non si è distribuito in modo analogo tra le categorie di venditori. Infatti, eccettuando la classe dei piccoli, le cui vendite sono diminuite del 13% per la riduzione del numero degli operatori, la crescita delle vendite è stata proporzionale alla dimensione dei venditori: gli aumenti risultano infatti pari a 33%, 34% e 9%, rispettivamente per le classi dei grandi, medi e piccolissimi. Di conseguenza si sono registrati aumenti nel volume medio unitario dei grandi (+33%) e dei medi operatori (+6%) e riduzioni in quello dei piccoli (-3%) e dei piccolissimi (-4%).

TAV. 3.27

Attività dei venditori
nel periodo 2002-2010

L'accrescimento del numero di venditori e i loro spostamenti all'interno delle classi sono in parte dovuti a incrementi di vendita e in parte frutto di politiche di fusioni e acquisizioni che ogni anno si registrano tra le imprese. Tra le principali operazioni societarie che si sono realizzate nel 2010 sono da annoverare:

- l'incorporazione a gennaio di E.T. Energia e Territorio Servizi Commerciali, Tecniconsul Servizi e Metema Energy in E.On Energia;
- l'incorporazione in Enerxenia di Agam Vendite, Canturina Servizi Vendita e Serenissima Energia da giugno;
- la fusione tra Iride ed Enia, avvenuta a luglio, a seguito della quale Enia Energia è stata dapprima incorporata da Iride Mercato che poi ha cambiato la denominazione sociale in Iren Mercato;
- il conferimento, ad aprile, delle attività di Gaz de France sede secondaria in GdF Suez Gas Supply & Sales;
- l'acquisizione, da parte di Estra Energie, dell'attività di vendita a clienti finali del gas naturale di Offidagas e Baiengas

Commerciale, a partire da ottobre;

- l'incorporazione di Eneco Energia in Edison Energia, di Bas Ominiservizi e Asm Energia e Ambiente in A2A Energia, entrambe avvenute in dicembre.

L'approvvigionamento degli operatori classificati come venditori è esclusivamente basato sugli acquisti da altri rivenditori nazionali (da cui ottengono il 92,7% del gas che rivendono) e al PSV (da cui acquisiscono il 6,8% del gas loro disponibile); irrilevanti risultano le quote di gas importato (0,1%) e acquistato in stoccaggio (0,5%). Gli acquisti al PSV rivestono una particolare importanza per gli operatori di piccola e piccolissima dimensione che li si riforniscono, rispettivamente, del 14,3% e del 29,5% del gas che rivendono. Gli impieghi del gas di questi operatori mostrano, com'è ovvio, una prevalenza dei volumi venduti a clienti finali; tuttavia, in media lo 0,6% del gas disponibile viene autoconsumato e lo 0,5% viene rivenduto sul mercato all'ingrosso. Di tutto il gas venduto al mercato finale, l'8,3% circa viene ceduto a clienti collegati societariamente.

TAV. 3.28

Vendite al mercato
finale dei principali
venditori nel 2010

M(m³)

SOCIETÀ	A GROSSISTI E VENDITORI	A CLIENTI FINALI	TOTALE
Enel Energia	0	5.222	5.222
Italcogim Energie	65	4.459	4.524
Hera Comm	0	2.064	2.064
Edison Energia	0	1.774	1.774
A2A Energia	17	961	978
Toscana Energia Clienti	0	844	844
Estra Energie	18	819	837
E.On Power & Fuel	0	770	770
Enia Energia	3	732	735
Gas Plus Vendite	10	610	620
Linea Più	0	505	505
Estenergy	0	450	450
Sinergas	0	433	433
Agsm Energia	0	405	405
Enerxenia	0	394	394
Erogasmet Vendita - Vivigas	4	367	371
Sgr Servizi	0	322	322
Bluenergy Group	15	290	304
Aemme Linea Energie	0	295	295
Gelsia Energia	1	281	282
Enercom	0	279	279
Amga Energia & Servizi	6	219	225
Bg Gas Marketing Trading Italia	0	219	219
Altri	16	6.226	6.243
TOTALE	156	28.941	29.097
Prezzo medio (c€/m ³)	26,20	38,05	37,98

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

La tavola 3.28 mostra il dettaglio delle 23 società (erano 19 anche nel 2009), classificate come venditori puri, le cui vendite a clienti finali nel 2010 abbiano superato 200 M(m³). Essa esclude quindi le società già elencate nella tavola 3.26 che, pur vendendo al mercato finale quantitativi superiori alla soglia indicata, sono state classificate come grossisti e come tali analizzate nel paragrafo relativo al mercato all'ingrosso. Analogamente alla tavola contenente i dati dei grossisti, anche la tavola sui venditori riporta il prezzo medio praticato da queste imprese nei due mercati. Il prezzo di vendita ad altri rivenditori risulta sostanzialmente in linea con quello praticato dai grossisti (26,20 contro 26,37 c€/m³); il prezzo medio offerto ai clienti finali è, come ci si poteva attendere, più elevato (38,05 contro 32,77 c€/m³), data la forte incidenza di clienti allacciati alle reti di distribuzione. Il prezzo offerto dai venditori puri comprende infatti il costo

della distribuzione, di norma assente nel prezzo praticato dai grossisti in quanto questi ultimi vendono prevalentemente a clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto. Inoltre, i venditori puri sono relativamente spostati sul *mass market* (hanno cioè un numero di clienti più elevato, ma che consumano tendenzialmente quantitativi piccoli), mentre – al contrario – tra i clienti finali dei grossisti vi è una maggioranza di grandi consumatori industriali/termoelettrici in grado di spuntare prezzi inferiori.

Per calcolare correttamente le quote di mercato e il livello di concentrazione del mercato della vendita finale, tuttavia, non è possibile ignorare l'operato dei grossisti che, come si è visto, offrono gas anche a clienti finali. Pertanto occorre abbandonare la distinzione effettuata tra grossisti e venditori puri e analizzare i quantitativi venduti da tutte le imprese, considerando i gruppi societari (Tav. 3.29).

GRUPPO	VOLUME	QUOTA %
Eni	17.803	24,7
Enel	9.476	13,2
Edison	7.227	10,0
Gdf Suez	4.462	6,2
E.On	3.662	5,1
A2A	3.198	4,4
Hera	2.336	3,2
Iren	2.463	3,4
Electrabel/Acea	1.569	2,2
Royal Dutch Shell	1.474	2,0
Sorgenia	1.153	1,6
Ascopiave	1.053	1,5
Estra Energie	819	1,1
Gas Plus	610	0,8
Amga - Azienda Multiservizi	514	0,7
Linea Group Holding	505	0,7
Acegas-Aps	450	0,6
Unogas	445	0,6
Aimag	434	0,6
Agsm Verona	405	0,6
Altri	11.902	16,5
TOTALE	71.959	100,0

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 3.29

Primi venti gruppi per vendite al mercato finale nel 2010

Volumi in M(m³)

Il mercato della vendita finale resta molto concentrato: i primi tre gruppi coprono il 48% (l'anno scorso raggiungevano il 54,4%). La concentrazione, seppure ogni anno meno consi-

stente, anche a livello dei primi cinque rimane elevata: nel 2010 è scesa al 59,2% dal 64,9% del 2009, come conseguenza della riduzione osservata nell'incidenza dell'*incumbent* ma

anche della contemporanea buona performance dei grandi. Con una quota del 24,7% Eni si conferma il gruppo dominante, seppure in riduzione nel tempo, ancora ben distanziato dal secondo operatore, il gruppo Enel, che possiede il 13,2%. Le vendite al mercato finale di entrambi questi gruppi si sono ridotte nel 2010 (rispettivamente del 16% e del 4%). Il gruppo Edison, invece, grazie a un consistente incremento delle vendite (+40%), nel 2010 ha mantenuto la terza posizione, riguadagnata nel 2009. La marcata crescita dei volumi di vendita (29,4%) ha permesso al gruppo GdF Suez di salire in quarta posizione, superando il gruppo E.On che pure ha realizzato un aumento delle vendite pari al 3,6% rispetto al 2009. La fusione tra Iride ed Enia ha mantenuto il gruppo Iren in ottava posizione: la stessa che possedeva Iride nel 2009, mentre Enia era al decimo posto.

In generale, un altro segnale di concentrazione del mercato è dato dall'assottigliarsi delle differenze tra le quote dei primi due operatori del mercato e quelle degli inseguitori, formato dai successivi 4 o 5 gruppi.

Secondo quanto emerge dai primi risultati dell'Indagine sul segmento della vendita di gas naturale (all'ingrosso e/o al dettaglio), la dimensione media delle imprese di vendita è piuttosto bassa, al pari di quanto già osservato anche in altri segmenti della filiera. Un terzo delle aziende opera infatti con un numero di addetti compreso tra 2 e 9¹¹. Tre quarti delle imprese di vendita, inoltre, risultano possedere meno di 9 addetti. La distribuzione dei venditori per classi di addetti, tuttavia, è in questo caso influenzata da uno scarso tasso di risposta, da parte degli operatori, alla domanda sulla consistenza del personale.

Dalle prime e provvisorie elaborazioni dei dati raccolti

nell'Indagine annuale emerge che nel 2010 il mercato finale della vendita di gas naturale comprende poco più di 21 milioni di clienti, il 92,2% dei quali sono domestici, l'1,3% sono condomini con uso domestico¹², il 5,2% appartengono al settore del commercio e servizi, l'1,2% al comparto industriale e meno dell'1% alla generazione termoelettrica (Tav. 3.30). In termini di volumi, naturalmente, le proporzioni tendono a invertirsi: includendo anche gli autoconsumi, il settore domestico ha assorbito il 21,4% del gas complessivamente consumato, ovvero 18,3 G(m³); i condomini con uso domestico hanno acquisito il 4,2% del gas, cioè 3,6 G(m³); il commercio ne ha utilizzato il 7,4%, vale a dire 6,3 G(m³); l'industria ne ha consumato il 25,4%, cioè 21,8 G(m³); la generazione elettrica ne ha assorbito il 41,7% equivalente a 35,8 G(m³). Via via che ci si sposta dal settore domestico ai settori per i quali il gas costituisce un input del processo produttivo e dove l'uso del gas è più intenso, aumenta la quota di volumi acquistati sul mercato libero: essa è infatti pari all'8% nel domestico, al 32,6% per i condomini, al 69,5% nel commercio e servizi, al 96% nell'industria e al 61,7% nel termoelettrico (valore che risente degli autoconsumi). Rispetto al 2009, la porzione di consumi soddisfatti sul mercato libero appare cresciuta nel domestico e nel commercio e servizi, mentre è rimasta sostanzialmente stabile nell'industria (dove era già molto elevata) e nel termoelettrico; le medesime quote, calcolate sui dati 2009, risultano infatti pari a: 10,5% nel domestico (nel 2010 la categoria "domestico + condomini uso domestico" mostra una quota servita sul mercato libero pari al 12,1%), 63,6% nel commercio, 96,9% nell'industria, 63% nella generazione elettrica.

¹¹ Si ricorda che il numero degli addetti richiesto nell'Indagine annuale è riferito al personale dipendente (a tempo pieno, a part time, con contratto di formazione e lavoro ecc.) e indipendente (collaborazione coordinata e continuativa, prestazione d'opera occasionale ecc.) che al 31 dicembre 2010 era complessivamente impiegato nelle attività regolate (stabilite dall'art. 4, lett. da a) a u), del *Testo integrato di unbundling* (allegato alla delibera n. 11/07), eventualmente riproporzionato per tener conto del personale condiviso tra più attività. Se, per ipotesi, una certa impresa svolge l'attività di distribuzione di gas e di energia elettrica, il numero di addetti che deve indicare nel questionario è dato dalla somma del personale impiegato in entrambe queste attività, escludendo, invece, quello impiegato dall'impresa, ma non direttamente imputabile a tali attività.

¹² Categoria non distinta nell'Indagine sul 2009 svolta lo scorso anno.

	DOMESTICO	CONDOMINIO USO DOMESTICO	COMMERCIO E SERVIZI	INDUSTRIA	GENERAZIONE ELETTRICA	TOTALE
CLIENTI						
Autoconsumi	0	1	2	0,05	0,07	3
Mercato libero	1.200	60	449	108	0,59	1.818
Mercato tutelato	18.229	221	648	155	0,08	19.252
TOTALE	19.429	282	1.098	263	0,75	21.073
VOLUMI						
Autoconsumi	0	32	100	57	13.705	13.894
Mercato libero	1.474	1.184	4.391	20.914	22.050	50.014
Mercato tutelato	16.870	2.411	1.828	825	11	21.945
TOTALE	18.344	3.627	6.319	21.797	35.766	85.853

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Il dettaglio delle vendite al mercato finale per settore di consumo (al netto degli autoconsumi) e dimensione dei clienti (Tav. 3.31), conferma, in effetti, che al crescere dei consumi i clienti tendono a spostarsi sul mercato libero. Vale la pena precisare che la presenza di volumi e prezzi (come si vedrà meglio nel paragrafo successivo dedicato ai prezzi del mercato libero) nelle classi di consumo tutelate superiori a 200.000 m³ è dovuta al fatto che esse comprendono i consumi di quei clienti che, pur avendo facoltà di cambiare fornitore, non hanno

ancora effettuato una scelta in tal senso e sono dunque rimasti nell'ambito delle condizioni contrattuali protette dall'Autorità. Il numero di questi clienti e i relativi quantitativi di gas acquistato sono relativamente bassi e si stanno assottigliando nel tempo: nel 2010 a fronte di 21,8 G(m³) venduti a condizioni tutelate a clienti con consumi inferiori a 200.000 m³, i volumi venduti a condizioni tutelate a clienti non domestici con consumi superiori a tale soglia risultano pari a 60 M(m³).

TAV. 3.30

Mercato finale per settore di consumo nel 2010

Clienti in migliaia e volumi in M(m³)

TAV. 3.31

Mercato finale per tipologia e dimensione dei clienti nel 2010

M(m³)

SETTORE	CLIENTI SUDDIVISI PER CLASSE DI CONSUMO ANNUO (m ³)					TOTALE
	< 5.000	5.000- 200.000	200.000- 2.000.000	2.000.000- 20.000.000	> 20.000.000	
MERCATO TUTELATO	17.104	4.731	100	10	-	21.945
Domestico	16.070	794	3	3	-	16.870
Condominio uso domestico	290	2.076	45	-	-	2.411
Commercio e servizi	577	1.222	30	-	-	1.828
Industria	167	636	18	5	-	825
Generazione elettrica	0	3	5	3	-	11
MERCATO LIBERO	1.734	4.946	5.657	9.070	28.607	50.014
Domestico	1.084	326	48	15	-	1.474
Condominio uso domestico	44	1.001	109	30	-	1.184
Commercio e servizi	501	2.211	1.122	516	40	4.391
Industria	104	1.400	4.214	7.405	7.792	20.914
Generazione elettrica	0	9	163	1.104	20.776	22.050
TOTALE	18.838	9.676	5.757	9.080	28.607	71.959

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Come lo scorso anno, l'Indagine effettuata presso gli operatori del trasporto e della distribuzione di gas naturale ha rivolto loro alcune domande anche sullo *switching*, vale a dire sul numero di clienti¹³ che ha cambiato il proprio fornitore nell'anno solare 2010¹⁴.

L'Indagine ha evidenziato che la percentuale di clienti che nel 2010 ha cambiato fornitore di gas è stata complessivamente pari al 4,5%, ovvero al 33,1% se valutata in termini di volumi di gas consumati dai clienti che hanno effettuato il cambio.

TAV. 3.32

Tassi di switching dei clienti finali nel 2010

Valori percentuali

CLIENTI PER SETTORE E CLASSE DI CONSUMO ANNUO	CLIENTI	VOLUMI
Domestico	4,4	4,8
Condominio uso domestico	5,2	7,7
Altri usi	5,1	43,4
di cui:		
fino a 5.000 m ³	4,0	4,9
5.000-200.000 m ³	8,6	10,6
200.000-2.000.000 m ³	21,0	23,9
2.000.000-20.000.000 m ³	38,2	41,2
oltre 20.000.000 m ³	58,1	53,3
Clienti non riconducibili a nessuna delle categorie indicate	6,9	24,6
TOTALE	4,5	33,1

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

La tavola 3.32 mostra il dettaglio di questo dato distinguendo i clienti per settore e per fascia di consumo annuo. I clienti domestici, che tradizionalmente mostrano un'elevata prudenza a spostarsi sul mercato libero, nel 2010 hanno espresso una maggiore reattività alle offerte di cambio: la percentuale che ha scelto un nuovo fornitore è salita infatti al 4,4%, contro l'1,8% del 2009 e l'1,1% del 2008. In termini di volumi le percentuali sono leggermente più elevate e pari, rispettivamente, al 4,8% nel 2010, al 2,4% nel 2009 e all'1,3% nel 2008. Una maggiore dinamicità caratterizza invece i condomini con uso domestico e gli altri usi. Nel 2010 i condomini che hanno cam-

biato fornitore sono stati il 5,2% del totale (il 7,7% in termini di consumi), mentre gli altri usi che si sono spostati sul mercato libero sono stati complessivamente il 5,1% del totale in termini di clienti e il 43,4% in termini di volumi. Com'è ovvio le percentuali di *switch* aumentano al crescere della classe dimensionale dei clienti. Ciò in quanto all'ampliarsi dei volumi di consumo, si innalza la spesa per l'acquisto di gas e, di conseguenza, crescono sia l'interesse verso la possibilità di risparmiare, che è generalmente la prima motivazione del cambio di fornitore, sia la conoscenza del settore e la capacità del cliente finale di compiere scelte consapevoli.

¹³ Per comodità di scrittura nel testo si parla genericamente di clienti. Va precisato, tuttavia, che si tratta del numero di punti di riconsegna nel caso di utenti del trasporto e del numero di gruppi di misura nel caso di utenti della distribuzione.

¹⁴ Le domande sono state poste in modo da rilevare il fenomeno secondo la definizione prevista dalla Commissione europea. È stato quindi replicato il questionario già proposto negli scorsi anni per la rilevazione dell'attività di *switching*, intesa come il numero di cambiamenti di fornitore in un dato periodo di tempo (anno) che include:

- il *re-switch*, quando un cliente cambia per la seconda (o successiva) volta, anche nell'arco temporale prescelto;
- lo *switch-back*, quando un cliente torna al primo o al precedente fornitore;
- lo *switch* verso una società concorrente dell'*incumbent* e viceversa.

Nel caso in cui un cliente cambi area di residenza, lo *switch* viene registrato solo se si rivolge a un fornitore differente dall'*incumbent* esistente nell'area in cui arriva; inoltre, un cambiamento di condizioni economiche con lo stesso fornitore non è equivalente a uno *switch*, anche nel caso in cui venga scelta una nuova formula contrattuale o il cambiamento da un prezzo tutelato a uno non tutelato offerto dallo stesso fornitore oppure da una società da esso controllata.

TAV. 3.33

Mercato finale
per settore di consumo
e regione nel 2010

M(m³)

REGIONE	DOMESTICO	CONDOMINIO USO DOMESTICO	COMMERCIO E SERVIZI	INDUSTRIA	GENERAZIONE ELETTRICA	TOTALE
Valle d'Aosta	18	8	19	58	0	103
Piemonte	1.772	707	571	2.624	2.744	8.419
Lombardia	4.543	1.073	1.646	4.651	4.706	16.617
Trentino Alto Adige	265	47	178	428	77	994
Veneto	2.082	230	721	2.139	335	5.508
Friuli Venezia Giulia	509	78	158	987	191	1.924
Liguria	501	271	105	285	920	2.082
Emilia Romagna	2.328	323	1.128	3.344	2.633	9.755
Toscana	1.400	132	423	1.440	1.563	4.958
Umbria	264	30	84	429	230	1.037
Marche	572	44	222	516	248	1.602
Lazio	1.210	432	315	848	1.519	4.324
Abruzzo	429	30	97	640	592	1.787
Molise	108	16	30	68	481	704
Campania	631	65	166	587	1.621	3.070
Puglia	818	36	153	1.515	472	2.994
Basilicata	156	27	72	123	193	571
Calabria	197	20	39	62	896	1.214
Sicilia	536	26	85	1.014	2.635	4.297
ITALIA	18.337	3.596	6.211	21.757	22.057	71.959
NORD	12.017	2.737	4.526	14.516	11.607	45.402
CENTRO	3.983	685	1.171	3.941	4.633	14.411
SUD E ISOLE	2.338	175	515	3.300	5.818	12.145

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Il dettaglio territoriale delle vendite di gas al mercato finale è illustrato nella tavola 3.33. Come già osservato nel paragrafo dedicato alla distribuzione, dato il diverso grado di metanizzazione, le differenti condizioni climatiche e la più intensa presenza industriale, il Nord è l'area del Paese che mostra i consumi più elevati in tutti i settori considerati. In quest'area si acquistano infatti quasi due terzi dei volumi complessivamente venduti in Italia, vale a dire 45,4 G(m³); il 20% dei consumi, 14,4 G(m³), è localizzato nell'area del Centro e il restante 15% viene venduto al Sud e Isole (solo in Sicilia, in quanto la Sardegna non è ancora metanizzata).

Per quanto riguarda il settore domestico, nel 2010 circa 12 G(m³), pari al 65,5% dei quantitativi consumati dalle famiglie italiane, sono stati venduti al Nord; il Centro ha assorbito 4 G(m³), il 21,7% dei consumi domestici, mentre 2,3 G(m³) sono stati venduti al Sud e Isole. La regione con i consumi più elevati è risultata la Lombardia che da sola ha acquistato il 24,8% dei consumi delle famiglie nazionali (il 25,6% se nella categoria dei domestici si includono anche i condomini con uso domestico). Altre regioni importanti sono l'Emilia Romagna, il Veneto e il Piemonte. Queste tre aree contano per il 12,7% nel

caso dell'Emilia Romagna, per quasi il 12% il Piemonte e per il 7,7% il Veneto. Seguono per importanza Toscana, Lazio e Sicilia.

Un analogo ordine d'importanza delle diverse regioni si osserva anche nei vari settori di consumo del mercato non domestico. La Lombardia è il territorio che ha assorbito i maggiori quantitativi di gas: 26,5% nel commercio e servizi, 21,4% nell'industria e 21,3% nella generazione elettrica. Seguono:

- nel commercio, Emilia Romagna, Veneto e Piemonte, con quote rispettivamente pari a 18,2%, 11,6% e 9,2%;
- nell'industria, Emilia Romagna, Piemonte e Veneto, con quote rispettivamente pari a 15,4%, 12,1% e 9,8%;
- nella generazione elettrica, Piemonte, Emilia Romagna e Sicilia, con quote rispettivamente pari a 12,4%, 11,9% e 11,9%.

Interessante è anche esaminare il livello di *switching* sul territorio, osservando i tassi per regione e per tipologia di cliente, limitando l'analisi ai domestici, ai condomini con uso domestico e agli altri usi e tralasciando i clienti non attribuibili ad

alcuna di tali categorie che sono inclusi unicamente nel conteggio dei valori totali (Tav. 3.34).

I clienti domestici mostrano tassi territorialmente abbastanza omogenei in tutte le regioni d'Italia, sebbene quelli collocati nel Centro presentino una vivacità leggermente maggiore, con tassi di *switching* che superano il 5% in termini di clienti e di volumi, contro una media nazionale del 4,4% (clienti) e 4,8% (volumi). Lo *switch* dei condomini con uso domestico appare lievemente maggiore al Nord (8,2% contro il 7,7% della media nazionale in termini di clienti e 5,3% contro il 5,1% della media nazionale in termini di volumi), com'era forse lecito attendersi viste le maggiori necessità di riscaldamento – cioè consumi medi più elevati – delle regioni settentrionali rispetto a quelle centrali e meridionali. Dai dati di vendita al mercato finale risulta, in effetti, che il consumo medio di questa tipo-

logia di cliente, che in media nazionale è pari a 12.837 m³/anno, assume valori di 13.055, 12.733 e 10.442 m³/anno rispettivamente al Nord, al Centro e al Sud e Isole. Anche per quanto riguarda gli altri usi, il Centro risulta la zona più attiva, con un tasso medio di *switching* del 46,9% (in termini di volumi) superiore alla media nazionale di 3,5 punti. In questo settore, tuttavia, si registrano punte molto elevate in Liguria (73,2%), in Basilicata (72,2%), in Piemonte, in Valle d'Aosta e in Sicilia (tutte sopra il 65% in termini di volumi). Complessivamente, l'attività di *switching* appare maggiore al Centro, dove nel 2010 hanno cambiato almeno una volta fornitore il 5,1% dei clienti, corrispondenti al 34,4% dei volumi, seguita dal Nord (dove le percentuali risultano rispettivamente pari al 4,4% e al 32,7%) e dal Meridione (con il 4,1% dei clienti che hanno cambiato e il 33,2% dei volumi).

TAV. 3.34

Tassi di switching per regione e tipologia di cliente nel 2010

Valori percentuali

REGIONE	DOMESTICO		CONDOMINIO USO DOMESTICO		ALTRI USI		TOTALE	
	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI
Valle d'Aosta	0,5	0,5	0,1	0,1	1,8	67,5	0,9	50,8
Piemonte	5,7	5,1	5,6	8,2	5,3	67,5	5,8	49,2
Lombardia	3,6	4,1	6,8	11,8	4,5	41,1	3,7	30,3
Trentino Alto Adige	0,9	1,2	3,1	7,2	1,8	38,3	1,0	28,4
Veneto	6,3	6,5	5,8	7,0	7,3	30,3	6,3	21,5
Friuli Venezia Giulia	6,0	7,1	6,6	9,2	6,0	28,4	6,1	24,0
Liguria	2,8	3,5	3,0	4,1	3,3	73,2	3,2	43,2
Emilia Romagna	3,6	4,1	3,2	1,8	5,7	39,2	3,8	31,3
Toscana	6,3	6,6	5,8	7,7	5,8	58,6	6,3	44,5
Umbria	5,3	5,6	8,2	11,7	6,2	49,9	5,7	39,7
Marche	5,3	4,3	2,1	1,0	5,5	11,2	5,4	8,6
Lazio	4,4	5,2	4,7	6,0	3,6	47,9	4,4	32,1
Abruzzo	4,5	5,6	3,4	4,6	5,0	31,6	4,5	24,9
Molise	2,9	3,8	3,0	2,5	4,0	55,9	3,1	47,8
Campania	5,3	5,2	2,5	2,1	3,8	48,7	5,5	38,3
Puglia	3,9	4,2	4,0	5,8	4,5	14,8	4,1	13,0
Basilicata	3,6	4,4	3,9	4,7	3,3	72,2	3,6	52,3
Calabria	3,4	4,3	4,4	3,0	2,9	17,2	3,6	15,9
Sicilia	2,6	2,9	3,7	3,7	1,7	66,2	2,7	58,7
ITALIA	4,4	4,8	5,2	7,7	5,1	43,4	4,5	33,1
NORD	4,3	4,7	5,4	8,2	5,3	43,8	4,4	32,7
CENTRO	5,1	5,6	4,7	6,3	5,0	46,9	5,1	34,4
SUD E ISOLE	4,0	4,2	3,4	4,0	3,4	39,0	4,1	33,2

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Considerati gli elevati livelli di acquisto (Tav. 3.33), la Lombardia è anche la regione in cui risulta operare il numero più rilevante di imprese di vendita, pari a 162, come si

vede dalla tavola 3.35; a tal proposito è opportuno specificare che nella colonna relativa al numero degli operatori di vendita le imprese vengono contate tante volte quante sono

le regioni in cui operano. Un elevato numero di venditori è presente anche in Piemonte (114), in Veneto (102), in Emilia Romagna (97) e nel Lazio (83). È da rilevare infine che il numero degli operatori è cresciuto, rispetto al 2009, in pressoché tutte le regioni italiane. Il numero di venditori che vendono gas sull'intero territorio nazionale è aumentato: nel

2010, infatti, sono 9 contro i 6 del 2009. Circa i livelli di concentrazione a livello territoriale, è possibile effettuare un'analisi attraverso l'indicatore C3, dato dalla somma delle quote di mercato (calcolate sui volumi venduti) dei primi 3 operatori e dalla quota di clienti da questi serviti, già utilizzato anche relativamente alla distribuzione.

REGIONE	OPERATORI	C3 SUL MERCATO DOMESTICO	% DI CLIENTI DOMESTICI SERVITI	C3 SUL MERCATO TOTALE	% DI CLIENTI SERVITI
Valle d'Aosta	18	99,2	99,8	92,9	97,9
Piemonte	114	65,7	74,1	42,9	59,8
Lombardia	162	35,7	42,6	30,7	24,1
Trentino Alto Adige	49	90,8	91,3	59,3	81,1
Veneto	102	51,2	50,9	44,9	50,7
Friuli Venezia Giulia	59	61,8	67,3	51,3	66,8
Liguria	55	80,2	82,2	48,1	69,4
Emilia Romagna	97	67,2	65,1	53,2	48,8
Toscana	76	78,2	79,0	51,5	67,3
Umbria	43	77,6	77,6	54,6	63,6
Marche	60	63,9	61,5	59,6	47,7
Lazio	83	89,2	91,5	65,4	79,8
Abruzzo	80	66,3	63,6	51,6	33,5
Molise	33	78,8	66,8	74,5	20,5
Campania	77	76,9	77,4	66,5	71,9
Puglia	48	69,9	72,2	81,8	70,9
Basilicata	40	80,8	76,5	75,8	69,8
Calabria	36	89,8	88,9	84,5	65,3
Sicilia	39	83,8	75,5	76,7	37,8

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 3.35

Livello di concentrazione nella vendita di gas naturale

Quota di mercato dei primi tre operatori (C3) e percentuale di clienti da questi serviti

Relativamente al settore domestico, il livello di concentrazione risulta molto elevato quasi ovunque, con punte superiori all'85% in Valle d'Aosta, Trentino Alto Adige, Calabria e Lazio. È da notare anche che la presenza di un elevato numero di imprese non garantisce bassi livelli di concentrazione, come dimostra il caso del Lazio dove, a fronte di 83 venditori presenti, i primi tre possiedono una quota dell'89,2% e servono il 91,5% dei clienti domestici della regione. Il livello più basso di concentrazione si registra in Lombardia, dove effettivamente la presenza di un numero di venditori molto consistente si traduce in una quota di mercato dei primi tre venditori di appena il 35,7% e una percentuale di clienti domestici serviti pari al 42,6%.

Relativamente all'intero mercato di vendita, naturalmente, i livelli di concentrazione si abbassano, data la presenza nel cal-

colo dei clienti commerciali, industriali e termoelettrici che, come visto poco sopra, mostrano generalmente tassi di *switching* elevati. Vi sono, tuttavia, alcune eccezioni: in Valle d'Aosta, Calabria e Puglia, infatti, il C3 non è mai inferiore all'80%. Interessanti appaiono anche i casi di Trentino Alto Adige e Lazio, dove a fronte di un C3 non elevatissimo (59 e 65, rispettivamente), la percentuale di clienti servita dai primi tre operatori è sensibilmente più elevata (supera o sfiora l'80%), segnale che può essere letto come una strategia dei primi tre venditori a concentrarsi sui clienti con i consumi più elevati, lasciando il *mass market* ad altri concorrenti. Anche nel mercato complessivo la Lombardia mostra il C3 più basso in assoluto (30,7%), con una quota di clienti servita dai primi tre venditori pari appena al 24%.

Fornitura di GPL e altri gas a mezzo di reti locali

Una specifica sezione dell'Indagine annuale svolta dall'Autorità sui settori regolati è da vari anni dedicata alla fornitura di gas diversi dal gas naturale distribuiti attraverso reti secondarie (d'ora in avanti, per comodità, GDGN). Come di consueto, ai distributori di GDGN è stato chiesto di fornire dati pre-consumativi relativamente all'attività svolta nell'anno 2010 e di confermare o rettificare i dati forniti in via provvisoria lo scorso anno relativamente al 2009, che sono quindi da ritenersi definitivi. Per questo motivo i dati riguardanti il 2009, che verranno brevemente illustrati nelle tavole che seguono, potranno risultare differenti da quelli pubblicati nella *Relazione Annuale* dello scorso anno.

Complessivamente hanno risposto all'Indagine 103 operatori. Di questi, 72 svolgono in modo integrato l'attività di distribuzione e quella di vendita (cosa tuttora possibile, diversamente da quanto accade nel settore del gas naturale), 10 svolgono soltanto la vendita, 14 solo la distribuzione; 7 operatori sono risultati inattivi in quanto nel corso del 2010 hanno ceduto la propria attività ad altri o sono stati incorporati da altre socie-

tà. In particolare, tra le operazioni societarie che si sono verificate nel corso del 2010 le più rilevanti hanno riguardato l'incorporazione di Nugoro Gas e Sardinia Gas in Isgas e quella di Compagnia Italiana Zeta Gas in Goldengas. Nell'ambito della fusione tra Iride ed Enia, quest'ultima ha ceduto l'attività relativa ai gas diversi dal gas naturale a Iren Emilia. Analogamente, Consiag Reti ha ceduto l'attività a Estra GPL, nell'ambito delle operazioni di aggregazione che dal 2008 vanno costruendo il gruppo toscano Estra.

Nell'insieme i 96 operatori attivi rispondenti all'Indagine sul 2010 risultano aver distribuito 37,7 M(m³), 2,4 in più che nel 2009. La crescita del settore è quindi del 6,7% in termini di volumi e del 5,4% in termini di clienti, visto che il numero dei gruppi di misura serviti è salito dalle 141.124 unità del 2009 alle 148.748 unità del 2010 (Tav. 3.36). La crescita media del 6,7% appena indicata non è stata uniforme nei tre comparti: a fronte di un +5,6% dell'aria propanata, si evidenzia un aumento del 7,2% del GPL e più ancora un incremento dell'11,6% degli altri gas.

TAV. 3.36

Distribuzione a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale

Volumi in M(m³) e numero di clienti

TIPO DI GAS	ANNO 2009		ANNO 2010		VAR. % 2010-2009	
	VOLUME EROGATO	CLIENTI	VOLUME EROGATO	CLIENTI	VOLUME EROGATO	CLIENTI
GPL	22,6	112.121	24,2	117.863	7,2	5,1
Aria propanata	12,1	28.600	12,7	30.456	5,6	6,5
Altri gas	0,7	403	0,8	429	11,6	6,5
TOTALE	35,3	141.124	37,7	148.748	6,7	5,4

Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

Negli ultimi anni il consumo medio unitario è rimasto sostanzialmente stabile intorno a 250 m³, sebbene vi siano marcate

differenze tra i diversi tipi di gas: il consumo medio unitario di GPL, pari a 200 m³, è infatti il più basso, se confrontato con i

400 m³ dell'aria propanata e con i 1.700 m³ degli altri gas. Tra i GDGN distribuiti a mezzo rete quello più diffuso è il GPL che copre il 64% circa dei volumi complessivamente erogati e il 79% dei clienti serviti. Il resto dei clienti è servito con reti alimentate ad aria propanata, che rappresentano un terzo dei volumi distribuiti. Una quota marginale del gas complessivamente distribuito (2%) viene da altri tipi di gas.

La distribuzione regionale (Tav. 3.37) mostra, come sempre, al primo posto la Sardegna, regione ancora non metanizzata in termini di quantitativi erogati e di clienti serviti: da sola essa ha assorbito il 36% dei volumi distribuiti, necessari a soddisfare la richiesta di una quota quasi altrettanto ampia di clienti (il 30%). Il servizio rimane ancora concentrato in pochi comuni: 82 sui 377 istituiti sul territorio della regione, ma nel 2009 i comuni serviti erano 77. Come in passato, la seconda regione in cui la distribuzione a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale assume cifre importanti è la Toscana, che conta per il 15%

dei volumi distribuiti e per il 17% dei clienti serviti. In questa regione il servizio raggiunge poco più della metà dei comuni esistenti nel territorio (146 su 287). La copertura geografica appare inoltre in riduzione: nel 2009 i comuni serviti risultavano 149, come nel 2008. Il servizio di distribuzione dei GDGN risulta importante anche in Lombardia, la cui incidenza valutata in termini di volumi distribuiti a livello nazionale (9%) è superiore a quella espressa in termini di clienti serviti (6%) perché in questo territorio vi sono diverse realtà produttive che usufruiscono del servizio di distribuzione a mezzo rete di gas non naturale, i cui consumi medi – diversamente da quelli domestici – sono elevati. Lo stesso fenomeno si manifesta anche in altre regioni, seppure per ragioni probabilmente diverse, soprattutto, in Sardegna e in Piemonte, ma anche in Friuli Venezia Giulia e in Trentino Alto Adige. Quote relativamente importanti di GDGN distribuiti a mezzo rete sono utilizzate anche in Emilia Romagna, Liguria, Piemonte e Lazio.

TAV. 3.37

Distribuzione regionale a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale

Volumi in M(m³) e numero di operatori, clienti e comuni serviti

REGIONE	OPERATORI ^(A)	2009			2010			
		VOLUMI EROGATI	CLIENTI	COMUNI SERVITI	OPERATORI ^(A)	VOLUMI EROGATI	CLIENTI	COMUNI SERVITI
Valle d'Aosta	3	0,10	324	5	3	0,12	401	6
Piemonte	12	2,29	8.104	84	12	2,35	8.141	83
Liguria	15	2,40	11.794	67	15	2,45	12.872	71
Lombardia	16	2,86	8.164	58	16	3,31	8.799	59
Trentino Alto Adige	2	0,27	784	8	2	0,30	830	8
Veneto	4	0,18	930	12	4	0,20	1.005	14
Friuli Venezia Giulia	3	1,19	1.953	9	3	1,15	2.009	9
Emilia Romagna	15	2,58	10.223	47	17	2,74	10.165	49
Toscana	20	5,30	24.469	149	19	5,66	25.005	146
Lazio	15	2,11	15.077	54	14	2,20	15.626	52
Marche	14	0,77	3.278	38	14	0,82	3.068	38
Umbria	12	0,71	4.245	37	11	0,75	4.413	36
Abruzzo	8	0,50	4.074	15	8	0,47	4.158	15
Molise	2	0,05	224	2	2	0,08	247	2
Campania	5	0,70	3.459	13	5	0,70	3.560	13
Puglia	1	0,04	120	1	1	0,04	129	1
Basilicata	3	0,37	1.394	5	3	0,36	1.409	5
Calabria	2	0,26	2.030	6	2	0,25	2.023	6
Sicilia	3	0,06	247	4	3	0,06	254	4
Sardegna	8	12,56	40.231	77	7	13,67	44.634	82
ITALIA	163	35,28	141.124	691	161	37,65	148.748	699

(A) In questa colonna gli operatori sono contati tante volte quante sono le regioni in cui operano.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

L'estensione delle reti e il loro assetto proprietario sono illustrati nella tavola 3.38, che mostra come nel complesso siano in esercizio in Italia 4.300 km circa di reti alimentate con gas diversi dal gas naturale (di cui 3.650 km alimentati a GPL). Il confronto con i dati raccolti sul 2009 evidenzia una crescita dell'estensione delle reti di circa 300 km. La

maggior parte delle infrastrutture appartiene agli esercenti. I Comuni risultano avere quote minoritarie o nulle in gran parte del territorio nazionale: la media in Italia è dell'8,8% (la somma delle quote proprietarie può non risultare pari al 100% per la presenza in alcune regioni di altri soggetti proprietari).

TAV. 3.38

Estensione delle reti di distribuzione di gas diversi dal gas naturale e loro proprietà nel 2010

Estensione in km e quote percentuali di proprietà

REGIONE	ESTENSIONE RETE			QUOTA % DI PROPRIETÀ	
	ALTA PRESSIONE	MEDIA PRESSIONE	BASSA PRESSIONE	ESERCENTE	COMUNE
Valle d'Aosta	-	11,4	-	87,4	12,6
Piemonte	-	177,8	89,0	96,5	3,5
Liguria	-	169,5	82,7	97,1	-
Lombardia	-	90,2	109,6	96,2	1,5
Trentino Alto Adige	-	20,9	-	100,0	-
Veneto	-	30,2	2,6	100,0	-
Friuli Venezia Giulia	-	1,2	52,6	80,5	19,5
Emilia Romagna	-	128,9	141,4	97,6	-
Toscana	1,1	259,7	324,6	100,0	-
Lazio	-	186,2	207,3	99,4	-
Marche	-	42,1	60,1	77,0	18,2
Umbria	-	67,3	86,6	88,2	11,8
Abruzzo	-	68,8	5,4	80,4	19,6
Molise	-	2,3	4,2	100,0	-
Campania	-	73,5	49,3	100,0	-
Puglia	-	6,8	-	100,0	-
Basilicata	-	3,6	36,4	100,0	-
Calabria	-	60,6	-	100,0	-
Sicilia	-	9,4	-	100,0	-
Sardegna	7,5	880,9	787,2	52,2	18,3
ITALIA	8,7	2291,4	2038,8	79,2	8,8

Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

La forma giuridica più adottata tra le imprese di vendita è quella della Società a responsabilità limitata - Spa (41 casi su 82); la seconda forma giuridica più utilizzata tra i venditori, con o senza distribuzione, è la Società per azioni - Srl (34 casi su 82). Spa e Srl sono le forme prevalenti anche tra i distributori "puri", i soggetti cioè che non operano nella vendita: 13 casi di Spa e 7 casi di Srl su 21.

La dimensione delle imprese che effettuano la distribuzione e/o la vendita di GDGN è mediamente piuttosto ridotta (Tav. 3.39). Sono 62 le imprese del settore, ovvero il 75% delle 83 società che nell'Indagine hanno risposto alla domanda sulla consistenza del personale dedicato alle attività regolate dall'Autorità¹⁵, che impiegano meno di 10 addetti e tra queste ve ne sono ben 39 che risultano operare con 1 o addirittura

¹⁵ Si ricorda che il numero degli addetti richiesto nell'Indagine annuale è riferito al personale dipendente (a tempo pieno, a part time, con contratto di formazione e lavoro ecc.) e indipendente (collaborazione coordinata e continuativa, prestazione d'opera occasionale ecc.) che al 31 dicembre 2010 era complessivamente impiegato nelle attività regolate (stabilite dall'art. 4, lett. da a) a u), del *Testo integrato di unbundling* (allegato alla delibera n. 11/07), eventualmente riproportionato per tener conto del personale condiviso tra più attività. Se, per ipotesi, una certa impresa svolge l'attività di distribuzione di gas e di energia elettrica, il numero di addetti che deve indicare nel questionario è dato dalla somma del personale impiegato in entrambe queste attività, escludendo, invece, quello impiegato dall'impresa, ma non direttamente imputabile a tali attività.

con 0 addetti. Si tratta di imprese che hanno completamente appaltato all'esterno le proprie attività di erogazione di GDGN, spesso operanti in altri business, più o meno contigui all'attività in esame. Sono soltanto 10 le imprese che impiegano più

di 50 persone. Le classi di imprese più rilevanti sono quelle con 0 addetti e quelle con un numero di addetti compreso tra 2 e 9; esse distribuiscono, rispettivamente, il 53% e il 19,5% dei volumi complessivi al 47% e al 22,3% dei clienti serviti.

CLASSE DI ADDETTI	NUMERO SOGGETTI	NUMERO MEDIO DI ADDETTI	VOLUMI EROGATI	CLIENTI SERVITI
0	22	0	17,1	64.594
1	17	1	2,3	11.080
2-9	23	4	6,3	30.529
10-19	3	14	2,1	10.344
20-49	8	29	1,4	8.844
50-249	4	130	1,1	4.742
Oltre 249	6	1.204	1,8	7.022
TOTALE IMPRESE	83	98	32,1	137.155

TAV. 3.39

Dimensioni delle imprese che distribuiscono gas diversi dal gas naturale per classi di addetti

Volumi in M(m³)

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

La distribuzione dei GDGN non risulta complessivamente molto concentrata (Tav. 3.40) anche se il livello della concentrazione appare in lieve aumento rispetto allo scorso anno. La quota dei primi tre operatori nel 2010 è salita al 40,4% dei volumi complessivamente erogati dal 38,2% nel 2009. Le prime cinque imprese contano per il 52,4% (49,8% nel 2009). Occorre però sommare le quote dei primi 15 operatori per superare il 70% dei volumi distribuiti in totale. Nel 2010, come nel 2009, il primo operatore è Isgas, che conta per il 15,8% dell'intero mercato; con il 12,8% la seconda impresa è Mediterranea Energia

Ambiente (o Medea), mentre Eni è scivolata al terzo posto con il 12% scarso. Nel 2009 l'ordine dei primi tre operatori vedeva sempre Isgas al primo posto, seguita da Eni e poi da Medea. La distribuzione del solo GPL risulta ancor meno concentrata: nel 2010 i primi tre operatori (nell'ordine Liquigas con il 14,2%, Eni con l'11,6% e Fontenergia con il 4,5%) hanno distribuito il 30,3% del totale; i primi cinque (che si ottengono aggiungendo Estra GPL e Carbotrade) il 38,7%, mentre la quota dei primi 15 è pari al 62,7%. Le cifre risultano molto stabili rispetto all'anno precedente.

TAV. 3.40

Prime venti società
per erogazione di gas
diversi dal gas naturale
nel 2009 e nel 2010

Volumi in M(m³)

SOCIETÀ	2009	2010	QUOTA %
Isgas	4,7	5,9	15,8
Mediterranea Energia Ambiente (in sigla Medea)	4,3	4,8	12,8
Eni	4,4	4,4	11,8
Liquigas	3,0	3,4	9,1
Fontenergia	1,1	1,1	2,9
Estra GPL	1,1	1,0	2,7
Carbotrade Gas	1,1	1,0	2,6
Beyfin	0,7	0,8	2,1
G.P. Gas	0,7	0,8	2,0
Italgas	0,6	0,7	1,8
Goldengas	0,6	0,6	1,6
Lunigas I.F.	0,5	0,6	1,6
Totalgaz Italia	0,6	0,6	1,6
Sarda Reti Gas	0,4	0,5	1,5
Enel Rete Gas	0,5	0,5	1,5
Socogas	0,5	0,5	1,4
Società italiana gas liquidi	0,4	0,5	1,2
Magigas	0,4	0,4	1,2
Liguria Gas	0,4	0,4	1,1
Bragas	0,4	0,4	1,1
Altri	8,8	8,5	22,5
TOTALE	35,3	37,7	100,0

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Prezzi e tariffe

Tariffe per l'uso delle infrastrutture

Trasporto e GNL

Con la delibera 30 novembre 2010, ARG/gas 218/10, l'Autorità ha approvato le proposte tariffarie relative ai corrispettivi di trasporto e dispacciamento del gas naturale, e il corrispettivo transitorio per il servizio di misura del trasporto gas in vigore per l'anno solare 2011. I nuovi livelli delle tariffe di trasporto (e

misura) sulla RGN e sulla rete regionale (Tav. 3.41) sono stati determinati a seguito della verifica delle proposte tariffarie che le imprese di trasporto hanno sottoposto all'Autorità ai sensi della delibera 1 dicembre 2009, ARG/gas 184/09.

Dall'1 gennaio 2011 vengono inoltre applicate dall'impresa di trasporto ai clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto di gas naturale le componenti tariffarie GS_T e RE_T che

sono state istituite dalla delibera 25 giugno 2010, ARG/com 93/10, a partire dall'1 luglio 2010. In particolare:

- la componente GS_T è destinata a finanziare il Conto per la compensazione delle agevolazioni tariffarie ai clienti del settore gas in stato di disagio economico;
- la componente RE_T è destinata a finanziare il Fondo per misure e interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale.

I criteri e le modalità di applicazione di tali componenti sono stati definiti con la delibera 18 ottobre 2010, ARG/gas 177/10. In particolare, è previsto che tali componenti,

espresse in $\text{c€}/\text{m}^3$, vengano applicate dall'impresa di trasporto ai quantitativi di gas riconsegnati all'utente del servizio di trasporto nei punti di riconsegna che alimentano clienti finali diretti allacciati alle reti regionali di gasdotti, quali componenti aggiuntive delle tariffe di trasporto. La delibera ARG/gas 177/10 stabilisce inoltre che il dimensionamento delle componenti GS_T e RE_T sia effettuato in modo da recuperare, entro l'anno solare 2011, il gettito non riscosso nel periodo 1 luglio – 31 dicembre 2010. Il valore delle componenti GS_T e RE_T è stabilito trimestralmente dall'Autorità. Per il secondo trimestre 2011, il valore della componente GS_T è pari a $0,1714 \text{ c€}/\text{m}^3$, quello per la componente RE_T è pari a $0,5138 \text{ c€}/\text{m}^3$.

TAV. 3.41

Tariffe di trasporto, dispacciamento e misura per l'anno 2011

Corrispettivi unitari (commodity);
 $\text{€}/\text{S}(\text{m}^3)$

Corrispettivi unitari di capacità
sulla RNG; $\text{€}/\text{anno}/\text{S}(\text{m}^3)/\text{giorno}$

CORRISPETTIVI UNITARI VARIABILI	
CV	0,003168
CV ^P	0,000261

CP _E – CORRISPETTIVI PER I PUNTI DI ENTRATA			
6 punti di interconnessione con i metanodotti esteri di importazione			
Mazara del Vallo	2,776370	Tarvisio	0,849238
Gela	2,542428	Gorizia	0,724546
Passo Gries	0,421840		
2 punti di interconnessione con gli impianti di rigassificazione			
GNL Panigaglia	0,604775	GNL Cavarzere	0,453316
Hub stoccaggio			
Stoccaggi Stogit/Edison Stoccaggio	0,163796		
60 punti dai principali campi di produzione nazionale o dai loro centri di raccolta e trattamento			
Casteggio, Caviaga, Fornovo, Ovanengo, Piadena Ovest, Pontetidone, Quarto, Rivolta d'Adda, Soresina, Trecate	0,065189	Casalborsetti, Collalto, Medicina, Muzza, Ravenna Mare, Ravenna Mare Lido Adriano, Santerno, Spilamberto B.P., Vittorio V. (S. Antonio)	0,197781
Calderasi/Monteverdese, Metaponto, Monte Alpi, Pisticci A.P./B.P., Sinni (Policoro)	1,055072	Fonte Filippo, Larino, Ortona, Poggiofiorito, Reggente, Santo Stefano Mare	0,399184
Rubicone	0,220219	Falconara, Fano	0,342407
Carassai, Cellino, Grottammare, Montecosaro, Pineto, San Giorgio Mare, San Benedetto del Tronto, Settefinestre-Passatempo	0,352755	Candela, Roseto/Torrente Vulgano, Torrente Tona	0,499036
Crotone, Hera Lacinia	1,527623	Bronte, Comiso, Gagliano, Mazara/Lippone, Noto	2,367470

TAV. 3.41 SEGUE

Tariffe di trasporto, dispacciamento e misura per l'anno 2011Corrispettivi unitari (commodity);
€/S(m³)Corrispettivi unitari di capacità
sulla RNG;
€/anno/S(m³)/giornoCorrispettivo unitario di capacità
sulla rete regionale;
€/anno/S(m³)/giornoCorrispettivi transitori
per il servizio di misura;
€/anno/S(m³)/giorno

CP _U – CORRISPETTIVI PER I PUNTI DI USCITA					
5 punti di interconnessione con le esportazioni					
Bizzarone		2,637864	Passo Gries		1,674440
Gorizia		0,907274	Tarvisio		0,346153
Rep. San Marino		1,785560			
Hub stoccaggio					
Stoccaggi Stogit/Edison Stoccaggio		0,383436			
6 aree di prelievo distribuite su tutto il territorio nazionale					
Nord occidentale	NOC	1,203523	Centro-Sud orientale	SOR	0,884048
Nord orientale	NOR	0,967840	Centro-Sud occidentale	SOC	0,697662
Centrale	CEN	0,950592	Meridionale	MER	0,631117

CR _r	
Corrispettivo unitario di capacità sulla rete regionale	1,201596

CMT	
Corrispettivo transitorio per il servizio di misura	0,059114

Per il servizio di rigassificazione di GNL l'anno termico in corso 2010-2011 è il penultimo del terzo periodo regolatorio, definito dalla delibera 7 luglio 2008, ARG/Gas 92/08. Ai sensi di tale delibera, le imprese di rigassificazione presentano all'Autorità, entro il 31 maggio di ogni anno, le proprie proposte tariffarie relative all'anno termico successivo. In esito alla verifica delle informazioni pervenute, l'Autorità ha definito (delibera 19 luglio 2010, ARG/gas 108/10) la tariffa per il servizio di rigassificazione relativa all'anno termico 2009-2010 per le società GNL Italia e Terminale GNL Adriatico (Tav. 3.42).

In aggiunta ai servizi di rigassificazione veri e propri, per consentire l'approdo delle navi e l'effettiva immissione di GNL presso il proprio terminale di rigassificazione di Porto Viro (Rovigo), la società Terminale GNL Adriatico offre, inoltre, servizi marittimi di rimorchio e di ormeggio al di fuori di un ambito portua-

le (che non sono regolati dal Ministero delle infrastrutture e dei trasporti). In base a quanto stabilito dalla delibera ARG/gas 92/08, anche per questi servizi ulteriori il prezzo deve essere definito sulla base dei costi sottostanti alla loro erogazione. Pertanto, le condizioni economiche relative ai servizi marittimi di rimorchio e di ormeggio, al pari di quelle che riguardano i servizi di rigassificazione, devono essere sottoposte all'approvazione dell'Autorità, che le valuta anche al fine di garantire condizioni di accesso trasparenti e non discriminatorie agli utenti del terminale di rigassificazione. Dopo aver esaminato la proposta tariffaria ricevuta dalla società Terminale GNL Adriatico, l'Autorità ha quindi approvato la tariffa per i servizi marittimi di rimorchio e di ormeggio presso questo terminale per l'anno termico 2010-2011, che è stata fissata in 152.233,67 €/approdo (delibera 3 agosto 2010, ARG/gas 118/10).

TAV. 3.42

Tariffa di rigassificazione per l'utilizzo dei terminali di Panigaglia e Rovigo per l'anno termico 2010-2011

CORRISPETTIVO	PANIGAGLIA		ROVIGO	
	SERVIZIO CONTINUATIVO ^(A)	SERVIZIO SU BASE SPOT ^(B)	SERVIZIO CONTINUATIVO ^(A)	SERVIZIO SU BASE SPOT ^(B)
C _{gs} – Corrispettivo unitario di impegno associato ai quantitativi contrattuali di GNL (€/m ³ liquido)	4,943744	3,460621	36,036125	25,225287
C _{na} – Corrispettivo unitario associato agli approdi (€/approdo)	33.568,637014	33.568,637014	621.999,991459	621.999,991459
Corrispettivi unitari variabili per l'energia associata ai volumi rigassificati (€/GJ)				
CVL	0,027305	0,027305	0,204820	0,204820
CVL ^P	0,000147	0,000147	–	–
CVL ^U	0,003632	0,003632	–	–
Quota a copertura di consumi e perdite corrisposta dall'utente del terminale per metro cubo consegnato	1,8%	1,8%	0,8%	0,8%

(A) Il servizio di rigassificazione continuativo è il servizio di rigassificazione che prevede la consegna del GNL secondo la programmazione mensile delle consegne.

(B) Il servizio di rigassificazione spot è il servizio di rigassificazione erogato con riferimento a una singola scarica da effettuarsi in data prestabilita individuata dall'impresa di rigassificazione a seguito della programmazione mensile delle consegne.

Stoccaggio

Con la delibera 3 agosto 2010, ARG/gas 119/10, è stata approvata la seconda parte del *Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe del servizio di stoccaggio del gas naturale per il periodo 2011-2014* (TUSG), relativa alla *Regolazione delle tariffe per il servizio di stoccaggio di gas naturale per il periodo di regolazione 2011-2014* (RTSG). Con la RTSG sono entrati in vigore, quindi, i criteri per la determinazione delle

tariffe di stoccaggio per il nuovo periodo di regolazione 2011-2014.

Con la delibera 22 novembre 2010, ARG/gas 202/10, a seguito della verifica dei dati inviati dai due operatori nazionali che operano in questa fase, vale a dire Stocaggi Gas Italia (Stogit) ed Edison Stoccaggio, l'Autorità ha approvato le proposte tariffarie presentate dalle due imprese, fissando i corrispettivi specifici d'impresa per il servizio di stoccaggio relativi all'anno 2011 (Tav. 3.43), ai sensi della delibera ARG/gas 119/10.

TAV. 3.43

Corrispettivi unici per il servizio di stoccaggio per l'anno 2011

CORRISPETTIVI	UNITÀ DI MISURA	VALORE
Corrispettivo unitario di spazio f _s	€/GJ/anno	0,189415
Corrispettivo unitario per la capacità di iniezione f _{pi}	€/GJ/giorno	7,197277
Corrispettivo unitario per la capacità di erogazione f _{pe}	€/GJ/giorno	10,976326
Corrispettivo unitario di movimentazione del gas CVS	€/GJ	0,084660
Corrispettivo unitario di stoccaggio strategico f _d	€/GJ/anno	0,160289
Componente US ₁ a copertura degli eventuali squilibri di perequazione	€/GJ/anno	0
Componente US ₂ a copertura del contributo compensativo per il mancato uso alternativo del territorio	€/GJ/anno	0,002551

Distribuzione

Dall'1 gennaio 2009 è entrata in vigore la *Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas* (RTDG) valida per il periodo di regolazione 1 gennaio 2009 – 31 dicembre 2012, approvata con la delibera 6 novembre 2008, ARG/gas 159/08. Le componenti delle tariffe obbligatorie dei servizi di distribuzione, misura e commercializzazione del gas naturale per l'anno 2011 sono state fissate con la delibera 14 dicembre 2010, ARG/gas 235/10.

Ai sensi di quanto previsto dalla RTDG, la società di distribuzione deve offrire alle controparti una tariffa obbligatoria, differenziata per ambito tariffario.

I sei ambiti tariffari sono:

- ambito Nord occidentale, comprendente le regioni Valle d'Aosta, Piemonte e Liguria;
- ambito Nord orientale, comprendente le regioni: Lombardia, Trentino Alto Adige, Veneto, Friuli Venezia Giulia, Emilia Romagna;
- ambito Centrale, comprendente le regioni Toscana, Umbria e Marche;
- ambito Centro-Sud orientale, comprendente le regioni Abruzzo, Molise, Puglia, Basilicata;

- ambito Centro-Sud occidentale, comprendente le regioni Lazio e Campania;
- ambito Meridionale, comprendente le regioni Calabria e Sicilia.

La tariffa di distribuzione e misura è composta da una quota fissa $\tau 1$ (Tav. 3.44), scomposta nei tre elementi relativi alla distribuzione ($\tau 1$ dis), misura ($\tau 1$ mis) e commercializzazione ($\tau 1$ cot) e da una quota variabile $\tau 3$ (Tav. 3.45), differenziata per scaglione di consumo. Vi sono poi altre componenti aggiuntive, espresse in $\text{€}/\text{m}^3$, che variano trimestralmente (tra parentesi è indicato il valore in vigore nel II trimestre 2011), quali:

- UG1, a copertura di eventuali squilibri dei sistemi di perequazione e a copertura di possibili conguagli (0,1000);
- GS, a copertura del sistema di compensazione tariffaria per i clienti economicamente disagiati (0,1135);
- RE, a copertura degli oneri che gravano sul Fondo per misure e interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale (0,3050);
- RS, a copertura degli oneri per la qualità dei servizi gas (0,0100).

TAV. 3.44

Articolazione della quota fissa $\tau 1$ della tariffa obbligatoria di distribuzione per l'anno 2011

€/punto di riconsegna/anno

COMPONENTI	AMBITO					
	NORD OCCIDENTALE	NORD ORIENTALE	CENTRALE	CENTRO-SUD ORIENTALE	CENTRO-SUD OCCIDENTALE	MERIDIONALE
$\tau 1$ (dis)	47,12	40,11	43,24	38,42	44,12	54,94
$\tau 1$ (mis)	14,05	12,46	11,86	11,39	12,58	14,40
$\tau 1$ (cot)	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76

TAV. 3.45

Articolazione della quota variabile $\tau 3$ della tariffa obbligatoria di distribuzione per l'anno 2011

€/m³; scaglioni di consumo in m³/anno

SCAGLIONE DI CONSUMO	AMBITO					
	NORD OCCIDENTALE	NORD ORIENTALE	CENTRALE	CENTRO-SUD ORIENTALE	CENTRO-SUD OCCIDENTALE	MERIDIONALE
0-120	0	0	0	0	0	0
121-480	7,5784	6,1630	8,3797	10,9380	13,2943	19,8525
481-1.560	6,9336	5,6408	7,6697	10,0113	12,1679	18,1705
1.561-5.000	6,9336	5,6408	7,6697	10,0113	12,1679	18,1705
5.001-80.000	5,1852	4,2168	5,7335	7,4839	9,0961	13,5833
80.001-200.000	2,6267	2,1361	2,9044	3,7911	4,6078	6,8809
200.000-1.000.000	1,3620	1,1076	1,5060	1,9658	2,3892	3,5678
Oltre 1.000.000	0,3794	0,3085	0,4195	0,5476	0,6656	0,9939

Prezzi del mercato libero

L'analisi provvisoria dei dati raccolti nell'Indagine svolta dall'Autorità sul 2010 evidenzia che lo scorso anno il prezzo medio del gas (ponderato con le quantità vendute), al netto delle imposte, praticato dai venditori o dai grossisti che opera-

no sul mercato finale è stato pari a 34,85 €/m³ (Tav. 3.46). Lo stesso prezzo nel 2009 era risultato pari a 36,59 €/m³. Complessivamente, dunque, il costo del gas è diminuito in Italia del 4,8%.

TIPOLOGIA DI CONTRATTO E CLIENTE	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
MERCATO TUTELATO	33,65	35,36	41,71	43,15	47,36	48,84	44,73
Inferiori a 5.000 m ³	35,32	37,01	43,39	44,59	48,57	49,49	46,56
Tra 5.000 e 200.000 m ³	30,44	32,12	38,21	39,16	43,55	46,57	38,37
Tra 200.000 e 2.000.000 m ³	27,04 ^(A)	29,39 ^(A)	32,99 ^(A)	33,75	38,90	46,30	34,71
Tra 2.000.000 e 20.000.000 m ³	27,04 ^(A)	29,39 ^(A)	32,99 ^(A)	33,28	38,89	36,04	29,00
Superiori a 20.000.000 m ³	27,04 ^(A)	29,39 ^(A)	32,99 ^(A)	-	-	-	-
MERCATO LIBERO	18,76	23,23	28,55	28,13	36,01	30,89	30,52
Inferiori a 5.000 m ³	32,99	31,95	42,70	41,01	44,62	43,77	45,92
Tra 5.000 e 200.000 m ³	27,24	29,76	35,78	37,10	42,19	42,17	38,60
Tra 200.000 e 2.000.000 m ³	18,46 ^(A)	23,00 ^(A)	28,08 ^(A)	30,86	37,39	32,99	31,25
Tra 2.000.000 e 20.000.000 m ³	18,46 ^(A)	23,00 ^(A)	28,08 ^(A)	27,85	35,11	29,70	27,63
Superiori a 20.000.000 m ³	18,46 ^(A)	23,00 ^(A)	28,08 ^(A)	26,39	34,90	27,89	28,95
TOTALE MERCATO	23,13	26,89	32,68	32,29	39,25	36,59	34,85

(A) Fino al 2006 il prezzo veniva rilevato per la classe di clienti con consumi superiori a 200.000 m³. I dati non sono quindi confrontabili con i valori successivi

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

I clienti del mercato tutelato hanno pagato il gas in media 44,73 €/m³, mentre 30,52 €/m³ è risultato il prezzo mediamente pagato dai clienti del mercato libero; il differenziale di prezzo sui due mercati è dunque stimabile in circa 14 €/m³. Nel 2009 il valore del differenziale aveva toccato un punto di massimo relativo intorno ai 18 €/m³. Poiché il prezzo sul mercato libero è diminuito rispetto all'anno precedente in misura inferiore se confrontato con quanto si è ridotto il prezzo sul mercato tutelato, il raffronto con i dati relativi al 2009 mostra che la forbice di prezzo tra i due mercati si è ridotta, riportandosi intorno ai livelli registrati tra il 2007 e il 2008. L'entità della differenza di

prezzo pagato sui due mercati è tendenzialmente imputabile: alla dimensione media dei clienti che, come si è visto nel paragrafo dedicato al mercato finale (vedi Tav. 3.31), sul libero è più elevata; alla maggiore presenza nel mercato libero di clienti direttamente allacciati alla rete di trasporto¹⁶ che non pagano la componente di distribuzione; alla presenza, sul libero, di un sistema di prezzi più flessibile, nel quale le formule di indicizzazione rispondono più rapidamente e più intensamente alle variazioni dei combustibili internazionali, mentre il meccanismo di tutela creato dall'Autorità (legato alla variazione di una media mobile molto lunga di un paniere di prezzi e rivisto nel 2010 in

TAV. 3.46

Prezzi medi di vendita al netto delle imposte sul mercato finale
€/m³

¹⁶ Il 96,5% dei consumi del settore "domestico + condominio uso domestico + commercio e servizi" viene prelevato dalle reti di distribuzione, mentre nel caso di "industria + generazione elettrica" l'81,5% dei consumi è prelevato direttamente dalla RNG o regionale.

senso ancor più calmierante) è in grado di attenuare gli aumenti in periodi di forte crescita della materia prima.

L'analisi dei risultati per dimensione dei clienti conferma, come negli scorsi anni, che i clienti del mercato tutelato pagano più di quelli del mercato libero con analoghi profili di consumo; inoltre, al crescere delle dimensioni dei clienti in termini di volumi consumati annualmente, vi è una propensione del prezzo a ridursi in misura maggiore nel caso dei clienti liberi.

I clienti più piccoli del mercato tutelato, con consumi inferiori a 5.000 m³/anno, risultano pagare mediamente 46,56 €/m³. Questo prezzo è simile al valore medio nazionale delle condizioni economiche di fornitura calcolate per un cliente domestico che consuma 1.400 m³/anno, che nel 2010 era pari a 44,74 €/m³ (e, comprensivo di imposte, pari a 72,34 €/m³). La differenza è presumibilmente da imputare alla scelta di contratti a prezzo fisso o che offrano diverse condizioni, ma anche al fatto che il mercato libero tende a concentrarsi sui consumi alti di questa fascia di consumo.

Sempre analizzando i clienti del mercato tutelato si può osservare come al crescere dei consumi il prezzo scenda sensibilmente; il differenziale di prezzo tra piccoli e grandi clienti si amplia da un minimo di 8,19 sino a 17,55 € in corrispondenza della classe di consumo 2.000.000-20.000.000 m³. La classe di clienti in assoluto più elevata, quella con consumi superiori a 20 M(m³), non è ovviamente rappresentata sul mercato tutelato. Giova

ricordare che la presenza di volumi e prezzi nelle classi di consumo tutelate superiori a 200.000 m³ è dovuta all'esistenza di quei clienti che, pur avendo facoltà di cambiare fornitore, non hanno ancora effettuato una scelta in tal senso e sono dunque rimasti nell'ambito delle condizioni contrattuali protette dall'Autorità. Peraltro, come si è visto nel paragrafo relativo al mercato al dettaglio, il numero di questi clienti e i relativi quantitativi di gas acquistato sono relativamente bassi e si stanno assottigliando nel tempo; inoltre, in base alle norme stabilite dal TIVG, i clienti non domestici (e pure i condomini con uso domestico che consumano più di 200.000 m³ all'anno) da ottobre 2011¹⁷, al più tardi, dovranno obbligatoriamente passare al mercato libero.

Nel mercato libero la dimensione del cliente incide in misura maggiore sul prezzo di offerta: i clienti di più piccole dimensioni risultano infatti pagare 16,96 €/m³ in più dei grandi consumatori, i quali ottengono il gas mediamente a 28,95 €/m³. Come già segnalato, bisogna comunque tenere presente che l'incidenza dei costi di distribuzione è molto maggiore per i piccoli consumi: questa componente può spiegare la maggior parte delle differenze rilevate tra le varie classi di consumo. Inoltre, i piccoli consumi sono caratterizzati da una maggiore termicità che comporta oneri di stoccaggio e maggiori costi di trasporto.

Interessante è anche osservare lo spaccato dei prezzi medi non soltanto per tipologia di contratto e dimensione dei clienti, ma anche per settore di consumo, come avviene nella tavola 3.47.

TAV. 3.47

Prezzi di vendita al mercato finale per mercato, settore di consumo e dimensione dei clienti nel 2010
€/m³

MERCATO E SETTORE	CLIENTI SUDDIVISI PER CLASSE DI CONSUMO ANNUO (m ³)					TOTALE
	< 5.000	5.000-200.000	200.000-2.000.000	2.000.000-20.000.000	> 20.000.000	
MERCATO TUTELATO	46,56	38,37	34,71	29,00	-	44,73
Domestico	46,73	39,56	34,63	25,64	-	46,39
Condominio uso domestico	43,06	37,96	35,65	-	-	38,53
Commercio e servizi	44,20	38,34	34,48	-	-	40,13
Industria	43,98	38,26	32,89	28,13	-	39,25
Generazione elettrica	48,52	36,37	34,27	33,72	-	34,73
MERCATO LIBERO	45,92	38,60	31,25	27,63	28,95	30,52
Domestico	46,93	38,59	33,33	31,02	-	44,47
Condominio uso domestico	43,76	39,15	36,46	34,95	-	38,96
Commercio e servizi	44,46	39,03	32,61	29,48	27,55	36,78
Industria	43,28	37,19	30,70	27,21	26,70	28,47
Generazione elettrica	37,44	35,22	31,85	29,40	29,80	29,82
TOTALE MERCATO	46,50	38,49	31,31	27,64	28,95	34,85

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

¹⁷ Come ha stabilito la delibera 6 maggio 2010, ARG/gas 64/10.

Anche questa elaborazione dei dati (sempre provvisoria, come le precedenti) conferma, con l'eccezione dei consumi più bassi (al di sotto dei 200.000 m³), le aspettative su andamenti e ordini di grandezza: i clienti del mercato tutelato pagano tendenzialmente di più di quelli del mercato libero del medesimo settore di consumo e con profili di consumo analoghi; inoltre, all'interno dei diversi settori di consumo, al crescere della dimensione dei clienti in termini di volumi consumati annualmente, il prezzo tende a ridursi, in misura maggiore nel caso dei clienti liberi.

Diversamente dal passato si osserva che nel 2010 i clienti con consumi ridotti serviti sul mercato libero, sia domestici, sia i

condomini con uso domestico, sia quelli del settore commerciale, hanno pagato un prezzo in linea o lievemente superiore ai corrispondenti serviti sul mercato tutelato. Come si è detto, è probabile che le formule di offerta sul mercato libero, fortemente indicizzate al prezzo del petrolio, abbiano lievemente penalizzato i consumatori che le hanno scelte.

Considerando tutte le classi di consumo, si osserva che i differenziali di prezzo tra clienti tutelati e clienti liberi, nell'ambito del medesimo settore di consumo, tendono ad ampliarsi (o i vantaggi a ridursi) via via che si passa dai domestici ai generatori termoelettrici, essendovi sottostante un parallelo ampliamento dei consumi medi.

Condizioni economiche di riferimento

Prezzo del gas e inflazione

A partire da gennaio 2011 l'Istituto nazionale di statistica (Istat) ha apportato un'ampia revisione alla rilevazione dell'inflazione. Il paniere nazionale dei prezzi al consumo per l'intera collettività (NIC) utilizzato per la misurazione del tasso di inflazione viene rivisto ogni anno, per aggiornarne tanto il sistema di ponderazione, quanto la lista dei beni e dei servizi che ne fanno parte. L'ultima modifica, tuttavia, è stata più ampia perché oltre a effettuare i consueti cambiamenti, l'Istat ha variato l'anno di riferimento degli indici, passato da 1995=100 a 2010=100; inoltre, gli indici vengono ora calcolati secondo un nuovo e più articolato schema di classificazione della spesa per consumi¹⁸ definito a livello europeo. Il nuovo schema classificatorio adottato prevede l'introduzione di due ulteriori livelli di disaggregazione prima inesistenti: le Sottoclassi di prodotto e i Segmenti di consumo. Da gennaio

2011, la classificazione dei prodotti si articola quindi in cinque livelli via via più disaggregati, che nell'ordine sono: Divisioni, Gruppi di prodotto, Classi di prodotto, Sottoclassi di prodotto e Segmenti di consumo. Questi ultimi due livelli hanno sostituito il quello più elementare utilizzato fino allo scorso anno che era quello delle Voci di prodotto.

Per quanto riguarda le Voci di prodotto di interesse dell'Autorità tradizionalmente commentate nella *Relazione Annuale*, è da segnalare la sostituzione del nuovo segmento di consumo "Energia elettrica" con la precedente voce "Energia elettrica". Per quanto riguarda il gas la nuova disaggregazione comporta la sostituzione tra la precedente voce di prodotto "Gas" con la Classe di prodotto "Gas". Dall'attuale Classe di prodotto "Gas" è stato però ulteriormente enucleato il segmento di consumo "Gas di città e gas naturale" che è propriamente il "prodotto" regolato dall'Autorità. L'incidenza di quest'ultimo all'interno della classe di prodotto "Gas" è preponde-

¹⁸ La classificazione della spesa per consumi adottata per gli indici dei prezzi al consumo è quella internazionale COICOP (*Classification of Individual Consumption by Purpose*).

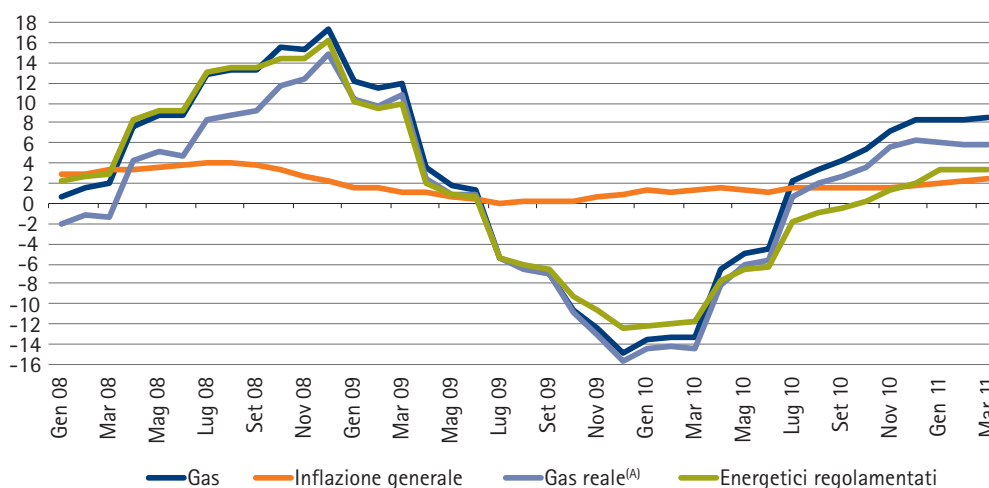
rante, essendo pari a 2,20% il peso della classe di prodotto "Gas" e pari all'1,96% quello del segmento "Gas di città e gas naturale" sul paniere nazionale dei prezzi al consumo per l'intera collettività (NIC) al netto dei tabacchi. Naturalmente, poiché il segmento "Gas di città e gas naturale" è nuovo, non si può raccordarlo al passato e nemmeno è possibile calcolarne il tasso di variazione tendenziale. Esso è però inserito anche

nella tipologia di prodotto "Beni energetici regolamentati" che comprende l'insieme (esclusivo) dei due segmenti di consumo sottoposti alla regolazione dell'Autorità, vale a dire l'"Energia elettrica" e il "Gas di città e naturale". Diviene quindi interessante osservare anche questa tipologia di prodotto, in attesa di disporre di dati sufficienti a poter calcolare le variazioni, anno su anno, del segmento più elementare.

FIG. 3.12

Inflazione generale, del gas e dei beni energetici regolamentati a confronto dal 2008 al 2011

Variazioni anno su anno degli indici di prezzo al consumo



(A) Rapporto percentuale tra l'indice di prezzo del gas e l'indice generale (esclusi i tabacchi).

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Istat, numeri indice per l'intera collettività - Indici nazionali.

Come ampiamente descritto nel Capitolo 1, le quotazioni internazionali del petrolio e dei prodotti petroliferi stanno crescendo, seppure con alcuni momenti di pausa, dall'inizio del 2009. Dai 40\$/barile registrati a dicembre 2008, il prezzo del greggio Brent è tornato a quotare intorno ai 75 \$/barile alla fine del 2009, per arrivare intorno ai 92 \$/barile al termine del 2010. In media d'anno il prezzo del petrolio è aumentato del 28,8% nel 2010. Il contemporaneo deprezzamento dell'euro, il cui valore si è ridotto quasi del 5% rispetto al dollaro statunitense, ha amplificato la crescita della materia prima, il cui costo sul mercato europeo è aumentato nel 2010 del 36,6%. La corsa del Brent è proseguita nei primi mesi del 2011 e a un ritmo anche più intenso. La variazione tendenziale aprile 2011 su aprile 2010 evidenzia un rincaro del prezzo in dollari del

45,4%. Fortunatamente, da marzo il cambio è tornato ad apprezzarsi, per cui il tasso di crescita tendenziale del prezzo in euro ad aprile 2011 mostra un più contenuto 35,1%. Grazie anche ai meccanismi di indicizzazione, che consentono di smussare i picchi dei prezzi dei combustibili e di recepirli comunque con un discreto ritardo temporale, la ripresa delle quotazioni internazionali del greggio ha cominciato a riverberarsi nell'andamento del prezzo del gas dall'inizio del 2010, quando l'indice e il relativo tasso d'inflazione (che si misura ogni mese calcolando la variazione del prezzo rispetto allo stesso mese dell'anno precedente) hanno iniziato a salire pressoché ininterrottamente, mentre erano scesi costantemente per tutto il 2009. Pur aumentando, la dinamica inflattiva è però rimasta su valori negativi per metà dell'anno, dopo aver

raggiunto un punto di minimo relativo nel dicembre 2009 quando toccò il -15% (Fig. 3.12).

Per questo motivo, in ragione d'anno la variazione del prezzo del gas è risultata anche nel 2010 negativa e pari a -2,5%, che ha seguito il -1,5% del 2009. Poiché nei due anni considerati il livello generale dei prezzi è invece aumentato (dello 0,7% nel 2009, seguito dall'1,5% nel 2010), le riduzioni appena viste risultano superiori, cioè pari rispettivamente al -2,2% e al -4%, se valutate in termini reali.

Come si è visto nel Capitolo 2, negli ultimi due anni anche la

dinamica dell'energia elettrica ha registrato valori sempre negativi, pur tornando a crescere dall'inizio del 2011. Questo andamento ha consentito di calmierare l'andamento dell'indice relativo ai "Beni energetici regolamentati" che, come detto poco sopra, comprende i segmenti elementari dell'"Energia elettrica" e del "Gas di città e gas naturale" (Fig. 3.12). Infatti, mentre l'inflazione del gas è tornata su valori positivi da luglio 2010, quella degli energetici regolamentati ha toccato lo zero a ottobre 2010. Il combinarsi dei due prodotti ha consentito di offrire un contributo negativo all'inflazione generale sino alla fine del 2010.

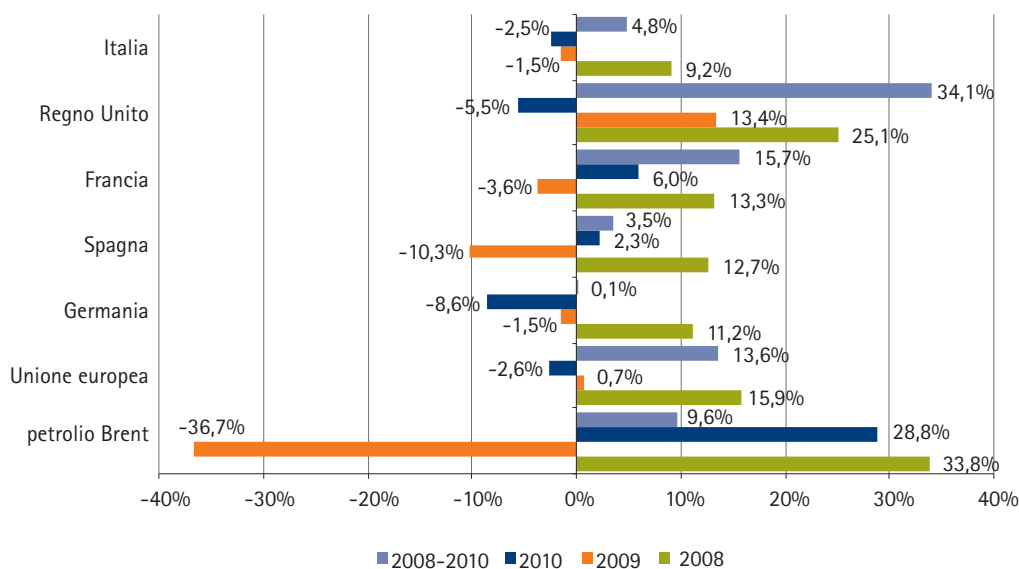


FIG. 3.13

Variazioni dei prezzi del gas per le famiglie nei principali paesi europei
 Variazioni percentuali sull'anno precedente

Fonte: Eurostat, numeri indice dei prezzi al consumo armonizzati.

L'andamento del prezzo del gas per le famiglie italiane può essere osservato anche nel confronto con i principali paesi europei, utilizzando gli indici dei prezzi al consumo armonizzati raccolti da Eurostat (Fig. 3.13). Quest'analisi mostra per il 2010 come nonostante l'aumento del 28,8% del prezzo del petrolio, quello del gas abbia registrato riduzioni più o meno consistenti in tre dei cinque paesi considerati. La discesa del prezzo italiano, pari a -2,5%, appare perfettamente in linea con la media dei paesi dell'Unione europea (-2,6%), mentre riduzioni più significative si sono manifestate nel Regno Unito (-5,5%) e più ancora in Germania (-8,6%). In controtendenza

la Spagna, dove si è rilevato un aumento del 2,3% e soprattutto la Francia, dove l'aumento è risultato pari al 6,0%.

Una relativa maggior concordia nei segni delle variazioni si era osservata nei dati del 2009: a fronte di un calo del 36,7% del prezzo del petrolio, quello del gas ha registrato riduzioni più o meno consistenti in quattro dei cinque paesi considerati (-1,5% in Italia e in Germania, -3,6% in Francia, -10,3% in Spagna). L'unico paese in controtendenza è risultato il Regno Unito, dove si è rilevato un rincaro del 13,4%. Nella media dei 27 paesi dell'Unione europea il prezzo del gas ha evidenziato una lieve crescita, pari allo 0,7%.

Prezzo medio nazionale per il consumatore domestico tipo

Le dinamiche registrate dall'Istat trovano una sostanziale conferma nell'andamento del prezzo medio nazionale per un consumatore domestico tipo, caratterizzato da un consumo annuo di 1.400 m³ e un impianto di riscaldamento autonomo (Fig. 3.14). Come spiegato in dettaglio nella *Relazione Annuale* dello scorso anno, fino al II trimestre 2009 tale prezzo era calcolato (per il consumatore puntuale indicato) come media nazionale delle condizioni economiche di fornitura¹⁹, differenziate localmente, che le società di vendita devono obbligatoriamente offrire alle famiglie, accanto a eventuali altre proprie condizioni. A partire dal III trimestre 2009 il calcolo è stato riformulato, utilizzando un valore medio nazionale per tutte le componenti variabili localmente, tranne che nel caso della distribuzione. Per tale componente viene impiegato il valore dell'ambito Nord orientale, considerato il più rappresentativo. Per le ragioni appena illustrate non è corretto effettuare un confronto tra i valori relativi ai primi due trimestri del 2009 e quelli successivi delle condizioni economiche di fornitura per il consumatore tipo individuato dall'Autorità, né, ancor meno, della sua

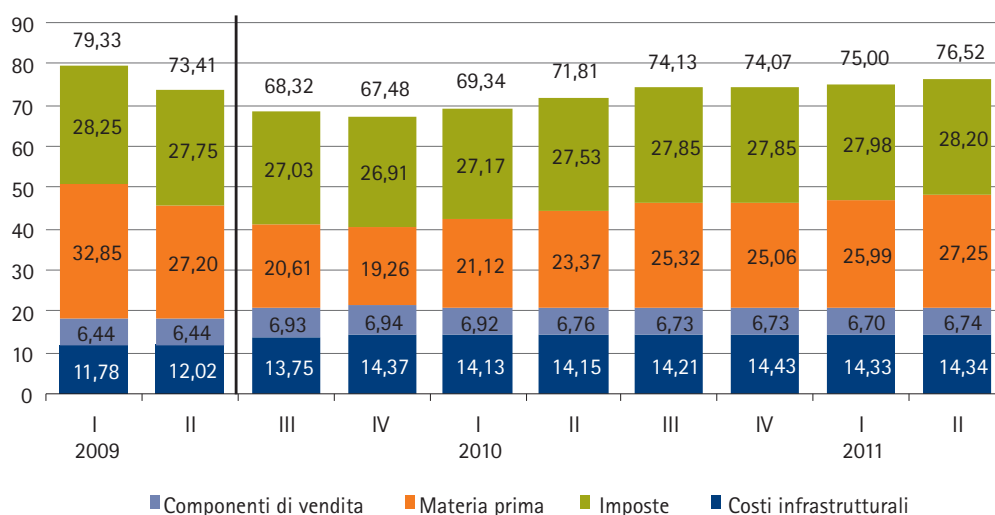
componente relativa alla copertura del costo della distribuzione (nella figura ricompresa tra i costi infrastrutturali).

Come si è detto anche nel paragrafo precedente, grazie ai meccanismi di indicizzazione, che consentono di smussare i picchi dei prezzi dei combustibili e di recepirli comunque con un discreto ritardo temporale, il marcato aumento che le quotazioni internazionali del greggio hanno evidenziato nel 2009 ha cominciato a riflettersi nell'andamento della componente a copertura dell'acquisto della materia prima (componente QE) dall'inizio del 2010. Nel IV trimestre 2009 la componente materia prima ha segnato infatti l'ultima variazione in diminuzione (-6,6%) rispetto al trimestre precedente; poi, con un'unica eccezione nel IV trimestre 2010 (-1%), ha imboccato un sentiero di crescita che dura tuttora: +9,6%, +10,7%, +8,4%, +3,7% e +4,8% sono gli aumenti che si sono susseguiti dal I trimestre 2010 al II trimestre 2011. Poiché la QE è, insieme con le imposte, la componente più rilevante in termini di incidenza sul prezzo totale, i notevoli rincari del suo valore hanno condotto a un innalzamento complessivo delle condizioni economiche di fornitura per il consumatore tipo, a partire dal 2010.

FIG. 3.14

Prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo

€/m³; famiglia con riscaldamento individuale e consumo annuo di 1.400 m³



¹⁹ Definite con la delibera 4 dicembre 2003, n. 138/03.

In corso d'anno i vari aumenti che si sono susseguiti sulla QE sono stati talvolta attutiti da contemporanee riduzioni nelle altre componenti. Il rincaro del 9,6% della componente a copertura dei costi di acquisto della materia prima verificatosi nel primo trimestre del 2010, per esempio, è stato in parte compensato dalla contemporanea riduzione (-1,2%) della componente a copertura dei costi di distribuzione e da quella relativa alla revisione del costo di trasporto (-3,9%) che si è avuta per l'entrata in vigore del nuovo periodo di regolazione di questa fase. Nell'aggiornamento dei prezzi del gas relativo al III trimestre 2010, oltre all'incremento della componente energia sono state previste ulteriori modifiche delle altre componenti delle condizioni economiche di fornitura: da un lato si è registrato un incremento della tariffa di distribuzione, che ha comportato una variazione (+0,5%) della componente del servizio; dall'altro si è osservata una diminuzione della componente relativa agli oneri aggiuntivi (inclusi nella componente di vendita), dovuta all'azzeramento del corrispettivo unitario variabile per la compensazione degli oneri derivanti dall'attivi-

tà svolta dai fornitori grossisti di ultima istanza; ciò ha comportato una diminuzione (-47%) della citata componente relativa agli oneri aggiuntivi. La lieve riduzione (-1%) evidenziata dalla componente a copertura dei costi della materia prima nel IV trimestre 2010 è stata ottenuta grazie all'introduzione di un nuovo metodo di calcolo della materia prima gas, che l'Autorità ha deciso di applicare per trasferire tempestivamente ai consumatori finali i benefici emergenti dai ridotti prezzi internazionali del gas *spot* (legati agli scenari di mercato e alla crescente produzione di gas non convenzionale), oltre che dalle rinegoziazioni dei contratti a lungo termine *take or pay*. Nel I trimestre 2011, infine, l'incremento nella QE è stato in parte attutito da una riduzione della componente a copertura dei costi di stoccaggio, scesa del 12,3%, per l'entrata in vigore delle nuove tariffe annuali.

Complessivamente, dal valore di 67,48 €/m³ che registrava nel quarto trimestre 2009, il prezzo medio per il "nuovo" utente domestico tipo ha raggiunto, alla fine del 2010, il valore di 74,07 €/m³ e di 76,52 €/m³ ad aprile 2011.

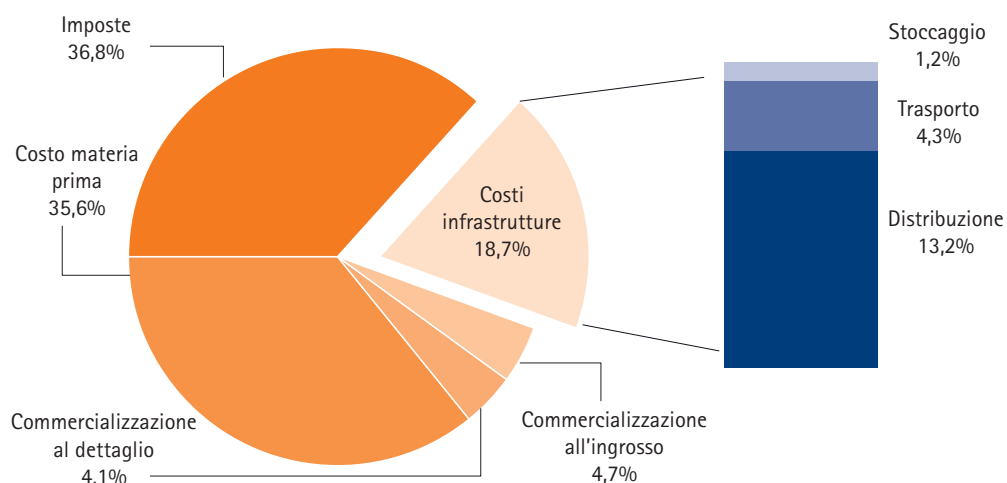


FIG. 3.15

Composizione percentuale all'1 aprile 2011 del prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo

Valori percentuali; famiglia con riscaldamento individuale e consumo annuo di 1.400 m³

All'1 aprile 2011 il prezzo per la famiglia italiana che consuma 1.400 m³ e possiede un impianto di riscaldamento individuale (Fig. 3.15) risulta composto per il 63% circa da componenti a copertura dei costi e per il restante 37% dalle imposte che gravano sul settore del gas naturale (accisa, addizionale regio-

nale e IVA). Il costo della materia prima incide sul valore complessivo del gas per il 35,6%, i costi di commercializzazione per l'8,8% e quelli per l'uso e il mantenimento delle infrastrutture per il restante 18,7%. Nell'ambito dei costi per le infrastrutture, la componente più rilevante è quella necessaria a

coprire la distribuzione locale, che incide per il 13,2% sul valore complessivo; il peso dei costi di trasporto è pari al 4,3%, mentre quello della componente per lo stoccaggio è dell'1,2%. La tavola 3.48 mostra il dettaglio delle imposte che gravano sul gas naturale. Il valori dell'accisa ordinaria riportati nella tavola

per le varie fasce di consumo annuo sono quelli in vigore per l'anno 2011. Si tratta delle aliquote, invariate rispetto allo scorso anno, stabilite dal decreto legislativo 2 febbraio 2007, n. 26, che nel recepire la direttiva europea 2003/96/CE ha completamente riformato la tassazione dei prodotti energetici in Italia.

TAV. 3.48

Imposte sul gas

1 gennaio - 31 dicembre 2011;
€€/m³ per le accise e aliquote
percentuali per l'IVA

IMPOSTE Fascia di consumo	USI CIVILI				USI INDUSTRIALI	
	< 120 m ³	120-480 m ³	480-1.560 m ³	> 1.560 m ³	< 1,2 M(m ³)	> 1,2 M(m ³)
ACCISA						
Normale	4,40	17,50	17,00	18,60	1,2498	0,7499
Territori ex Cassa del Mezzogiorno ^(A)	3,80	13,50	12,00	15,00	1,2498	0,7499
ADDIZIONALE REGIONALE^(B)						
Piemonte	2,20000	2,58000	2,58000	2,58000	0,62490	0,52000
Veneto	0,77470	2,32410	2,58230	3,09870	0,62490	0,51650
Liguria						
- zone climatiche C e D	2,20000	2,58000	2,58000	2,58000	0,62490	0,52000
- zona climatica E	1,55000	1,55000	1,55000	1,55000	0,62490	0,52000
- zona climatica F	1,03000	1,03000	1,03000	1,03000	0,62490	0,52000
Emilia Romagna	2,20000	3,09874	3,09874	3,09874	0,62490	0,51646
Toscana	1,50000	2,60000	3,00000	3,00000	0,60000	0,52000
Umbria	0,51650	0,51650	0,51650	0,51650	0,51650	0,51650
Marche	1,55000	1,81000	2,07000	2,58000	0,62490	0,52000
Lazio	2,20000	3,09900	3,09900	3,09900	0,62490	0,51600
Abruzzo						
- zone climatiche E e F	1,03300	1,03300	1,03300	1,03300	0,62400	0,51600
- altre zone	1,90000	2,32410	2,58230	2,58230	0,62400	0,51600
Molise	1,90000	3,09870	3,09870	3,09870	0,62000	0,52000
Campania	1,90000	3,10000	3,10000	3,10000	0,62490	0,52000
Puglia	1,90000	3,09800	3,09800	3,09800	0,62490	0,51646
Calabria	1,90000	2,58230	2,58230	2,58230	0,62490	0,51646
ALIQUOTA IVA (%)	10	10	20	20	10^(C)	10^(C)

(A) Si tratta dei territori indicati dal decreto del Presidente della Repubblica 6 marzo 1978, n. 218.

(B) Le Regioni a statuto speciale hanno posto l'addizionale regionale pari a 0; l'imposta non è più dovuta dal 2002 anche in Lombardia (legge regionale 18 dicembre 2001, n. 27) e dal 2008 in Basilicata (legge regionale 18 dicembre 2007, n. 28).

(C) Aliquota per le imprese estrattive, agricole e manifatturiere; per le altre imprese l'aliquota sale al 20%.

Qualità del servizio

Sicurezza e continuità del servizio di distribuzione del gas

I grafici e le tabelle riportati di seguito illustrano l'andamento della sicurezza del settore del gas, regolamentata con la delibera 7 agosto 2008, ARG/gas 120/08, che approva la prima parte del *Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas*, relativa appunto alla *Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e di misura del gas per il periodo 2009-2012* (RQDG). In particolare, viene dato conto dei risultati ottenuti sulla base degli interventi regolatori effettuati dall'Autorità relativi-

vamente ad alcuni temi quali il pronto intervento, l'ispezione della rete, le dispersioni e la protezione catodica. Con riferimento alle imprese con un numero di clienti finali maggiore di 100.000, nelle tavole che seguono vengono illustrate le performance aziendali delle attività svolte relativamente al pronto intervento, all'ispezione della rete, all'attività di localizzazione delle dispersioni a seguito di ispezione e di segnalazione da parte di terzi e, infine, all'attività di protezione catodica delle reti.

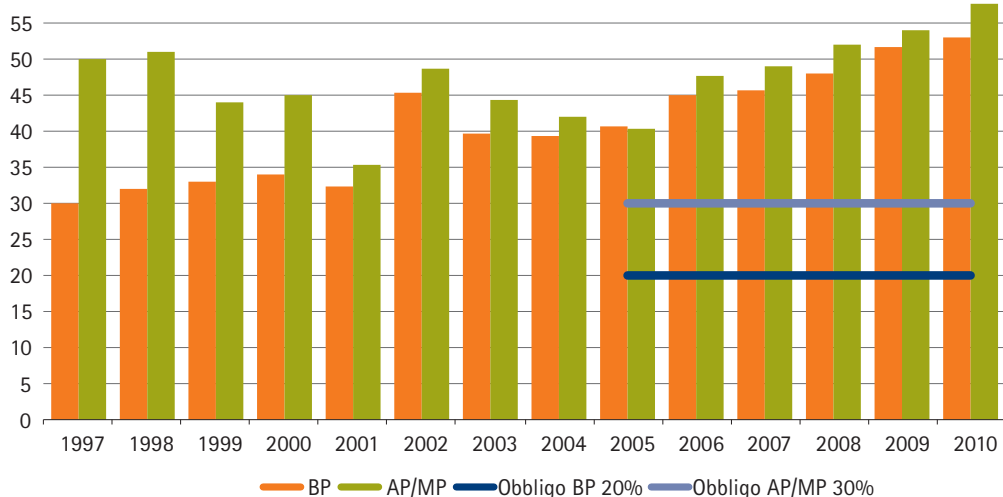


FIG. 3.16
Percentuale di rete ispezionata negli anni 1997-2010

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

La figura 3.16 mostra i dati relativi all'ispezione della rete in bassa e in alta pressione effettuata a partire dal 1997. Il trend di crescita si conferma anche per il secondo anno del III periodo di regolazione disciplinato con la RQDG (2009-2012). Infatti, sia l'ispezione della rete in bassa pressione (BP), sia quella della rete

in media (MP) e in alta pressione (AP) si attestano su valori nettamente superiori al 50%, ampiamente al di sopra dei livelli minimi previsti dall'attuale regolazione (20% per la bassa pressione e 30% per la media e l'alta pressione). Solo un'attenta ispezione della rete può consentire di individuare le dispersioni della

rete e, dunque, di intervenire tempestivamente, laddove necessario, a favore della sicurezza dei cittadini e dei clienti finali del gas. Per quanto riguarda il pronto intervento, a fronte di una diminuzione delle chiamate sull'impianto di distribuzione rispetto allo scorso anno, si registra un tempo di arrivo sul luogo di chiamata pari al valore medio nazionale di 35 minuti circa (Fig. 3.17). Il tempo medio effettivo si attesta su valori nettamente inferiori al tempo massimo previsto dalla RQDG, pari a 60 minuti. La misura della registrazione vocale delle chiamate, introdotta dalla RQDG a partire dall'1 luglio 2009, accompagnata dall'avvio di una campagna di controlli sul servizio di

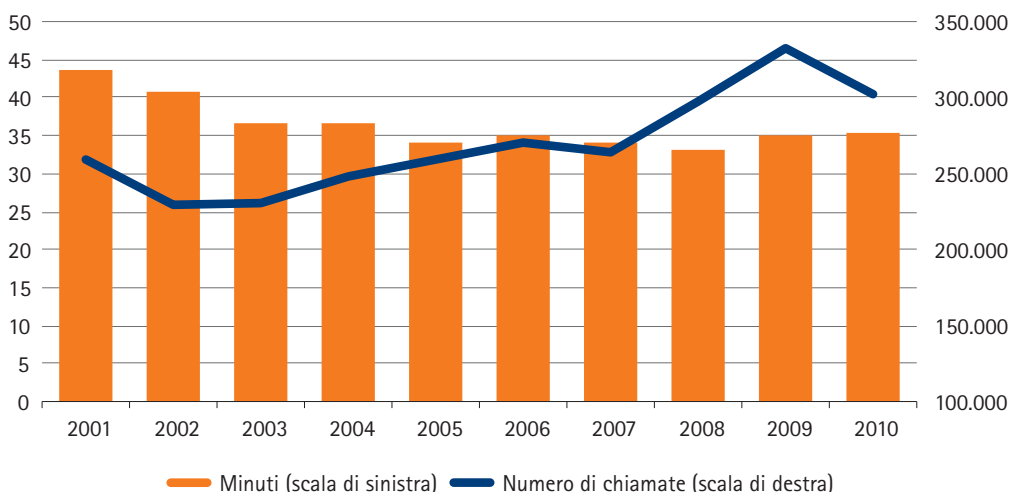
pronto intervento gas delle aziende, attuato con l'ausilio della Guardia di Finanza, induce le imprese a registrare i dati in modo sempre più preciso.

Nonostante i segnali di miglioramento, l'attenzione dell'Autorità sul tema del pronto intervento rimane sempre alta. Infatti, il servizio di pronto intervento gas costituisce un servizio essenziale per la sicurezza dei cittadini e dei clienti finali del gas. Solo attraverso di esso, se svolto tempestivamente e nel rispetto delle disposizioni stabilite in materia dall'Autorità nella RQDG, si possono evitare incidenti da gas che potrebbero avere conseguenze molto gravi.

FIG. 3.17

Chiamate di pronto intervento su impianto di distribuzione negli anni 2001-2010

Tempo medio effettivo (in minuti) e numero di chiamate



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Le tavole 3.49 e 3.50 riepilogano il numero di dispersioni rilevate dagli esercenti negli anni 2009 e 2010, suddivise per localizzazione ovvero a seconda dell'ubicazione nell'impianto di distribuzione, con la suddivisione delle stesse in base all'attività della localizzazione (a seguito di ispezioni programmate e

di segnalazione da parte di terzi). Ogni tipologia di dispersione è fornita disaggregata per classe di pericolosità (A1, A2, B e C). La classe A1, per esempio, è la dispersione di massima pericolosità che richiede una riparazione immediata, e comunque entro le 24 ore successive all'ora della sua localizzazione.

TAV. 3.49

Numero di dispersioni localizzate a seguito di ispezioni programmate

LOCALIZZAZIONE	A1	A2	B	C	TOTALE
Su rete	1.003	1.158	1.195	1.256	4.612
Su impianto di derivazione di utenza, parte interrata	215	253	485	392	1.345
Su impianto di derivazione di utenza, parte aerea	993	133	284	6.402	7.812
Su gruppo di misura	109	31	118	1.151	1.409
TOTALE ANNO 2009	2.320	1.575	2.082	9.201	15.178
Su rete	1.091	1.344	1.226	1.112	4.773
Su impianto di derivazione di utenza, parte interrata	180	201	440	334	1.155
Su impianto di derivazione di utenza, parte aerea	895	191	436	721	2.243
Su gruppo di misura	37	29	302	323	691
TOTALE ANNO 2010	2.203	1.765	2.404	2.490	8.862

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 3.50

Numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazione di terzi

LOCALIZZAZIONE	A1	A2	B	C	TOTALE
Su rete	3.161	1.096	1.048	1.146	6.451
Su impianto di derivazione di utenza, parte interrata	4.482	1.753	1.522	2.200	9.957
Su impianto di derivazione di utenza, parte aerea	19.975	5.752	7.464	30.966	64.157
Su gruppo di misura	30.885	8.520	6.693	34.731	80.829
TOTALE ANNO 2009	58.503	17.121	16.727	69.043	161.394
Su rete	2.901	851	924	1.203	5.879
Su impianto di derivazione di utenza, parte interrata	3.605	1.327	1.335	1.772	8.039
Su impianto di derivazione di utenza, parte aerea	18.797	5.198	7.620	26.080	57.695
Su gruppo di misura	24.680	6.079	5.806	32.118	68.683
TOTALE ANNO 2010	49.983	13.455	15.685	61.173	140.296

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Esaminando i dati contenuti nelle tavole, risulta che dal 2009 al 2010:

- le dispersioni di gas localizzate a seguito di ispezione programmata delle reti sono passate da 15.178 a 8.862; rimane pressoché invariato il numero delle dispersioni localizzate sulla rete e sulla parte interrata, di norma più pericolose, mentre diminuiscono significativamente le dispersioni localizzate su impianto di derivazione di utenza su parte aerea;
- le dispersioni di gas localizzate a seguito di segnalazioni di terzi sono diminuite, passando da 161.394 a 140.296; le dispersioni localizzate sulla rete e sulla parte interrata, di norma più pericolose, sono diminuite passando da 16.408 a 13.918; una diminuzione si registra anche per le dispersioni localizzate su impianto di derivazione di utenza su parte aerea e su gruppo di misura (passate da 144.986 a 126.378).

Con riferimento alle dispersioni di gas localizzate a seguito di segnalazioni di terzi va osservato che nel 2010 si è registrata una diminuzione significativa sia a livello aggregato, sia a livello dell'insieme parte interrata e parte aerea. Va evidenziato, infatti, che l'attuale regolazione spinge il sistema verso livelli di sicurezza del servizio di distribuzione del gas sempre maggiori. Più nello specifico, il fenomeno è da ricondurre all'effetto combinato prodotto dall'attività di vigilanza realizzata dall'Autorità, ma anche da un sistema di incentivi e penalità che, tra l'altro, ha l'obiettivo di ridurre le dispersioni di gas sulle reti (si rimanda al paragrafo "Recuperi di sicurezza nel servizio di distribuzione del gas"). Le dispersioni più pericolose, classe A1, sono diminuite del 17%.

Le tavole 3.51, 3.52, 3.53 e 3.54 si riferiscono alle performance, per l'anno 2010, relative a grandi imprese di distribuzione. La tavola 3.51 fornisce il riepilogo generale delle prestazioni di pronto intervento. Il numero di chiamate sull'impianto è nettamente maggiore di quello registrato a valle del punto di con-

segna. Si registra, infatti, un numero di chiamate ogni mille clienti finali rispettivamente pari a 14,77 per le chiamate sull'impianto di distribuzione, e a 1,41 per le chiamate a valle del punto di consegna.

La tavola 3.52 contiene il riepilogo generale delle attività di ispezione della rete per l'anno 2010, relative ai grandi distribu-

tori. L'attività rappresenta l'ispezione effettuata dall'esercente su tutti gli impianti di distribuzione gestiti.

La tavola 3.53 illustra il riepilogo generale delle attività di localizzazione delle dispersioni per l'anno 2010.

La tavola 3.54 illustra il riepilogo generale delle attività di protezione catodica per l'anno 2010.

TAV. 3.51

**Pronto intervento
dei grandi esercenti
nel 2010**

ESERCENTE	CLIENTI FINALI	IMPIANTO DI DISTRIBUZIONE		A VALLE DEL PUNTO DI CONSEGNA		TOTALE CASI
		CASI	CASI OGNI 1.000 CLIENTI FINALI	CASI	CASI OGNI 1.000 CLIENTI FINALI	
Società Italiana per il Gas	5.112.289	69.481	13,77	6.454	1,28	75.935
Enel Rete Gas	2.179.821	32.336	15,20	1.390	0,65	33.726
A2A Reti Gas	1.227.533	19.191	15,69	3.434	2,81	22.625
Hera	1.105.222	19.135	17,44	1.238	1,13	20.373
G6 Rete Gas	991.204	20.123	20,64	1.630	1,67	21.753
Napoletana Gas	736.189	14.214	19,54	857	1,18	15.071
Toscana Energia	698.146	11.155	16,82	979	1,48	12.134
E.On Rete	595.043	10.077	16,74	642	1,07	10.719
Azienda Energia e Servizi	472.260	5.385	11,39	861	1,82	6.246
Gas Natural Distribuzione Italia	420.501	5.705	13,75	899	2,17	6.604
Iren Emilia	394.405	6.296	16,14	644	1,65	6.940
Ascopiave	339.372	3.207	9,56	300	0,89	3.507
Genova Reti Gas	327.970	5.668	17,33	315	0,96	5.983
Estra Reti Gas	298.202	3.582	12,17	592	2,01	4.174
Acegas-Aps	264.760	2.037	7,73	412	1,56	2.449
Linea Distribuzione	251.580	2.431	9,95	487	1,99	2.918
Gelsia Reti	180.200	2.325	12,72	350	1,91	2.675
Sgr Reti	169.335	1.952	11,70	285	1,71	2.237
Edison D.G.	147.020	1.944	13,54	345	2,40	2.289
GEI	146.938	2.544	17,56	126	0,87	2.670
Amg Energia	143.909	4.068	28,78	431	3,05	4.499
Acsm-Agam Reti Gas-Acqua	143.709	1.279	8,96	176	1,23	1.455
Dolomiti Reti	141.684	577	4,18	321	2,32	898
Agsm Distribuzione	138.778	2.256	16,77	525	3,90	2.781
Amga - Azienda Multiservizi	136.438	1.146	8,49	202	1,50	1.348
Erogasmet	128.431	2.030	16,15	101	0,80	2.131
As Retigas	123.751	1.339	10,90	111	0,90	1.450
Azienda Municipale del Gas	118.095	1.661	14,18	30	0,26	1.691
Coingas Distribuzione	117.914	1.151	9,94	145	1,25	1.296
Multiservizi	116.803	1.994	17,20	46	0,40	2.040
Acam Gas	111.052	2.161	19,62	196	1,78	2.357
Aemme Linea Distribuzione	100.170	1.188	11,96	220	2,21	1.408
TOTALE	17.578.724	259.638	14,77	24.744	1,41	284.382

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 3.52

Rete ispezionata dai grandi esercenti nel 2010

km e valori percentuali

ESERCENTE	RETE IN BASSA PRESSIONE			RETE IN ALTA PRESSIONE		
	ESTENSIONE RETE ^(A)	LUNGHEZZA RETE ISPEZIONATA	% RETE ISPEZIONATA	ESTENSIONE RETE ^(A)	LUNGHEZZA RETE ISPEZIONATA	% RETE ISPEZIONATA
Società Italiana Per il Gas	26.434	9.232	34,9	19.803	7.727	39,0
Enel Rete Gas	19.500	11.173	57,3	12.537	9.117	72,7
A2A Reti Gas	5.744	3.390	59,0	1.873	1.364	72,8
Hera	4.855	3.565	73,4	8.336	6.976	83,7
G6 Rete Gas	7.775	4.077	52,4	7.182	4.266	59,4
Napoletana Gas	3.329	1.237	37,1	1.616	770	47,6
Toscana Energia	4.005	1.674	41,8	2.807	1.302	46,4
E.On Rete	5.524	2.487	45,0	3.590	1.720	47,9
Azienda Energia e Servizi	1.115	424	38,0	208	58	28,0
Gas Natural Distribuzione Italia	3.384	2.010	59,4	2.640	1.362	51,6
Iren Emilia	2.897	1.401	48,4	2.906	1.151	39,6
Ascopiave	4.373	4.358	99,6	2.195	2.148	97,9
Genova Reti Gas	1.253	391	31,2	408	153	37,5
Estra Reti Gas	1.986	1.525	76,8	1.432	1.002	70,0
Acegas-Aps	1.564	1.418	90,7	449	395	87,9
Linea Distribuzione	1.574	894	56,8	694	397	57,2
Gelsia Reti	1.241	626	50,4	273	254	93,2
Sgr Reti	1.259	838	66,6	1.400	1.038	74,1
Edison D.G.	1.264	1.341	106,1	1.120	1.039	92,7
GEL	1.683	1.679	99,8	694	691	99,5
Amg Energia	567	526	92,8	314	282	89,8
Acsm-Agam Reti Gas-Acqua	808	349	43,1	223	243	109,2
Dolomiti Reti	1.447	364	25,1	731	198	27,0
Agsm Distribuzione	891	639	71,7	332	267	80,3
Amga - Azienda Multiservizi	1.530	574	37,5	591	201	34,0
Erogasmet	1.051	1.051	100,0	471	471	100,0
As Retigas	970	397	40,9	1.143	367	32,1
Azienda Municipale del Gas	448	173	38,7	125	44	35,0
Coingas Distribuzione	1.098	1.098	100,0	723	723	100,0
Multiservizi	604	139	23,1	644	181	28,1
Acam Gas	1.087	357	32,9	295	142	48,0
Aemme Linea Distribuzione	780	447	57,3	190	190	99,9
TOTALE	112.040	59.853	53,4	77.946	46.236	59,3

(A) L'estensione della rete è comprensiva di quella degli impianti dei comuni in avviamento, in subentro e persi in corso d'anno. Inoltre sono stati considerati gli impianti per i quali l'esercente si è avvalso della deroga ai sensi dell'art. 12, comma 12.3, della RQDG.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 3.53

**Individuazione
di dispersioni nelle reti
dei grandi esercenti
nel 2010**

ESERCENTE	METRI DI RETE PER CLIENTE FINALE	LUNGHEZZA RETE (Km)	LUNGHEZZA RETE ISPEZIONATA (Km)	NUMERO DISPERSIONI			
				DA RETE ISPEZIONATA	PER km DI RETE ISPEZIONATA	SEGNALATE DA TERZI	PER km SU SEGNALAZIONE DI TERZI
Società Italiana per Il Gas	9,06	46.237	16.960	1.292	0,08	28.074	0,61
Enel Rete Gas	14,90	32.037	20.290	422	0,02	14.296	0,45
A2A Reti Gas	6,21	7.617	4.753	1.812	0,38	12.457	1,64
Hera	11,94	13.192	10.542	584	0,06	10.892	0,83
G6 Rete Gas	15,15	14.956	8.342	70	0,01	7.646	0,51
Napoletana Gas	6,72	4.946	2.007	18	0,01	7.602	1,54
Toscana Energia	9,76	6.813	2.976	81	0,03	4.859	0,71
E.On Rete	15,39	9.114	4.206	121	0,03	4.777	0,52
Azienda Energia e Servizi	2,80	1.323	482	10	0,02	2.903	2,19
Gas Natural Distribuzione Italia	14,46	6.025	3.372	30	0,01	2.497	0,41
Iren Emilia	14,82	5.803	2.552	72	0,03	3.417	0,59
Ascopiave	19,57	6.568	6.505	128	0,02	1.531	0,23
Genova Reti Gas	5,07	1.662	544	1.079	1,98	3.715	2,24
Estra Reti Gas	11,47	3.417	2.527	385	0,15	1.252	0,37
Acegas-Aps	7,60	2.013	1.813	98	0,05	1.062	0,53
Linea Distribuzione	11,20	2.268	1.292	66	0,05	1.259	0,56
Gelsia Reti	8,28	1.514	880	9	0,01	1.090	0,72
Sgr Reti	15,70	2.659	1.876	19	0,01	1.024	0,39
Edison D.G.	16,27	2.384	2.379	79	0,03	1.131	0,47
GEL	16,21	2.377	2.370	27	0,01	1.174	0,49
Amg Energia	6,15	881	808	0	-	2.485	2,82
Acsm-Agam Reti Gas-Acqua	7,17	1.031	592	4	0,01	567	0,55
Dolomiti Reti	15,37	2.178	561	6	0,01	200	0,09
Agsm Distribuzione	9,05	1.223	905	83	0,09	828	0,68
Amga - Azienda Multiservizi	15,54	2.121	775	14	0,02	364	0,17
Erogasmet	11,85	1.521	1.521	70	0,05	1.173	0,77
As Retigas	17,07	2.113	764	2	0,00	821	0,39
Azienda Municipale del Gas	4,85	573	217	17	0,08	628	1,10
Coingas Distribuzione	15,44	1.821	1.821	8	0,00	714	0,39
Multiservizi	10,69	1.249	321	12	0,04	832	0,67
Acam Gas	12,62	1.382	499	86	0,17	840	0,61
Aemme Linea Distribuzione	9,68	970	637	158	0,25	598	0,62
TOTALE	10,88	189.986	106.088	6.862	0,06	122.708	0,65

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

ESERCENTE	RETE	RETE IN ACCIAIO	RETE IN ACCIAIO CON PROTEZIONE CATODICA EFFICACE	ESTENSIONE RETE ACCIAIO NON PROTETTA	% RETE IN ACCIAIO CON PROTEZIONE CATODICA EFFICACE
Società Italiana per il Gas	46.237	34.786	34.212	575	98,3
Enel Rete Gas	32.037	28.179	27.917	262	99,1
A2A Reti Gas	7.617	4.259	3.506	753	82,3
Hera	13.192	11.333	10.799	533	95,3
G6 Rete Gas	14.956	11.539	11.037	502	95,7
Napoletana Gas	4.946	3.658	3.540	117	96,8
Toscana Energia	6.813	5.519	5.195	325	94,1
E.On Rete	9.114	8.232	8.206	27	99,7
Azienda Energia e Servizi	1.323	508	494	14	97,2
Gas Natural Distribuzione Italia	6.025	4.929	4.929	-	100,0
Iren Emilia	5.803	5.547	4.252	1.295	76,66
Ascopiave	6.568	6.417	6.417	-	100,0
Genova Reti Gas	1.662	498	105	393	21,1
Estra Reti Gas	3.417	2.665	2.530	134	95,0
Acegas-Aps	2.013	696	497	199	71,4
Linea Distribuzione	2.268	1.923	1.669	254	86,8
Gelsia Reti	1.514	1.497	1.219	278	81,5
Sgr Reti	2.659	2.629	2.629	-	100,0
Edison D.G.	2.384	1.568	1.568	-	100,0
GEI	2.377	2.308	2.308	-	100,0
Amg Energia	881	307	307	-	100,0
Acsm-Agam Reti Gas-Acqua	1.031	1.004	1.004	-	100,0
Dolomiti Reti	2.178	1.972	1.970	2	99,9
Agsm Distribuzione	1.223	911	881	30	96,7
Amga - Azienda Multiservizi	2.121	1.730	1.664	67	96,1
Erogasmet	1.521	1.521	1.466	55	96,4
As Retigas	2.113	1.984	1.984	-	100,0
Azienda Municipale del Gas	573	539	492	47	91,3
Coingas Distribuzione	1.821	1.805	1.805	-	100,0
Multiservizi	1.249	1.056	607	449	57,5
Acam Gas	1.382	1.341	961	379	71,7
Aemme Linea Distribuzione	970	943	918	25	97,3
TOTALE	189.986	153.806	147.090	6.716	95,6

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Recuperi di sicurezza nel servizio di distribuzione del gas

Con la RQDG l'Autorità ha approvato, per il periodo 2009-2012, la disciplina che regola il sistema di incentivi per i recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione di gas naturale. Rilevanti, rispetto alla precedente disciplina, sono l'introduzione dell'ambito provinciale di impresa come base di applicazione del sistema incentivante i recuperi di sicurezza e il calcolo dei parametri di ambito provinciale, a partire da quelli calcolati a livello di impianto di distribuzione. Allo scopo di minimizzare eventuali distorsioni, legate a eventi puntuali e anomali, la disciplina prevede inoltre che il sistema incentivante i recuperi di sicurezza

sia basato su un indicatore biennale mobile per la determinazione del livello di partenza e per la misura dei recuperi annuali di sicurezza. Il sistema, infatti, premia i comportamenti virtuosi di chi eroga un servizio caratterizzato da livelli di sicurezza maggiori rispetto a quelli minimi definiti dall'Autorità. Più nello specifico, il sistema di incentivi considera due componenti indipendenti: la prima incentiva la riduzione delle dispersioni di gas segnalate da terzi con riferimento al percorso di miglioramento fissato con i citati provvedimenti, mentre la seconda premia un maggior numero di controlli del grado di odorizzazione del gas rispetto al minimo annuale obbligatorio definito dalla RQDG. La RQDG, con riferimento all'anno 2009, stabilisce che le

TAV. 3.54

Protezione catodica delle reti dei grandi esercenti nel 2010

km e percentuali

imprese distributrici di gas naturale con almeno 50.000 clienti finali possano partecipare in via volontaria al sistema incentivante i recuperi di sicurezza. A differenza del sistema volontario previgente, la nuova regolazione prevede però che la partecipazione al sistema incentivante i recuperi di sicurezza debba riguardare tutti gli impianti di distribuzione gestiti dall'impresa distributtrice. Inoltre, limitatamente alla componente dispersione, il meccanismo può determinare degli incentivi, ma anche delle penalità con riferimento a quegli impianti che non concorrono al raggiungimento dell'obiettivo d'ambito predefinito dall'Autorità con i suddetti provvedimenti.

L'impresa distributtrice, inoltre, qualora abbia diritto per l'ambito provinciale di impresa a incentivi per recuperi di sicurezza (correlati all'odorizzazione e alle dispersioni di gas) perde, per l'anno di riferimento, il diritto a riscuotere tali incentivi per l'intero ambito provinciale nel caso:

- si verifichi un incidente a causa dell'impresa distributtrice su un impianto di distribuzione appartenente all'ambito

provinciale di impresa²⁰;

- si accerti una odorizzazione del gas distribuito non conforme alla normativa vigente su un impianto di distribuzione appartenente all'ambito provinciale di impresa²¹;
- venga accertato, per l'impianto di distribuzione appartenente all'ambito provinciale di impresa, il mancato rispetto di uno o più obblighi di servizio di cui all'art. 12 della RQDG.

Nei casi di perdita del diritto a riscuotere gli incentivi, rimangono in ogni caso applicabili le previsioni di cui all'art. 2, comma 20, della legge 14 novembre 1995, n. 481, nonché le disposizioni normative e legislative vigenti in materia.

A eccezione delle imprese Toscana Energia e Compagnia Napoletana di Illuminazione e Scaldamento col Gas (Napoletanagas), i recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione del gas (approvati con la delibera 30 novembre 2010, ARG/gas 215/10) sono stati calcolati sulla base dei livelli fissati con le delibere 21 dicembre 2009, ARG/gas 199/09 e 29 aprile 2010, ARG/gas 61/10 (Tav. 3.55).

TAV. 3.55

Riepilogo degli incentivi per recuperi di sicurezza relativi all'anno 2009

Numero impianti e incentivi in €

RAGIONE SOCIALE	AMBITI	ODORIZZAZIONE ^(A)	DISPERSIONE	TOTALE INCENTIVI/PENALITÀ	ODORIZZAZIONE FINALE ^(B)	DISPERSIONE FINALE	TOTALE FINALE DEGLI INCENTIVI E DELLE PENALITÀ
Amga	2	42.837,75	12.010,13	54.847,88	42.837,75	12.010,13	54.847,88
Napoletanagas	4	208.275,53	-467.012,23	-258.736,70	208.275,53	-467.012,23	-258.736,70
Consiag Reti	2	61.927,02	409.398,51	471.325,53	61.927,02	409.398,51	471.325,53
Dolomiti Reti	1	41.406,64	268.606,17	310.012,81	41.406,64	268.606,17	310.012,81
E.On Rete	35	167.162,42	313.609,19	480.771,61	137.542,01	241.718,06	379.260,07
Enel Rete Gas	69	667.612,34	1.670.957,26	2.338.569,60	639.547,46	1.670.957,26	2.310.504,72
Gas Natural Distribuzione Italia	12	109.535,79	586.537,01	696.072,80	109.535,79	586.537,01	696.072,80
Gei	5	45.037,16	25.641,49	70.678,65	45.037,16	25.641,49	70.678,65
Genova Reti Gas	1	110.740,29	-409.542,50	-298.802,21	110.740,29	-409.542,50	-298.802,21
Hera	6	342.770,28	-160.103,92	182.666,36	273.643,88	-160.103,92	113.539,96
Italcogim Reti	25	220.429,80	52.184,17	272.613,97	220.429,80	52.184,17	272.613,97
Italgas	71	1.490.498,19	245.819,94	1.736.318,13	1.310.869,69	223.508,02	1.534.377,71
Sgr Reti	2	55.439,44	149.476,51	204.915,95	55.439,44	149.476,51	204.915,95
Toscana Energia	8	187.795,76	-41.383,96	146.411,80	152.075,18	-79.075,28	72.999,90
TOTALE	243	3.751.468,41	2.656.197,77	6.407.666,18	3.409.307,64	2.524.303,40	5.933.611,04

(A) I valori contenuti nelle colonne denominate "Odorizzazione" e "Dispersione" comprendono gli incentivi e le penalità totalizzate ai sensi dell'articolo 32, commi 32.4 e 32.14.

(B) I valori contenuti nelle colonne denominate "Odorizzazione finale" e "Dispersione finale" comprendono le penalità totalizzate ai sensi dell'articolo 32, comma 32.14, nonché l'azzeramento degli incentivi delle componenti odorizzazione e dispersione dipendente dalla perdita del diritto a riscuotere gli incentivi ai sensi dell'articolo 32, commi 32.19, 32.20 e 32.21.

²⁰ Nel caso in cui venga accertata la completa estraneità all'incidente da gas combustibile da parte dell'impresa distributtrice, successivamente all'anno in cui sono stati richiesti gli incentivi per i recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione di gas naturale, l'impresa distributtrice ha diritto di riscuotere l'intero ammontare degli incentivi con gli interessi legali.

²¹ La non conformità è accertata mediante un controllo della qualità del gas effettuato dall'Autorità nell'anno di riferimento.

Per quanto riguarda Toscana Energia, gli incentivi totalizzati sono stati approvati con la delibera 23 marzo 2011, ARG/gas 26/11. Con la stessa delibera sono stati fissati i livelli di partenza e quelli tendenziali di sicurezza per gli anni 2009-2012 per ciascun ambito provinciale di Toscana Energia, sulla base dei dati e delle informazioni trasmessi dalla medesima impresa all'Autorità e sulla base del valore degli indicatori per il biennio di riferimento 2007-2008.

Per effetto dell'avvio di un'istruttoria formale nei confronti di Toscana Energia (delibera 10 dicembre 2009, VIS 142/09), tesa ad accertare la violazione dell'art. 26, comma 1, lettere a), d), e), del *Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in materia di qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita del gas* (delibera 29 settembre 2004, n. 168/04) riscontrata a seguito della verifica ispettiva (svolta ai sensi della delibera 10 giugno 2009, VIS 56/09), la definizione dei livelli di partenza e tendenziali di sicurezza, nonché la determinazione dei recuperi sono state, per tale impresa, sospese. Solo in esito alla conclusione dell'istruttoria formale, avvenuta con la delibera 1 dicembre 2010, VIS 169/10, l'Autorità ha accertato, con riferimento ai

recuperi di sicurezza del servizio relativi all'anno 2008, la violazione, da parte di Toscana Energia, dell'art. 26, comma 1, lettere a) e d), del *Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in materia di qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita del gas*, irrogando nei confronti della medesima società una sanzione amministrativa pecuniaria, ai sensi dell'art. 2, comma 20, lettera c), della legge n. 481/95.

Per quanto riguarda Napoletanagas, a causa della comunicazione, da parte della medesima impresa, di una non corretta classificazione delle dispersioni localizzate di gas a seguito di segnalazione di terzi e con riferimento all'anno 2009, si è reso necessario un approfondimento da parte dell'Autorità. In esito all'analisi e alla constatazione che l'errore si riferiva anche al periodo 2006-2008, si è proceduto, mediante l'emanazione della delibera 28 aprile 2011, ARG/gas 55/11, alla rideterminazione degli incentivi per i recuperi di sicurezza²², alla ridefinizione dei livelli di partenza e tendenziali degli anni 2009-2012, approvati con delibera ARG/gas 199/09, nonché alla determinazione degli incentivi e delle penalità per i recuperi 2009, alla luce della rettifica sopra citata.

Qualità commerciale del servizio di distribuzione del gas

Servizio di distribuzione del gas naturale

Con il 2009 si è conclusa la fase di gradualità prevista per l'entrata in vigore delle disposizioni relative alla qualità commerciale del servizio di distribuzione, disciplinate dalla Sezione III della RQDG. Nello specifico, all'elenco delle prestazioni sogget-

te a indennizzo automatico, da corrispondere al cliente finale per mancato rispetto del tempo massimo di esecuzione per cause riconducibili all'impresa di distribuzione, si sono aggiunte quelle relative alla verifica della pressione di fornitura, alla riattivazione della fornitura sospesa per potenziale pericolo per la pubblica incolumità e alla fascia di puntualità per tutti gli

²² Corrisposti, rispettivamente, con le delibere 28 gennaio 2008, ARG/gas 6/08, 16 febbraio 2009, ARG/gas 16/09, e 8 febbraio 2010, ARG/gas 14/10.

appuntamenti, compresi quelli posticipati ovvero concordati in data successiva a quella proposta dall' esercente, su richiesta del cliente. È stato, infatti, sostituito il concetto di appuntamento personalizzato e, soprattutto, si è stabilito che l'inden-

nizzo automatico per mancato rispetto della fascia di puntualità non sia più alternativo a quello per mancato rispetto del tempo massimo di esecuzione della prestazione di qualità commerciale, ai fini del quale è stato fissato l'appuntamento.

TAV. 3.56

Numero di casi e di rimborsi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale

Anni 1997-2010; distributori con più di 5.000 clienti finali

ANNO	CASI DI MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD SOGGETTI A RIMBORSO	RIMBORSI EFFETTIVAMENTE PAGATI NELL'ANNO
CARTA DEI SERVIZI		
1997	14.265	1.237
1998	12.366	707
REGOLAZIONE QUALITÀ COMMERCIALE		
1999	11.212	1.64
2000	14.635	3.709
2001	16.424	12.086
2002	14.651	13.368
2003	11.766	8.535
2004	25.826	19.249
2005	34.330	31.189
2006	31.439	35.146
2007	43.741	43.886
2008	19.954	19.265
2009	15.578	15.783
2010	21.172	19.468

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Con il 2010 è entrata in vigore la nuova disciplina degli indennizzi automatici, che prevede l'aumento dell'importo base in ragione del ritardo nella esecuzione della prestazione, tranne che per la fascia di puntualità, per la quale non è indicata alcuna *escalation* in tal senso. Di conseguenza, con riferimento al 2010, la tavola 3.56 presenta dei dati non direttamente confrontabili con quelli relativi al biennio precedente, poiché in evidente discontinuità; infatti, da una progressiva diminuzione del numero dei casi di mancato rispetto degli standard soggetti a rimborso automatico si è passati, nell'ultimo anno, a un aumento del 36%. Nel 2010, in particolare, si sono verificati 21.172 casi di mancato rispetto di standard specifici, in confronto ai 15.578 dell'anno precedente, e sono stati corrisposti ai clienti finali 19.468 indennizzi automatici, per un ammontare totale pari a 992.346,75 €. Si vuole, comunque, sottolineare che i dati relativi alle singole prestazioni soggette a standard

specifici già in vigore nel 2009 mostrano ancora una diminuzione dei casi di mancato rispetto per cause riconducibili all'impresa di distribuzione, confermando il trend migliorativo registrato negli ultimi anni e la bontà degli strumenti messi in atto dalle imprese stesse per rispondere alle esigenze del cliente finale con sempre maggiori efficienza e tempestività.

Passando ad analizzare in dettaglio le prestazioni soggette a indennizzo automatico (Fig. 3.18), rispetto allo scorso anno si osserva un notevole miglioramento per l'esecuzione di lavori semplici, che si conferma, però, una delle prestazioni che ha generato il maggior numero di fuori standard e di indennizzi corrisposti, insieme con la verifica del gruppo di misura. I dati evidenziano un tendenziale miglioramento per tutte le prestazioni, tranne che per la riattivazione in caso di distacco per morosità e per la disattivazione della fornitura su richiesta del cliente finale.

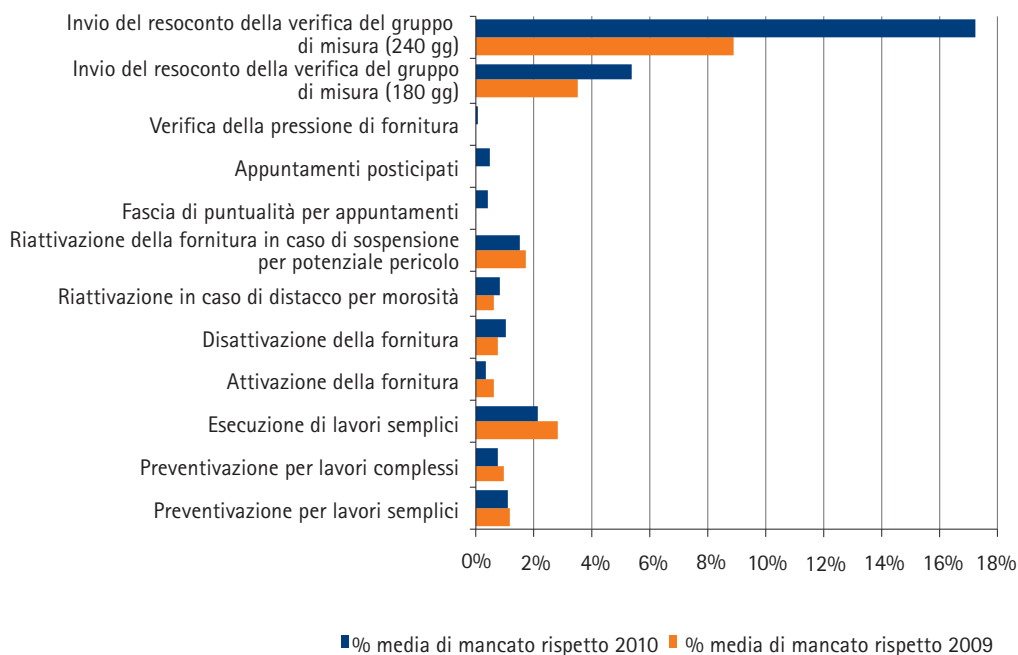


FIG. 3.18

Percentuale di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale

Anni 2009-2010;
distributori con più di 5.000
clienti finali

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Con riferimento alla tipologia di utenza più diffusa, ossia i clienti finali alimentati in bassa pressione con gruppo di misura fino alla classe G6, si può rilevare che il tempo medio effettivo registrato (Fig. 3.19) è nettamente inferiore allo standard fissato dall'Autorità per tutte le prestazioni soggette ad indennizzo automatico. In particolare, rispetto al 2009, è ulterio-

mente diminuito il tempo registrato per la riattivazione in caso di distacco per morosità e per l'attivazione della fornitura, che rappresenta da sola circa il 44% delle prestazioni erogate, senza considerare gli appuntamenti. È da evidenziare la prestazione di verifica della pressione di fornitura, con un tempo effettivo medio inferiore al giorno lavorativo.

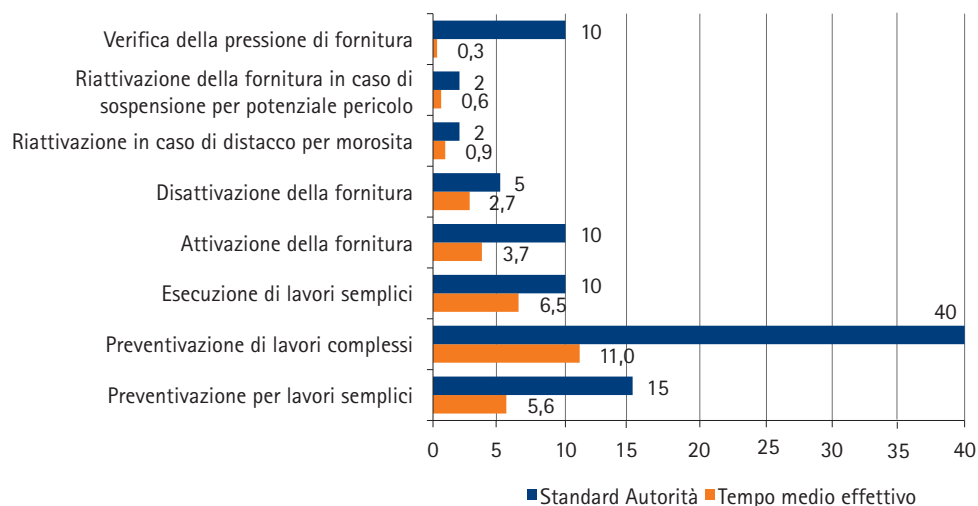


FIG. 3.19

Confronto tempo effettivo medio e standard definito dall'Autorità per tutte le prestazioni di qualità commerciale per clienti con misuratore fino a G6

Anno 2010; esercenti con più di 5.000 clienti finali;
giorni lavorativi

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

La tavola 3.57 confronta i principali dati riguardanti tutte le prestazioni soggette a indennizzo automatico. Per completezza, sono state riportate anche le prestazioni entrate in vigore a partire dall'1 gennaio 2010, con riferimento alle quali va sottolineato il notevole incremento del numero di appuntamenti fissati con il richiedente, dovuto alle novità regolatorie introdotte a tutela del cliente finale. L'efficacia della nuova disciplina è poi deducibile dal confronto dei dati inerenti agli appuntamenti personalizzati e posticipati, in vigore rispettivamente nel 2009 e nel 2010. Infatti, la numerosità di tali richieste si attesta nei due anni su valori simili, mentre il numero di appuntamenti concordati supera di molto il milione, registrando anche il maggior numero di

indennizzi automatici corrisposti, pari a 4.985. Per quanto anzidetto non è possibile operare un confronto tra i due anni per le prestazioni di Riattivazione della fornitura in caso di sospensione per potenziale pericolo e di Verifica della pressione, per le quali si evidenzia comunque il rispetto degli standard fissati dall'Autorità.

Per le prestazioni riguardanti l'esecuzione di lavori complessi, i gruppi di misura sostituiti, la risposta ai reclami o alle richieste scritte di informazione e la verifica del gruppo di misura sono stati fissati degli standard generali di qualità e, dunque, non sono previsti indennizzi automatici. Gli standard generali consentono di monitorare l'andamento della qualità commerciale e intercettare eventuali profili di criticità.

TAV. 3.57

Prestazioni soggette a indennizzo automatico per clienti finali alimentati in bassa tensione e con gruppo di misura fino alla classe G6

Anni 2009-2010

PRESTAZIONE	STANDARD AUTORITÀ	ANNO 2009		ANNO 2010			
		NUMERO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	NUMERO INDENNIZZI AUTOMATICI	NUMERO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	NUMERO INDENNIZZI AUTOMATICI
Preventivazione per lavori semplici	15 giorni lavorativi	216.392	5,5	2.363	224.519	5,6	2.248
Preventivazione per lavori complessi	40 giorni lavorativi	7.987	10,7	37	7.490	11,0	36
Esecuzione di lavori semplici	10 giorni lavorativi	169.363	5,7	4.523	168.067	6,5	3.020
Attivazione della fornitura	10 giorni lavorativi	654.714	4,0	4.079	720.029	3,7	2.277
Disattivazione della fornitura	5 giorni lavorativi	335.710	2,7	2.624	419.209	2,7	3.780
Riattivazione per morosità	2 giorni feriali	78.343	1,0	504	95.033	0,9	706
Riattivazione in caso di sospensione per potenziale pericolo	2 giorni feriali	-	-	-	20.138	0,6	248
Fascia di puntualità per appuntamenti	2 ore	171.413	-	959	1.428.778	-	4.895
Appuntamenti posticipati	2 ore	-	-	-	174.365	-	697
Verifica della pressione di fornitura	10 giorni lavorativi	-	-	-	307	0,3	0
TOTALE		1.633.922	-	15.089	3.257.935	-	17.907

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Con lo scopo di assicurare la coerenza con le disposizioni previste dal TIQV, sono stati individuati due standard specifici concernenti la messa a disposizione – da parte dell'impresa distributrice – di dati tecnici richiesti dai venditori, distinguendo tra quelli acquisibili con lettura del gruppo di misura e altri dati tecnici. È

stato, altresì, introdotto un indennizzo automatico di 20 € che il distributore è tenuto a versare al venditore in caso di mancato rispetto dei tempi massimi stabiliti per cause non imputabili a forza maggiore o a terzi, crescente in relazione al ritardo nell'esecuzione della prestazione. La regolazione in materia è entrata in

vigore dall'1 luglio 2009 e quindi il 2010 rappresenta il primo anno completo ai fini del monitoraggio. La tavola 3.58 riporta i dati relativi al numero di richieste, al numero di indennizzi corrisposti ai venditori e al relativo ammontare, con riferimento all'anno 2010. Si può rilevare che, a fronte di un numero di richieste di molto inferiore per la domanda di altri dati tecnici, gli

indennizzi automatici corrisposti risultano sostanzialmente confrontabili; mentre l'ammontare complessivo degli indennizzi corrisposti è notevolmente più alto per la richiesta di altri dati tecnici, a significare che questa prestazione viene generalmente effettuata più in ritardo rispetto a quella che necessita solo della lettura del gruppo di misura.

PRESTAZIONE	STANDARD AUTORITÀ	NUMERO ANNUO DI RICHIESTE	NUMERI INDENNIZZI AUTOMATICI	AMMONTARE INDENNIZZI AUTOMATICI (€)
Richiesta dati tecnici acquisibili con lettura del gruppo di misura	10 giorni lavorativi	21.976	1.139	65.620
Richiesta altri dati tecnici	15 giorni lavorativi	13.748	1.517	105.290

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 3.58

Prestazioni soggette a indennizzo automatico per i venditori

Anno 2010; distributori con più di 5.000 clienti finali

Qualità dei servizi telefonici

La regolazione della qualità dei servizi telefonici commerciali è contenuta nella delibera 18 novembre 2008, ARG/com 164/08 (*Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e gas naturale – TIQV*). La disciplina prevede che gli standard generali di qualità dei *call center* e gli obblighi di servizio si applichino a tutte le imprese di vendita di energia elettrica e gas. Per i venditori di minori dimensioni è prevista una disciplina semplificata in considerazione del fatto che il cliente entra in contatto diretto con questi soggetti tramite gli sportelli presenti sul territorio. Le imprese con più di 50.000 clienti finali dall'1 gennaio 2009 sono inoltre coinvolte nella pubblicazione della graduatoria semestrale, se hanno una media giornaliera di chiamate uguale o superiore a 200.

Per quanto attiene gli standard di qualità sui servizi telefonici commerciali, questi sono stati introdotti con il duplice

scopo di tutelare i clienti che contattano i venditori tramite i *call center* e contemporaneamente di venire incontro alle esigenze di differenziazione e competitività degli operatori, in considerazione del fatto che l'attività di vendita di energia elettrica e di gas sono libere. I livelli fissati per l'accessibilità al servizio (AS), per il tempo medio di attesa (TMA) e per il livello di servizio (LS, percentuale di chiamate andate a buon fine) hanno l'obiettivo sia di ridurre il fenomeno del mancato accesso ai *call center* a causa delle linee occupate, sia di limitare code di attesa troppo elevate. La tavola 3.59 riporta lo standard generale che deve essere rispettato per ogni indicatore dalle imprese. Inoltre, dall'1 gennaio 2010 è previsto che il mancato rispetto per due semestri consecutivi di uno stesso standard costituirà presupposto per l'avvio di un procedimento sanzionatorio, ai sensi dell'art. 2, comma 20, lettera c), della legge n. 481/95.

TAV. 3.59

Standard generali di qualità dei call center

INDICATORE	DEFINIZIONE	STANDARD GENERALE
Accessibilità al servizio (AS)	Rapporto tra il numero di unità di tempo in cui almeno una delle linee è libera e il numero complessivo di unità di tempo di apertura del <i>call center</i> con presenza di operatori.	≥ 90 %
Tempo medio di attesa (TMA)	Tempo, espresso in secondi, intercorrente tra l'inizio della risposta, anche se effettuata attraverso l'ausilio di un risponditore automatico, e l'inizio della conversazione con l'operatore o di conclusione della chiamata in caso di rinuncia prima dell'inizio della conversazione con l'operatore.	≤ 240 secondi
Livello di servizio (LS)	Rapporto tra il numero di telefonate andate a buon fine sul numero di chiamate che arrivano ai <i>call center</i> con la richiesta di parlare con un operatore.	≥ 80 %

FIG. 3.20

Livello di qualità dei servizi telefonici dei venditori di energia elettrica e gas con più di 100.000 clienti finali nel 2010

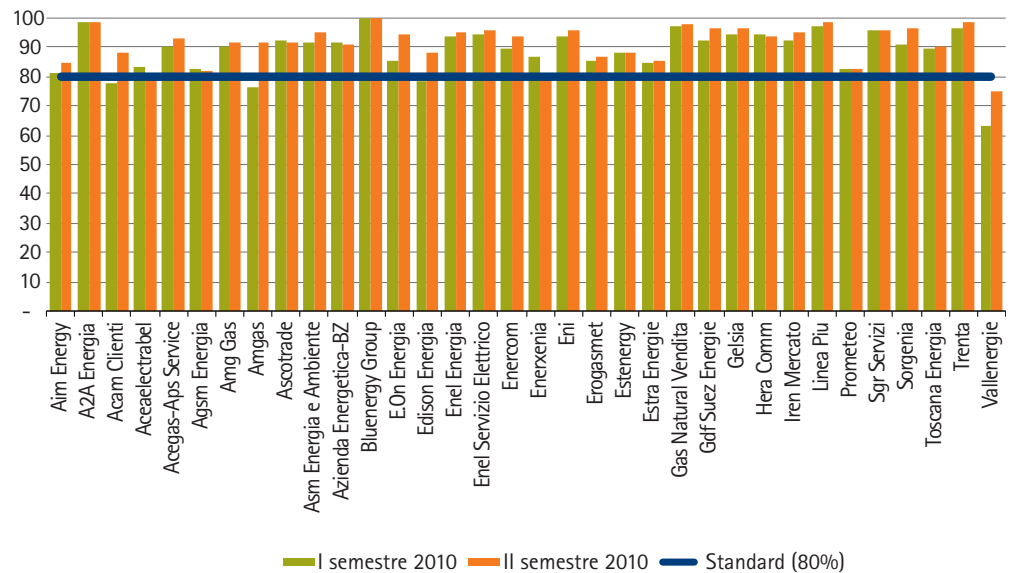
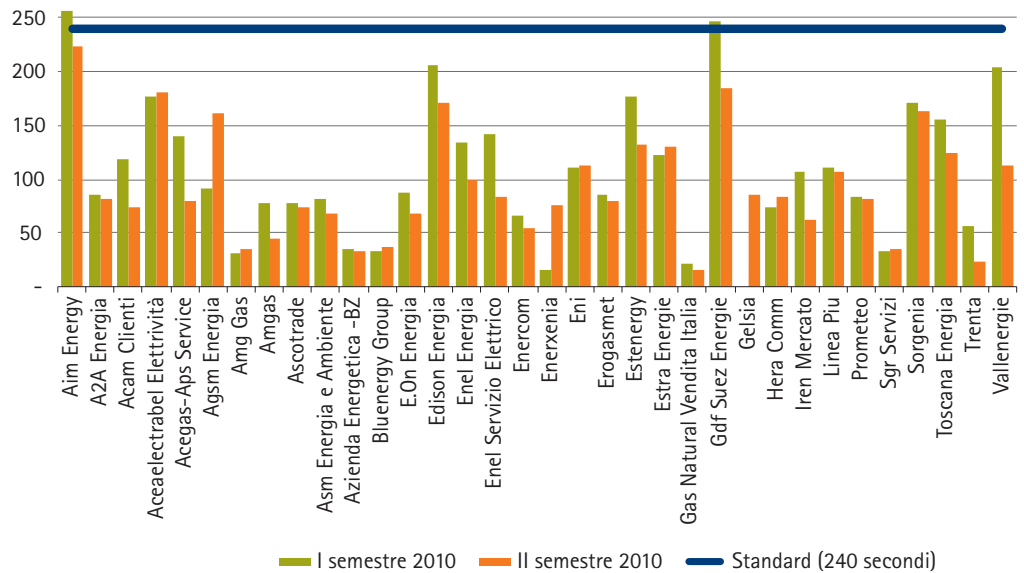


FIG. 3.21

Tempo medio di attesa dei servizi telefonici dei venditori di energia elettrica e gas con più di 100.000 clienti finali nel 2010



Dalla figura 3.20 emerge che nel secondo semestre 2010 tutti i venditori, eccetto uno (Vallenergie), hanno rispettato lo standard generale relativo al livello di servizio. Con riferimento al tempo medio di attesa, si riscontra il rispetto dello standard da parte di tutti gli operatori (Fig. 3.21). Più nello specifico va evidenziato come gli operatori interessati da un mancato rispetto nel I semestre 2010, abbiano invertito il trend nel semestre successivo.

Nel corso del 2010, nei mesi di maggio e novembre, per dare attuazione alla regolazione, sono state pubblicate sul sito internet dell'Autorità le graduatorie dei *call center*, così come previsto dal TIQV. Le graduatorie rappresentano la sintesi della verifica semestrale della regolazione, e sono strutturate sulla base di un punteggio globale denominato "IQT", calcolato sulla base di una serie di punteggi parziali assegnati ai singoli *call center*. In particolare, i punteggi parziali per il calcolo della graduatoria fanno riferimento ai seguenti aspetti del servizio:

- *accesso al servizio (PA)*: riguarda la disponibilità delle linee telefoniche, i periodi di accessibilità per le chiamate (ampiezza degli orari e numeri di giorni di apertura dei *call*

center), la gratuità delle chiamate anche dalla rete mobile;

- *qualità del servizio (PQ)*: valuta i tempi medi di attesa prima di riuscire a parlare con un operatore, la percentuale di chiamate con risposta di un operatore, la possibilità per il cliente di essere richiamato, la segnalazione del numero di chiamate che precedono in coda o del tempo stimato di attesa, la semplicità dell'albero di navigazione in fase di accesso, l'eventuale presenza di un portale internet, l'adozione di iniziative con le associazioni dei consumatori;
- *grado di soddisfazione dei clienti che si rivolgono ai call center (PSC)*: questo punteggio è ricavato da una indagine statistica che l'Autorità effettua semestralmente, e che consiste nel richiamare un campione di clienti di ogni impresa di vendita che ha telefonato ai *call center*, al fine di verificarne il livello di soddisfazione in relazione alle chiamate appena effettuate.

La graduatoria (Tav. 3.60) consente una valutazione comparativa dei servizi offerti dalle singole aziende di vendita e uno stimolo al miglioramento basato sulle performance delle stesse aziende.

TAV. 3.60

Graduatorie della qualità dei call center delle aziende di vendita di energia elettrica e gas nel I e nel II semestre 2010 (punteggio globale IQT)

POSIZIONE	I SEMESTRE 2010		II SEMESTRE 2010	
	VENDITORE	PUNTEGGIO FINALE IQT	VENDITORE	PUNTEGGIO FINALE IQT
1	Linea Più	98,3	Enel Servizio Elettrico	97,4
2	Eni	96,0	Enel Energia	95,0
3	Enel Energia	95,3	Eni	92,9
4	Hera Comm	91,3	Linea Più	92,3
5	A2A Energia	88,2	E.On Energia	88,2
6	Sgr Servizi	85,3	Trenta	84,1
7	Gas Natural Vendita Italia	81,5	Hera Comm	82,5
8	Enel Servizio Elettrico	81,2	A2A Energia	82,0
9	E.On Energia	80,5	Sgr Servizi	80,0
10	Trenta	77,5	Gas Natural Vendita Italia	75,9
11	Erogasmet Vendita - Vivigas	73,9	Toscana Energia Clienti	74,9
12	Sorgenia	73,7	Asm Energia E Ambiente	72,8
13	Amg Gas	72,9	Sorgenia	72,2
14	Estenergy	70,8	Erogasmet Vendita - Vivigas	70,1
15	Aceaelectrabel Elettricità	70,8	Aemme Linea Energie	69,5
16	Toscana Energia Clienti	69,2	Edison Energia	69,1
17	Asm Energia E Ambiente	68,4	Estenergy	68,4
18	Gdf Suez Energie	68,3	Gdf Suez Energie	68,1
19	Enercom	66,8	Amg Gas	67,9
20	Ascotrade	66,3	Enercom	67,7
21	Gelsia	63,7	Gelsia	67,4
22	Acegas-Aps Service	61,2	Aceaelectrabel Elettricità	66,9
23	Estra Energie	56,4	Iren Mercato	65,7
24	Amga Energia & Servizi	55,9	Aim Energy	61,5
25	Prometeo	54,4	Acegas-Aps Service	60,2
26	Edison Energia	54,2	Amgas Bari	60,1
27	Agsm Energia	50,4	Ascotrade	56,5
28	Acam Clienti	43,1	Prometeo	55,2
29	Aemme Linea Energie	-	Amga Energia & Servizi	55,1
30	Iren Mercato	-	Acam Clienti	53,5
31	Aim Energy	-	Estra Energie	48,0
32	Amgas Bari	-	Agsm Energia	46,3

Qualità del gas e sicurezza a valle dei punti di riconsegna del gas

Accertamenti della sicurezza degli impianti di utenza a gas

Nel periodo 1 ottobre 2009 – 30 settembre 2010, sesto anno di attuazione della delibera n. 40/04, il numero di impianti di utenza nuovi accertati diminuisce. In particolare calano sia il numero di accertamenti con esito positivo rispetto all'anno termico 2008-2009 (-10%), sia il numero di accertamenti con

esito negativo (-23%). Con il tempo le procedure introdotte con la delibera n. 40/04 sono, infatti, diventate una prassi consolidata, con un sempre crescente aumento della tutela dei consumatori.

Le tavole 3.61 e 3.62 danno conto degli accertamenti effettuati. La prima contiene gli accertamenti suddivisi per potenza termica.

TAV. 3.61

Riepilogo dei dati relativi alla delibera n. 40/04 comunicati dai distributori

Anno termico 2009-2010

TIPOLOGIA DELL'IMPIANTO DI UTENZA	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO POSITIVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO NEGATIVO	IMPIANTI CON PIÙ DI UN ACCERTAMENTO
≤ 34,8 kW	302.905	5.649	5.233
> 34,8 kW e ≤ 116 kW	42.227	908	867
> 116 kW	4.924	194	163
TOTALE	350.056	6.751	6.263

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

La tavola 3.62 suddivide gli accertamenti effettuati per tipologia dimensionale delle imprese distributrici. Sono messe in evidenza le richieste con accertamento positivo, le richieste con

accertamento negativo e gli impianti di utenza interessati da più di un accertamento.

TAV. 3.62

Riepilogo dei dati relativi alla delibera n. 40/04 comunicati dai distributori di gas in funzione della dimensione del distributore

DISTRIBUTORI	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO POSITIVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO NEGATIVO	IMPIANTI CON PIÙ DI UN ACCERTAMENTO
Grandi	277.961	5.004	3.623
Medi	60.045	1.578	1.817
Piccoli	12.050	169	823
TOTALE	350.056	6.751	6.263

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Qualità del trasporto

Con la delibera 6 settembre 2005, n. 185/05, e sue successive modifiche e integrazioni, l'Autorità ha introdotto le disposizioni cui ogni impresa di trasporto deve attenersi al fine di garantire un monitoraggio più puntuale della misura del PCS e delle caratteristiche chimico-fisiche del gas naturale fornito ai clienti finali. La delibera attribuisce all'impresa di trasporto la responsabilità della misura e del controllo dei parametri di qualità del gas, in modo che la misura sia affidabile e tempestiva, e stabilisce che gli apparati di misura siano resi accessibili per eventuali controlli da parte dell'Autorità; ciò vale anche per i proprietari dei sistemi di misura, nel caso essi siano diversi da un'impresa di trasporto. Nei punti di ingresso delle reti di trasporto il provvedimento prescrive la misura e il controllo del PCS e di altri parametri di qualità del gas, mentre all'interno delle reti di trasporto la delibera impone la misura del potere calorifico del gas tramite gascromatografi.

Sulla base dei dati comunicati dai trasportatori di gas naturale per l'anno termico 2009-2010, con riferimento allo stato di consistenza degli apparati, si rileva che risultano installati 250 gascromatografi, di cui 208 nei punti di misura di un'Area omogenea di prelievo (AOP) e 42 nei punti di ingresso della rete di trasporto. Per quanto concerne la proprietà degli apparati di misura, i dati indicano che 170 appartengono alle imprese di trasporto e 80 a terzi.

Assicurazione a favore dei clienti finali civili del gas

Dalla rilevazione statistica degli incidenti da gas combustibile, elaborata dal Comitato italiano gas (CIG) in ottemperanza alla

RQDG, per l'anno termico 2009-2010 risultano 72 sinistri a valle del punto di consegna, riconducibili alla definizione di cui alla delibera 25 maggio 2010, ARG/gas 79/10.

In ottemperanza all'art. 3 della medesima delibera, il CIG ha trasmesso all'Autorità, con riferimento all'anno termico concluso, un resoconto sintetico delle denunce di sinistro pervenute e dello stato delle procedure di risarcimento dall'1 ottobre 2009 al 30 settembre 2010. Nel corso del periodo sono stati chiusi 32 sinistri.

Rilevazione della soddisfazione dei clienti domestici

L'indagine effettuata dall'Istat per l'anno 2010 ha monitorato a livello regionale la soddisfazione relativamente agli aspetti oggetto di regolazione della qualità. In particolare, ha rilevato la soddisfazione inerente alla frequenza di lettura dei contatori, alla comprensibilità della bolletta e al giudizio in merito all'informazione sui servizi. L'Autorità e l'Istat hanno stipulato anche per gli anni 2010-2014 una convenzione finalizzata alla rilevazione della soddisfazione dell'utenza.

Nel 2010 il livello generale di soddisfazione rispetto all'anno precedente è lievemente diminuito (Tav. 3.63). Relativamente alla differenziazione della soddisfazione dal punto di vista geografico, si può osservare che il grado di soddisfazione del Nordest è lievemente aumentato.

Coerentemente a quanto osservato per la soddisfazione complessiva anche per i singoli fattori (frequenza lettura, comprensibilità bolletta, informazioni sul servizio) va evidenziata una generale diminuzione della soddisfazione (Tav. 3.64). In particolare si sottolinea una minor soddisfazione, rispetto al 2009, relativamente al fattore "Informazioni sul servizio".

TAV. 3.63

Soddisfazione complessiva per il servizio gas

Percentuali ottenute dai giudizi "molto soddisfatti" e "abbastanza soddisfatti"

ANNO	NORD-OVEST	NORD-EST	CENTRO	SUD	ISOLE	ITALIA
1998	94,9	94,5	94,3	94,5	89,6	94,5
1999	95,0	94,8	95,7	95,1	95,6	95,2
2000	94,6	94,0	94,9	94,9	91,5	94,5
2001	94,7	94,5	94,3	96,0	96,3	94,9
2002	95,4	93,1	95,0	94,0	94,6	94,6
2003	94,7	94,3	94,6	93,9	90,8	94,3
2005	94,7	92,3	92,9	92,5	95,3	93,4
2006	92,9	91,5	92,7	92,9	93,3	92,6
2007	94,2	91,1	93,7	94,0	93,4	93,4
2008	92,4	88,1	91,6	90,6	92,0	90,9
2009	91,9	89,3	92,6	92,6	92,2	91,7
2010	91,4	90,0	92,5	91,3	89,8	91,2

Fonte: Istat, *Indagine multiscopo*, anni 1998-2010.

ANNO	FREQUENZA LETTURA	COMPRESIBILITÀ BOLLETTA	INFORMAZIONI SUL SERVIZIO	SODDISFAZIONE GLOBALE
1998	86,1	80,2	79,4	94,5
1999	86,9	81,5	81,1	95,2
2000	85,7	79,6	79,5	94,5
2001	82,9	80,4	79,0	94,9
2002	82,4	78,4	77,3	94,6
2003	81,0	77,0	75,8	94,3
2005	78,5	74,4	72,9	93,4
2006	80,9	74,4	73,2	92,6
2007	82,0	75,2	74,8	93,4
2008	78,6	69,5	69,2	90,9
2009	79,0	71,2	71,4	91,7
2010	74,1	67,3	66,7	91,2

Fonte: Istat, *Indagine multiscopo*, anni 1998-2010.

TAV. 3.64

Soddisfazione globale e per i diversi aspetti del servizio gas

Percentuali ottenute dai giudizi "molto soddisfatti" e "abbastanza soddisfatti"

Autorità per l'energia elettrica e il gas

Relazione annuale sullo stato dei servizi
e sull'attività svolta

Redazione

Autorità per l'energia elettrica e il gas
Direzione strategie, studi
e documentazione
Piazza Cavour, 5 – 20121 Milano
Tel. 02655651
e-mail: info@autorita.energia.it

Allea S.r.l.

Progetto grafico e stampa

Imago Editrice S.r.l.



