

## 4. STRUTTURA DEI MERCATI E REGOLAZIONE DEL SETTORE DEL GAS NATURALE

### EVOLUZIONE DEL SETTORE

Nel giugno 2004 è giunta a conclusione l'indagine sullo stato della liberalizzazione del settore del gas naturale, condotta congiuntamente dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato (AGCM) e dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas. I risultati dell'indagine offrono uno spunto importante per compiere un primo bilancio dell'esperienza di liberalizzazione del mercato italiano del gas, a distanza di ormai quattro anni dall'avvio dell'esperimento di apertura del mercato alla concorrenza.

L'indagine evidenzia come l'Italia si sia distinta a livello europeo per l'implementazione di un quadro di regole più avanzato rispetto a quello adottato da altri paesi. Il recepimento della Direttiva europea 98/30/CE, mediante il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, ha portato a una configurazione del settore tale da anticipare i nuovi principi di liberalizzazione contenuti nella più recente Direttiva europea 2003/55/CE. Ciò vale in particolare per quanto riguarda i principi sia dell'*unbundling* fra attività monopolistiche e attività potenzialmente concorrenziali sia dell'accesso dei terzi alle infrastrutture essenziali. Si ricorda infatti che l'Italia ha scelto la separazione societaria fra attività di trasporto del gas e attività di vendita, rispetto al più debole principio di separazione contabile imposto dalla prima direttiva europea.

Attualmente il principio di separazione societaria costituisce un requisito inderogabile della nuova direttiva europea. Lo stesso dicasi per la scelta di implementare il principio dell'accesso dei terzi alla rete di trasporto mediante tariffe e condizioni regolate da un'Autorità indipendente, opzione che vede l'Italia già in regola con quanto disposto in materia dalla nuova direttiva. Nel caso dello stoccaggio di gas, le soluzioni adottate dal nostro paese sono di particolare avanguardia, traducendosi nella separazione societaria dalle attività di vendita e di trasporto e nell'applicazione di tariffe e condizioni di accesso sempre regolate da un'Autorità indipendente. In questo caso la nuova direttiva offre ancora ai paesi membri l'opzione tra accesso regolato e accesso negoziato agli impianti di stoccaggio, probabilmente sulla scorta del fatto che in linea di principio questa attività riveste lo *status* di *bottleneck facility*, duplicabile a certe condizioni da parte dei nuovi entranti. D'altra parte in Italia lo stoccaggio resta un monopolio di fatto e i nuovi entranti non hanno ancora avuto l'opportunità di investire in questo settore poiché non sono state ancora concluse le procedure di assegnazione delle concessioni relative ai nuovi depositi. Infine, anche nel caso della distribuzione di gas l'Italia si trova già in linea con le disposizioni previste dalla nuova direttiva, avendo scelto il principio della separazione societaria tra distribuzione e vendita al dettaglio (limitando la separazione contabile alle società minori) e applicando anche in

questo caso tariffe e condizioni di accesso regolate dall'Autorità.

D'altra parte l'indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione conclude che l'adozione di una regolamentazione avanzata è condizione necessaria ma non sufficiente per l'avvio di una vera e propria concorrenza nel mercato, tale da sganciare finalmente il prezzo del gas dal prezzo del petrolio e dei suoi derivati. Infatti, per quanto riguarda l'avvio della concorrenza e la riduzione dei prezzi finali, il bilancio dei primi quattro anni di liberalizzazione è senza dubbio deludente. A fronte del fatto che la società Eni S.p.A., principale produttore e importatore, evidenzia costi di approvvigionamento più bassi dei concorrenti e della riduzione delle tariffe regolate di trasporto e di stoccaggio da parte dell'Autorità, in Italia i prezzi del gas al netto delle imposte restano tra i più alti a livello europeo, sia per gli usi industriali sia per le grandi utenze civili. L'indagine dimostra che Eni, ex monopolista pubblico, continua a esercitare un forte potere di mercato nel settore, in veste di impresa dominante in tutti i segmenti della filiera del gas. Tale potere di mercato si esplica soprattutto mediante il controllo dell'attività di approvvigionamento di materia prima. Infatti Eni è praticamente monopolista nella produzione nazionale e in maniera diretta o indiretta continua a controllare il mercato delle importazioni di gas in Italia. A eccezione infatti dei quantitativi di gas importati indipendentemente in Italia da Enel S.p.A. e da Edison S.p.A., Eni importa direttamente il 62 per cento del gas immesso in rete dall'estero. Ma sono in ultima analisi riconducibili a Eni anche i quantitativi importati dalle società Plurigas S.p.A., Dalmine Energie S.p.A., Energia S.p.A. e ancora dalla stessa Edison, trattandosi di vendite di gas effettuate all'estero dall'impresa dominante ai suoi stessi concorrenti (cosiddette "vendite innovative"), a valere su contratti pluriennali già conclusi a suo tempo dall'operatore dominante con i produttori norvegesi. Tenuto conto di queste cessioni di gas effettuate da Eni alla frontiera, l'incidenza delle importazioni Eni sul totale sale al 72 per cento. Attraverso queste cessioni di gas all'estero Eni ha ridotto formalmente la sua quota di mercato nell'importazione, rispettando i tetti *antitrust* previsti dal decreto legislativo n. 164/00, ma con modalità tali da rendere tali soglie del tutto inefficaci in termini di promozione della concorrenza.

Da questo punto di vista emerge quindi un limite nella strategia di liberalizzazione seguita dall'Italia. L'indagine mette in luce, infatti, le difficoltà sperimentate dai nuovi entranti nel provvedere autonomamente all'importazione di gas, dal momento che Eni continua a vantare il controllo sui diritti di trasporto nell'ambito delle infrastrutture di importazione localizzate all'estero, che la stessa impresa dominante ha contribuito a costruire all'epoca del monopolio pubblico. Eni ha sfruttato tali diritti per saturare la capacità di importazione esistente proprio mediante le cessioni di gas a concorrenti prescelti, ai quali ha consentito congiuntamente anche il necessario vettoriamento all'estero. Perciò l'AGCM

aveva a suo tempo già ravvisato l'abuso di posizione dominante da parte dell'ex monopolista in seguito ai comportamenti strategici emergenti dalle "vendite innovative". Attualmente risulta pienamente utilizzata la capacità di trasporto sia ai punti di interconnessione della rete nazionale con il Nord Europa e l'Est europeo, sia nei metanodotti di adduzione delle importazioni, localizzati in Svizzera, Germania e Austria, tutti controllati da Eni a vario titolo.

Nei fatti la capacità di trasporto di queste infrastrutture è per la maggior parte destinata al soddisfacimento degli impegni legati ai contratti di importazione, gravati da clausole *take or pay*, sottoscritti da Eni appena prima dell'entrata in vigore della Direttiva europea 98/30/CE. In un'ottica di breve termine risulta difficoltoso anche l'utilizzo di capacità di trasporto marginali rese disponibili dalla flessibilità dei contratti di importazione sottoscritti da Eni, poiché l'assenza di una disciplina per l'accesso trasparente e non discriminatorio ai gasdotti internazionali rende difficile e oneroso l'accesso dei terzi a queste infrastrutture. Si pongono infatti sia problemi di asimmetria informativa, relativamente alle capacità effettivamente disponibili, sia problemi legati alle tariffe di utilizzo delle infrastrutture escluse dalla regolamentazione cui sono sottoposte le tariffe praticate dalla società Snam Rete Gas S.p.A. per il trasporto sulla rete nazionale. In seguito alla sentenza di abuso di posizione dominante, l'AGCM aveva imposto a Eni il potenziamento di queste infrastrutture al fine di rimuovere i "colli di bottiglia" all'importazione via metanodotto, almeno nel lungo periodo<sup>1</sup>. Da parte sua Eni ha scelto di rinviare nel tempo i suddetti potenziamenti, in relazione alla decisione di alcuni nuovi entranti di investire nella costruzione di nuovi terminali per la rigassificazione del gas liquefatto importato via nave, proprio per superare (con un'operazione di *by pass*) le barriere strutturali all'importazione via metanodotto. Secondo l'impresa dominante la duplice realizzazione di potenziamenti sulla rete internazionale e di nuovi terminali di GNL avrebbe consentito l'importazione in Italia di flussi di gas tali da provocare eccessi di offerta di dimensioni incompatibili con il rispetto degli obblighi *take or pay*, caratteristici dei contratti pluriennali di importazione, configurando una vera e propria "bolla di gas". In realtà l'indagine conoscitiva ha decisamente ridimensionato questi timori, evidenziando, al contrario, la possibilità che nel breve termine si manifesti invece un eccesso di domanda di gas e ricordando che eventuali surplus di offerta futuri sono una condizione necessaria per raggiungere sia l'obiettivo della sicurezza delle forniture, sia quello di una riduzione dei prezzi. La mancata ottemperanza di Eni agli obblighi di potenziamento delle infrastrutture si è tradotta in una multa di 4,5 milioni di euro comminata dall'AGCM e nell'imposizione parallela di un obbligo di cessione di gas ai concorrenti a condizioni stabilite dalla stessa AGCM (*gas release*)<sup>2</sup>.

1 AGCM, provvedimento n. 11421 del 21 novembre 2002.

2 AGCM, provvedimento n. 13644 del 7 ottobre 2004.

Anche la situazione delle importazioni provenienti dall'Africa risulta critica ai fini dello sviluppo della concorrenza. Nel punto di importazione localizzato in Sicilia, dove affluisce il gas proveniente dall'Algeria, esiste ancora capacità inutilizzata, ma persistono "colli di bottiglia" sul suolo tunisino: qui l'assenza di potenziamenti delle infrastrutture, controllate anche in questo caso dall'impresa dominante, impedisce ai concorrenti di Eni di provvedere ad approvvigionamenti indipendenti. Il mancato potenziamento della rete localizzata in Tunisia, pur a fronte di contratti di importazione conclusi da concorrenti di Eni, configura un ulteriore ostacolo all'incremento delle importazioni di gas in Italia e in Europa. Pertanto, anche in seguito alle conclusioni dell'indagine conoscitiva, AGCM nel gennaio 2005 ha aperto un'ulteriore istruttoria per abuso di posizione dominante "di carattere escludente" a carico di Eni, accusata di comportamenti strategici tendenti a monopolizzare il mercato delle importazioni di gas algerino. Nel corso del 2004 sono anche iniziate le importazioni di gas libico nel punto di importazione di Gela, ma anche in questo caso i flussi sono collegati a un metanodotto controllato da Eni, che ha già ceduto parte della capacità a concorrenti prescelti.

Ancora con riferimento alle infrastrutture di importazione, appartiene a Eni anche l'unico impianto di rigassificazione di GNL presente in Italia, a Panigaglia. Trattandosi di importazione di gas via nave, a differenza dei gasdotti, Eni può esercitare meno il proprio potere di controllo sui soggetti che, acquistando liberamente carichi di GNL da diversi paesi, chiedono l'accesso al terminale. Ma le richieste da parte degli operatori sono superiori alla capacità del terminale stesso. A seguito del contenzioso tra la spagnola Gas Natural e GNL Italia S.p.A. (società del gruppo Eni che gestisce il terminale), nel quale è intervenuta l'Autorità ordinando a GNL Italia di concedere l'accesso a Gas Natural per l'anno termico 2004-2005, sono state disposte condizioni per l'utilizzo del terminale che hanno consentito l'accesso a un maggior numero di utenti. Alla fine del 2004, inoltre, l'Autorità ha avviato una istruttoria conoscitiva sulle modalità con cui è stato gestito da GNL Italia il terminale di Panigaglia negli anni termici dal 2001 al 2004, nonché sul tema dell'approvvigionamento del GNL per il mercato nazionale.

La posizione che Eni riveste nel mercato di approvvigionamento del gas non ha sinora consentito il decollo della concorrenza nell'ambito del segmento della vendita all'ingrosso. Per quanto riguarda il segmento dei consumatori industriali l'indagine, oltre a rilevare l'elevato livello dei prezzi, evidenzia il vantaggio competitivo di Eni, che è in grado di offrire contratti a condizioni migliori dei nuovi entranti. Nell'ambito invece delle cessioni di gas alle imprese di vendita al dettaglio, i concorrenti di Eni si caratterizzano per offerte maggiormente convenienti rispetto all'impresa dominante. D'altra parte, come ricorda la stessa indagine, il

fatto che il gruppo Eni abbia deciso di riacquistare completamente la proprietà della società Italgas S.p.A. fa sì che il gruppo stesso disponga di uno sbocco interno per il metano destinato al mercato civile e possa quindi concentrare il maggior sforzo competitivo sul segmento degli usi industriali. Comunque, a distanza di quasi un anno e mezzo dalla completa apertura del mercato dal lato della domanda (gennaio 2003, ai sensi del decreto legislativo n. 164/00) il mercato all'ingrosso non evidenzia alcun fenomeno rilevante di competizione nei prezzi. L'indagine evidenzia che in un paese dominato dalle importazioni mediante contratti a lungo termine la liberalizzazione può produrre fenomeni di entrata senza concorrenza, se non vi è accesso a mercati centralizzati del gas dove procurarsi approvvigionamenti più convenienti e soprattutto più flessibili.

Le imprese che vendono gas sul mercato all'ingrosso devono onorare ingenti impegni finanziari, in forza delle clausole *take or pay* che caratterizzano i contratti di importazione, di conseguenza non hanno convenienza ad "aggregare" i concorrenti per conquistare ulteriori quote di mercato a colpi di ribassi dei prezzi. Poiché i loro costi fissi sono elevati ma i costi marginali tendono a zero una concorrenza di questo tipo sarebbe rovinosa poiché rischierebbe di ridurre i ricavi di vendita a livelli tali da escludere la copertura dei costi fissi. In Italia molto spesso l'entrata sul mercato è avvenuta attraverso l'acquisizione di imprese di distribuzione e di vendita, oppure si sono costituite società per l'importazione e la vendita del gas che fanno capo a imprese locali di vendita storicamente presenti sui mercati finali. Le imprese possono quindi massimizzare i profitti segmentando i mercati finali di sbocco del loro gas ove continuano a comportarsi da monopolisti, poiché anticipano credibilmente che nessun concorrente avrà convenienza ad "aggregarle" e a "innescare la miccia" della concorrenza dei prezzi.

Nel corso del 2004 si è manifestata un'eccezione a questo scenario, legata alla politica più aggressiva di Enel in alcune città già servite da altri concorrenti dell'impresa dominante. D'altro canto Enel è un operatore particolare, poiché continua a disporre di una larga parte del mercato finale vincolato dell'elettricità consumata dalle famiglie e può quindi sfruttare tale posizione per entrare sul mercato del gas, dove invece la liberalizzazione è già stata completata.

I risultati dell'indagine congiunta hanno portato le due Autorità a formulare una serie di proposte per incentivare lo sviluppo della concorrenza nel mercato italiano del gas naturale, riducendo in vario modo il peso dell'operatore dominante. Le proposte principali riguardano: lo sviluppo della capacità di importazione, la separazione proprietaria della rete nazionale di trasporto e degli impianti di stoccaggio e, infine, la creazione di un mercato centralizzato per gli scambi di gas dotato di ampia liquidità.

Lo sviluppo della capacità di importazione richiede sia la realizzazione delle opere

di potenziamento dei gasdotti internazionali da parte di Eni, come richiesto in maniera reiterata anche dall'AGCM, sia la costruzione di nuovi terminali di rigassificazione di GNL, che consentano importazioni svincolate dall'operatore dominante (i progetti in stadio più avanzato sono presso Brindisi e al largo di Rovigo). In merito alla separazione proprietaria occorre ricordare che l'esperienza dei primi anni di liberalizzazione ha dimostrato che la separazione societaria è ancora insufficiente riguardo al raggiungimento dell'obiettivo della piena neutralità delle attività di rete e di stoccaggio del gas rispetto a quelle di approvvigionamento e vendita su mercati potenzialmente concorrenziali. Occorre portare il processo di separazione alle sue estreme conseguenze al fine di promuovere la concorrenza nel settore, e ciò significa realizzare la piena separazione proprietaria fra le società che gestiscono le infrastrutture essenziali e quelle impegnate nell'approvvigionamento e nella vendita di gas. La necessità di tale provvedimento, realizzabile solo attraverso norme primarie, è stata ricordata dall'Autorità mediante la Segnalazione al Parlamento e al Governo del 27 gennaio 2005. Se infatti l'obiettivo di non discriminazione fra imprese utilizzatrici delle infrastrutture di rete e dello stoccaggio può essere raggiunto mediante la realizzazione del principio del libero accesso dei terzi, garantito da tariffe e condizioni di accesso regolate da un'Autorità indipendente, così non è per altre decisioni discrezionali che investono, in primo luogo, la scelta di concorrere all'infrastrutturazione del paese attraverso la realizzazione di terminali di rigassificazione e di nuovi metanodotti d'importazione e, in secondo luogo, la gestione della rete di trasporto in alta e media pressione e lo stoccaggio in giacimenti esauriti. Ci si riferisce, in particolare, alle decisioni di investimento che in ultima analisi spettano, naturalmente, a chi detiene la proprietà delle imprese. Infatti, tenuto conto che Eni rappresenta l'impresa dominante sia nell'approvvigionamento sia nella vendita di gas, potrà ottenere margini di profitto elevati attraverso l'esercizio del potere di mercato nell'ambito di tali fasi (non regolate), come è del resto documentato nell'indagine congiunta. Tale esercizio prevede tipicamente il contenimento dell'offerta sia di materia prima sia di servizi accessori alla sua vendita (trasporto e stoccaggio).

La congestione riguardante le infrastrutture determina così scarsità di offerta di gas naturale di provenienza non-Eni e quindi scarsità di offerta *tout court*, almeno sino a quando saranno vigenti i tetti *antitrust* che impediscono all'operatore dominante di espandere la sua quota di mercato. Poiché la rimozione della scarsità di offerta non è nell'interesse dell'impresa dominante, lo sviluppo delle infrastrutture essenziali del sistema gas Italia è destinato a essere condizionato in senso restrittivo dall'esercizio dei diritti di proprietà di Eni sui tratti esteri dei metanodotti di importazione, su Snam Rete Gas e su Stogit S.p.A. Poiché per questioni di sovranità nazionale e di asimmetrie nei processi di liberalizzazione

non è possibile incidere sulla proprietà dei tratti esteri di metanodotto, diventa tanto più urgente e rilevante influire su quella delle infrastrutture essenziali situate nel territorio italiano. La separazione proprietaria potrà garantire la piena indipendenza delle scelte di investimento di Snam Rete Gas e di Stogit, orientandole verso opzioni neutrali rispetto alle strategie di qualunque operatore impegnato nell'approvvigionamento e nella vendita, nonché basate sulla massimizzazione del profitto derivante dal trasporto e dallo stoccaggio di gas.

La completa indipendenza delle decisioni discrezionali di investimento può essere realizzata solo con la cessione completa della quota di proprietà Eni nell'ambito delle infrastrutture di trasporto (Snam Rete Gas) e di stoccaggio (Stogit): è noto infatti che attraverso meccanismi resi possibili dalle scelte di *corporate governance*, anche la gestione di partecipazioni di minoranza può consentire il controllo della società, sebbene l'ultima direttiva europea sulla liberalizzazione del mercato del gas richieda che proprio attraverso le scelte di *corporate governance* si realizzi l'indipendenza fra infrastrutture essenziali e imprese impegnate nelle fasi competitive.

Vale poi la pena di sottolineare le differenze fra il caso della trasmissione e del trasporto e quello dello stoccaggio. Nel caso di Stogit, la cessione di partecipazioni Eni è tanto più rilevante quando si pensi che tale società opera oggi in monopolio di fatto e controlla quindi la principale fonte di modulazione dell'offerta di gas per tutte le imprese concorrenti di Eni, che può invece avvalersi di maggiori flessibilità garantite dall'ampio portafoglio di contratti di importazione, e ricorrere ai servizi di Stogit solo in maniera residuale. Inoltre, con la legge 23 agosto 2004, n. 239, sul riordino del settore energetico, è stato garantito a Stogit il rinnovo delle concessioni in scadenza per almeno 20 anni, per cui il potere di mercato nell'offerta di stoccaggio è destinato a procrastinarsi ancora molto a lungo, tenuto conto che il Ministero delle attività produttive non ha ancora completato l'*iter* di assegnazione di ulteriori concessioni di stoccaggio ai nuovi entranti che le hanno richieste.

Solo con l'uscita di Eni dal capitale di Snam Rete Gas e di Stogit potrà prendere forma un vero e proprio ISO (*Independent System Operator*), che riunisca le infrastrutture essenziali necessarie alle imprese per competere nella compravendita di gas a condizioni eque e non discriminatorie, nonché orienti le decisioni di investimento nell'interesse dello sviluppo del sistema gas Italia, e quindi dell'economia nazionale. Un simile orientamento può essere, per esempio, ravvisabile nella proposta di avviare un *hub* nazionale che diventi il fulcro per gli scambi di gas tra il Nord e il Sud dell'Europa, trasformando l'Italia da paese importatore a paese di transito dei flussi di gas destinati all'esportazione.

Non vi è infatti liberalizzazione completa e *gas to gas competition* senza la creazione di un mercato centralizzato per gli scambi di materia prima che superi

la logica attuale degli scambi bilaterali e della segmentazione dei mercati locali di vendita, funzionale alla ripartizione del mercato ma non alla discesa dei prezzi. Quest'ultima richiede, oltre alla formazione di un fisiologico eccesso di capacità e di materia prima, anche la modifica dei meccanismi concorrenziali del settore, che presiedono appunto ai meccanismi di formazione dei prezzi. In un mercato centralizzato maturo il prezzo fluttua in base all'andamento della domanda e dell'offerta di gas disponibile. Affinché tale mercato si sviluppi occorre però un parallelo incremento della liquidità, che attualmente scarseggia poiché il gas viene prevalentemente scambiato sulla base di contratti bilaterali di lungo termine con prezzi parzialmente ancorati a quelli del greggio e dei suoi derivati. Nel lungo termine la creazione di un *hub* fisico per l'importazione e l'esportazione di gas al centro della pianura padana e collegato ai giacimenti di stoccaggio potrebbe attirare liquidità di ampie dimensioni e tali da operare la reale trasformazione del mercato italiano del gas, ampliando i quantitativi scambiati a prezzi indipendenti dal potere di mercato dell'operatore dominante.

## Domanda e offerta nel 2004

L'evoluzione del settore del gas nell'anno 2004 appena descritta è sinteticamente riflessa nel bilancio degli operatori, riportato nella tavola 4.1. Come negli anni passati la struttura del bilancio è stata scelta con il fine di evidenziare le caratteristiche preminenti dell'attività delle diverse categorie di operatori nei principali comparti della filiera: dagli approvvigionamenti di gas, ai trasferimenti interni alle vendite sul mercato finale.

Diversamente dal settore elettrico, nel quale i produttori giocano un ruolo determinante per gli approvvigionamenti di energia, nel settore del gas il baricentro del settore è molto più spostato verso l'importazione che copre l'84 per cento delle risorse disponibili (contro il 15 per cento per l'elettricità). Questo si riflette in un accresciuto ruolo di *trader* e grossisti che svolgono sia attività di compravendita sul mercato all'ingrosso, sia attività di vendita sul mercato finale. Inoltre, nel settore del gas l'eredità del precedente sistema di distribuzione locale si manifesta in una tendenza verso la specializzazione degli operatori, la cui attività si concentra quasi esclusivamente sul mercato delle vendite finali prevalentemente a mezzo delle reti di distribuzione locale.

L'evoluzione del sistema negli ultimi due anni ha pertanto reso opportuna l'elaborazione del bilancio distinguendo tra "venditori", che rivendono la maggioranza del gas acquistato sul mercato finale, e "grossisti" che vendono sia ad altri operatori, sia direttamente al mercato finale. Per la ripartizione tra le due categorie di operatore è stata fissata una soglia del 95 per cento delle vendite sul

TAV. 4.1 BILANCIO DEL GAS NEL 2004

G(m<sup>3</sup>)

	GROSSISTI				VENDITORI			TOTALE
	ENI	> 10 G(m <sup>3</sup> )	1 - 10 G(m <sup>3</sup> )	< 1 G(m <sup>3</sup> )	> 1 G(m <sup>3</sup> )	0,1 - 1 G(m <sup>3</sup> )	< 0,1 G(m <sup>3</sup> )	
<b>Produzione nazionale netta</b>	<b>10,8</b>	<b>0,0</b>	<b>1,3</b>	<b>0,6</b>	<b>0,0</b>	<b>0,3</b>	<b>0,0</b>	<b>13,0</b>
<b>Importazioni nette<sup>(A)</sup></b>	<b>41,6</b>	<b>9,4</b>	<b>12,1</b>	<b>3,1</b>	<b>0,1</b>	<b>0,9</b>	<b>0,0</b>	<b>67,2</b>
Di cui vendite Eni alla frontiera	0,0	0,0	5,2	1,3	0,0	0,0	0,2	6,7
<b>Prelievi netti da stoccaggi</b>	<b>0,9</b>	<b>-0,1</b>	<b>-0,4</b>	<b>-0,3</b>	<b>0,1</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,1</b>
- stoccaggi al 31 dicembre 2003	2,8	0,6	1,0	0,3	0,1	0,0	0,0	4,7
- stoccaggi al 31 dicembre 2004	1,9	0,7	1,4	0,6	0,0	0,0	0,0	4,6
<b>Acquisti da operatori nazionali</b>	<b>0,3</b>	<b>7,1</b>	<b>8,5</b>	<b>4,0</b>	<b>15,8</b>	<b>12,1</b>	<b>4,8</b>	<b>52,8</b>
Da Eni	0,0	6,2	3,8	1,3	9,2	6,8	2,7	30,1
Da Enel	0,0	0,0	0,5	0,1	5,3	0,9	0,0	6,8
Da Edison	0,0	0,7	1,2	0,4	0,0	1,8	0,5	4,6
Da altri	0,3	0,2	2,9	2,2	1,4	2,6	1,6	11,3
<b>Cessioni ad altri operatori</b>	<b>22,9</b>	<b>6,9</b>	<b>10,7</b>	<b>7,1</b>	<b>0,2</b>	<b>0,1</b>	<b>0,0</b>	<b>48,0</b>
<b>Trasferimenti netti</b>	<b>-23,8</b>	<b>-0,4</b>	<b>-5,6</b>	<b>-0,9</b>	<b>14,0</b>	<b>11,9</b>	<b>4,8</b>	<b>0,0</b>
<b>Consumi e perdite<sup>(B)</sup></b>	<b>0,4</b>	<b>0,1</b>	<b>0,2</b>	<b>0,1</b>	<b>0,1</b>	<b>0,1</b>	<b>0,0</b>	<b>1,0</b>
<b>Vendite e consumi</b>	<b>29,1</b>	<b>8,7</b>	<b>7,2</b>	<b>2,4</b>	<b>14,1</b>	<b>13,1</b>	<b>4,8</b>	<b>79,3</b>
Generazione elettrica	17,0	8,7	5,3	0,0	0,4	0,5	0,1	32,1
Domestico, commercio e industria	12,1	0,0	1,9	2,3	13,7	12,6	4,7	47,2
Mercato tutelato	0,0	0,0	0,5	0,9	10,3	8,1	3,4	23,3
< 5.000 m <sup>3</sup>	0,0	0,0	0,3	0,6	7,0	5,8	2,3	16,0
5-200.000 m <sup>3</sup>	0,0	0,0	0,1	0,3	3,1	2,2	0,9	6,8
> 200.000 m <sup>3</sup>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,1	0,1	0,5
Mercato libero	12,1	0,0	1,4	1,4	3,4	4,5	1,3	24,0
< 5.000 m <sup>3</sup>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,3	0,5
5-200.000 m <sup>3</sup>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,4	0,3	1,0
> 200.000 m <sup>3</sup>	12,0	0,0	1,4	1,3	3,2	3,8	0,7	22,5

(A) Le importazioni sono al netto dei transiti (Geoplin).

(B) Consumi e perdite stimati in base alla produzione e importazione, allo stoccaggio e agli acquisti interni.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori (i dati possono differire da quelli presentati in altre tabelle per la diversa origine).

mercato finale, che riflette un normale ricorso ad attività di bilanciamento e scambio. Nel settore del gas, molto più che nel settore elettrico, alcune importanti società grossiste sono legate a una pluralità di società di vendita controllate da soggetti diversi: ciò rende difficoltosa l'identificazione di gruppi di imprese. Peraltro una segmentazione per gruppi di proprietà è complicata anche dai rivolgimenti proprietari avvenuti e tuttora in atto. Ai fini del monitoraggio dell'evoluzione del mercato continua invece ad avere molta importanza il taglio per dimensione delle imprese.

Le categorie dimensionali evidenziate si riferiscono alle vendite complessive di singole società sia sul mercato all'ingrosso, sia sul mercato finale. Nel 2004, oltre a Eni Divisione Gas & Power, solo Enel Trade ha avuto vendite complessive maggiori di 10 miliardi di m<sup>3</sup>. Le vendite del gruppo Edison superavano questa soglia solo aggregando le vendite sul mercato finale di Edison Energia S.p.A. Pertanto, con il criterio prescelto, Edison è stata inclusa nella categoria successiva assieme a Plurigas, Energia, Blumet S.p.A., Aem Trading S.r.L. e Blu Gas. Tutti gli altri grossisti hanno avuto vendite complessive inferiori a un miliardo di metri cubi. Solo quattro operatori, qualificati come venditori (specificamente Italgas Più, Enel Gas, Hera Comm e Aem Energia S.p.A.) hanno avuto vendite sul mercato finale superiori a un miliardo di metri cubi.

Il forte aumento dei fabbisogni nazionali di gas nel 2004 e degli autoconsumi nella generazione elettrica assieme all'ulteriore calo della produzione ha permesso all'Eni di rispettare i tetti alle immissioni senza la necessità di ricorrere ad aumenti nelle vendite di gas alla frontiera, rispetto al 2003. Il bilancio evidenzia il ruolo marginale svolto dai venditori nell'approvvigionamento di gas e anche nella modulazione stagionale che questi operatori quasi esclusivamente demandano ai grossisti dai quali acquistano la materia prima. In linea con la classificazione descritta, sono anche marginali i quantitativi di gas che questi operatori cedono ad altri operatori, mentre sono evidentemente importanti gli acquisti dai grossisti, di cui la parte prevalente (quasi il 60 per cento) viene fornita da Eni. Non si è ritenuto utile evidenziare nell'ambito degli acquisti e delle cessioni il ruolo svolto dal PSV il quale, in assenza dell'anonimato assicurato da una borsa effettiva, rimane un mercato bilaterale di scambio, seppure con il forte vantaggio della flessibilità rispetto ai normali contratti bilaterali.

Il bilancio evidenzia come la maggior parte del gas approvvigionato dai grossisti è destinato al mercato della generazione elettrica, con la notevole eccezione della categoria minore che non ha praticamente forniture a questo settore di consumo finale. Analogamente le forniture dei venditori ai generatori di elettricità sono limitate ad appena il 3 per cento delle vendite totali. Nel complesso, il 62 per cento delle vendite a prezzi di mercato viene assicurato dai grossisti. Di questo una parte assolutamente marginale è rivolta ai clienti finali minori con

consumi inferiori a 200.000 m<sup>3</sup>/anno. Viceversa, solo il 15 per cento delle forniture a prezzi di mercato dei venditori è rivolto a questa tipologia di clienti finali. Risulta evidente dal bilancio la specializzazione dei venditori (ma anche dei grossisti minori) nelle forniture a clienti del mercato tutelato che hanno scelto le tariffe di riferimento approvate dall'Autorità.

## APPROVVIGIONAMENTO: PRODUZIONE NAZIONALE E IMPORTAZIONI

### Struttura dell'*upstream*

#### Produzione nazionale

Nessuna novità si evidenzia sul fronte della produzione nazionale: continua il *trend* fortemente decrescente già rilevato negli scorsi anni.

Nel 2004 la produzione nazionale ha subito un ulteriore decremento, pari al 6,5 per cento rispetto al 2003, attestandosi a 13 miliardi di metri cubi, a conferma del dato prospettato dal Ministero delle attività produttive nella sua previsione di produzione sino al 2010 (si veda la *Relazione Annuale* dello scorso anno).

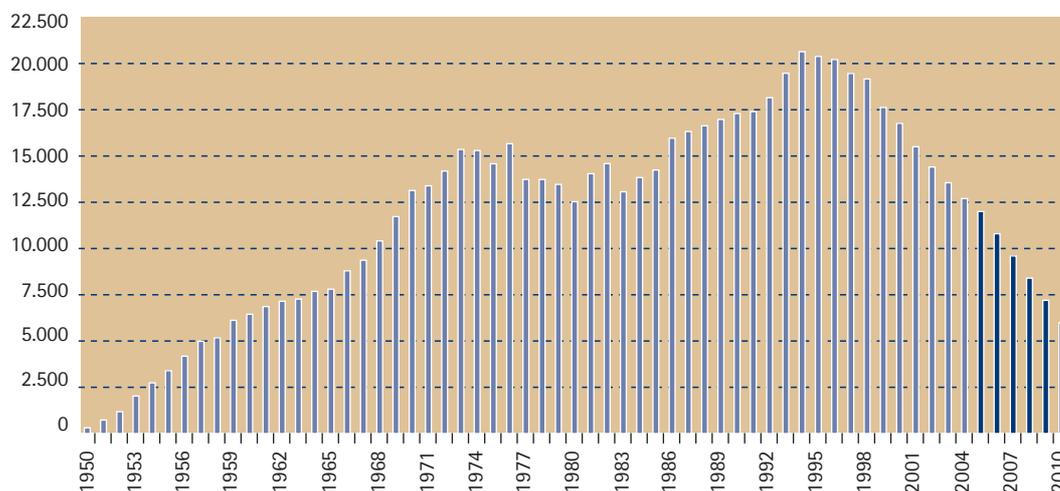
Nel corso degli ultimi tre anni, la quota di gas nazionale sul totale dei consumi è diminuita in media di due punti percentuali ogni anno, superando di poco quest'anno il 16 per cento sul totale dei consumi, rispetto al 18 per cento a cui si era attestata lo scorso anno: una riduzione rapida se si pensa che nel 2001 la produzione rappresentava ancora il 24 per cento dei consumi in Italia.

Che la produzione nazionale continui a ridursi con lo stesso andamento, lo conferma la figura 4.1, dove è evidente la drastica caduta della curva a partire dal 1999, dopo il picco produttivo raggiunto nei primi anni Novanta.

#### Crisi dell'*upstream* in Italia

Alla riduzione nella produzione di gas, in parte dovuta all'esaurimento delle riserve e in parte alle scelte di ottimizzazione dell'operatore dominante, non si sostituisce lo sfruttamento di nuovi campi, che pure esistono nel nostro paese. Le criticità dei settori dell'esplorazione e della produzione, illustrate anche nelle scorse *Relazioni Annuali*, sono da ricercare principalmente nelle complessità burocratiche che si devono affrontare per ottenere l'autorizzazione allo sfruttamento di nuovi giacimenti (il processo autorizzativo è complesso e lungo), ulteriormente complicate dal decentramento dallo Stato alle Regioni, con il conseguente aumento del cosiddetto *time to market*, ossia del tempo intercorrente fra l'inizio dell'esplorazione e, in caso di scoperta commerciale, l'inizio della produzione. Secondo l'Associazione Assomineraria, il decentramento Stato-Regioni avrebbe aumentato i tempi medi da 90 a oltre 130 mesi,

FIG. 4.1 **ANDAMENTO DELLA PRODUZIONE NAZIONALE DI GAS NATURALE DAL 1950**  
M(m<sup>3</sup>); valori storici dal 1950 al 2003; preconsuntivo 2004 e previsioni dal 2005 al 2010



Fonte: Ministero delle attività produttive.

con un rialzo dei costi pari a circa il 20 per cento. D'altra parte il problema autorizzativo non può essere aggirato: la peculiarità principale delle attività minerarie è proprio la loro "non delocalizzazione", che invece può avvenire per la realizzazione di altri generi di impianti industriali.

Le problematiche connesse con il settore della produzione degli idrocarburi (petrolio e gas) hanno prodotto, nel complesso, un sostanziale declino della attività di esplorazione (10 pozzi nel 2003, contro 126 nel 1986), l'abbandono dell'esplorazione in Italia della maggior parte delle società straniere e la loro assenza dall'attività produttiva, nonché il rallentamento o il blocco di molti progetti d'investimento. Peraltro, gli operatori del settore se da un lato segnalano la possibilità di un ulteriore sviluppo della produzione, indicando come cospicue le riserve certe ancora da produrre (pari a 190 miliardi di metri cubi di gas), dall'altro paventano che le previsioni di produzione nazionale di gas e di olio per i prossimi anni seguiranno il *trend* di naturale declino dei giacimenti attualmente in coltivazione, laddove gli investimenti di E&P si mantenessero agli attuali livelli.

#### Legge n. 239/04 e il rilancio dell'*upstream*

Un possibile mutamento di tendenza potrebbe venire dalla nuova normativa. La legge n. 239/04 in merito all'E&P prevede novità quali:

- l'inserimento della valorizzazione delle risorse nazionali di idrocarburi tra gli obiettivi di politica energetica del paese;
- l'introduzione di un nuovo sistema procedurale semplificato per le istanze di

- permesso di ricerca e di concessione di coltivazione di idrocarburi;
- l'avvio di un *iter*, tramite delega al Governo, per l'adozione di un Testo unico in materia di idrocarburi, documento che permetterebbe di razionalizzare e semplificare una normativa ancora frammentaria.

Accanto all'introduzione di questi nuovi strumenti, nuovi impulsi al settore dell'*upstream* in Italia potrebbero essere favoriti da misure atte ad attrarre nel settore nuovi potenziali investitori, comprese piccole compagnie indipendenti interessate alla valorizzazione di piccoli giacimenti o di code di produzione, come sta già accadendo nelle aree mature di Regno Unito e Stati Uniti d'America, oltre che dall'avvio di un programma strategico di ricerca e di innovazione tecnologica per le imprese del settore petrolifero italiano.

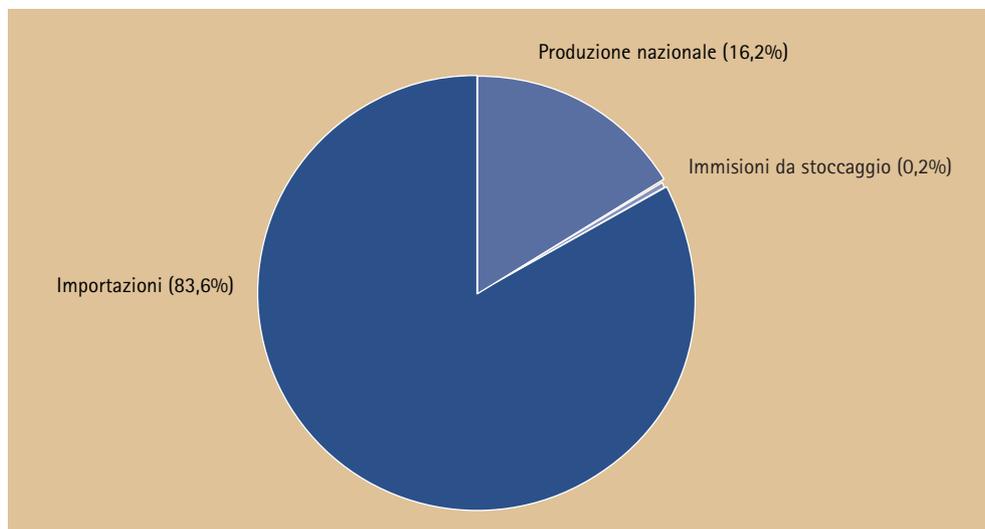
## Importazioni

L'Italia si conferma dunque come paese nettamente importatore di gas. Nel 2004 le importazioni sono aumentate dell'8,2 per cento rispetto al 2003, coprendo complessivamente quasi l'84 per cento dei consumi (Fig. 4.2).

Come nello scorso anno, la ripartizione delle importazioni in base alla provenienza (Fig. 4.3), evidenzia che la quota maggiore di gas di importazione, quest'anno pari a circa il 36,5 per cento del totale, entra in Italia attraverso i punti della rete nazionale di Tarvisio, al confine con il gasdotto austriaco TAG, e Gorizia: si tratta principalmente del gas proveniente dalla Russia. Risale all'inizio del 2004 il *build up* dell'ultimo dei contratti stipulati dall'Eni con la russa Gazprom.

FIG. 4.2 IMMISSIONI IN RETE NEL 2004

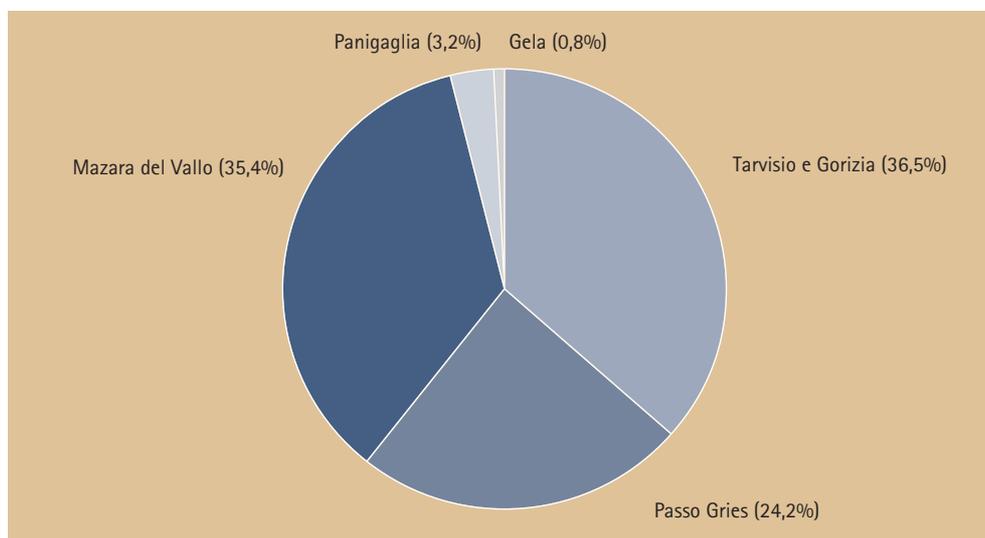
Valori percentuali



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Ministero delle attività produttive.

FIG. 4.3 IMPORTAZIONI DI GAS NEL 2004 SECONDO LA PROVENIENZA

Valori percentuali



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Ministero delle attività produttive.

Alle importazioni dalla Russia seguono, con una quota del 35,4 per cento, le importazioni provenienti dall'Algeria (giacimento di Hassi R'Mel), che sino a qualche anno fa costituivano la principale fonte di approvvigionamento per il sistema gas nazionale. Il gas algerino, tramite il sistema di gasdotti TTPC (attraverso la Tunisia) e Transmed, giunge in Italia in corrispondenza di Mazara del Vallo, in Sicilia.

Principalmente proveniente dall'Algeria (cioè dai terminali di liquefazione di Skikda, Arzew e Bethouia, dislocati sulla costa algerina) è anche il gas che giunge, trasportato via nave come GNL, presso il terminale di rigassificazione di Panigaglia in Liguria, dove viene rigassificato e immesso in rete. Tale gas ha rappresentato nel 2004 poco più del 3 per cento del totale importato, contro il 5,6 per cento dello scorso anno. Il decremento è dovuto sostanzialmente a un incidente occorso presso il terminale algerino di Skikda, all'inizio del 2004, a seguito del quale le quantità di gas contrattualizzate presso il terminale di Panigaglia sono state ridotte; inoltre tra settembre e ottobre 2004 gli impianti di Panigaglia si sono fermati per manutenzione.

Restano pari allo scorso anno (24 per cento), le importazioni che arrivano nella rete nazionale presso il punto di Passo Gries, al confine con la Svizzera: il gas che arriva presso questo punto, tramite i sistemi di gasdotti internazionali Transgas (in Svizzera) e TENP (attraverso la Germania), proviene principalmente dai Paesi Bassi, e in minor quota da altre produzioni intracomunitarie e dalla Nor-

FIG. 4.4 PUNTI DI IMPORTAZIONE DELLA RETE NAZIONALE DEI GASDOTTI



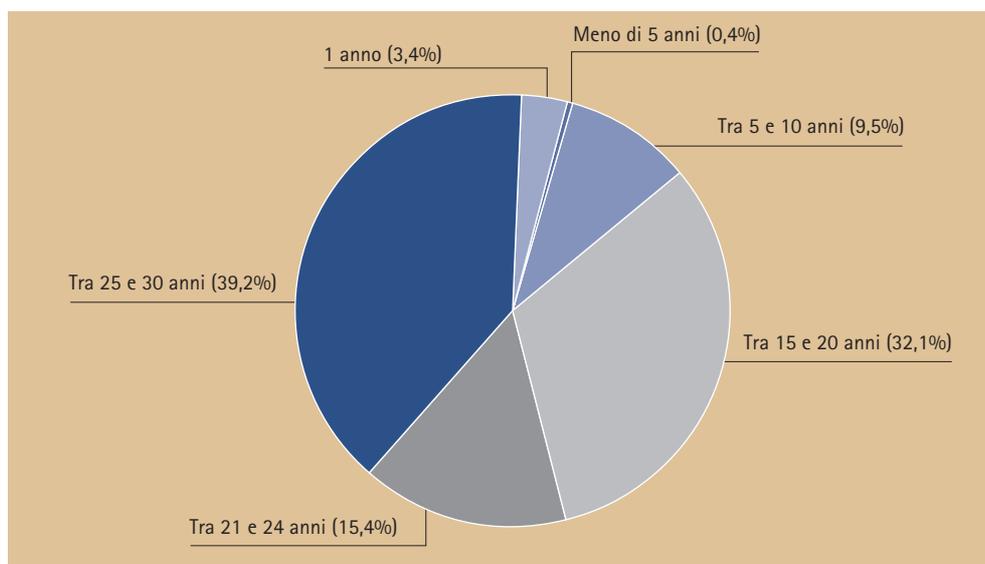
Fonte: Snam Rete Gas.

vegia (produzioni in *offshore* del Mare del Nord).

Infine, a partire dall'ultimo trimestre del 2004, l'Italia importa gas anche dalla Libia: tale gas, che rappresenta in questa fase iniziale poco meno dell'1 per cento del totale importato, giunge in Italia attraverso il Greenstream, sistema che collega le produzioni libiche alla rete nazionale presso il punto entrata della rete ubicato a Gela, in Sicilia.

Passando a un'analisi dell'attività dell'importazione di gas dal punto di vista dei relativi contratti di importazione vigenti nell'anno termico 2004-2005 (ossia dall'ottobre 2004 al settembre 2005), secondo la durata intera (Fig. 4.5), anche quest'anno si conferma la preponderanza dei contratti pluriennali di durata anche trentennale (oltre il 39 per cento dei volumi contrattualizzati con riferimento all'anno termico in corso). Si tratta di alcuni tra i contratti Eni stipulati prima dell'emanazione della Direttiva europea 98/30/CE. Seguono i contratti sino a 20 anni (ancora quasi del tutto contratti ante direttiva), e poi i contratti tra i 21 e i 24 anni. Quest'ultima classe ha avuto un incremento quest'anno, comprendendo i contratti relativi alla neo attivata importazione dalla Libia, attualmente in fase iniziale di *build up*: i contratti stipulati per l'acquisto delle produzioni libiche hanno durata ultra ventennale.

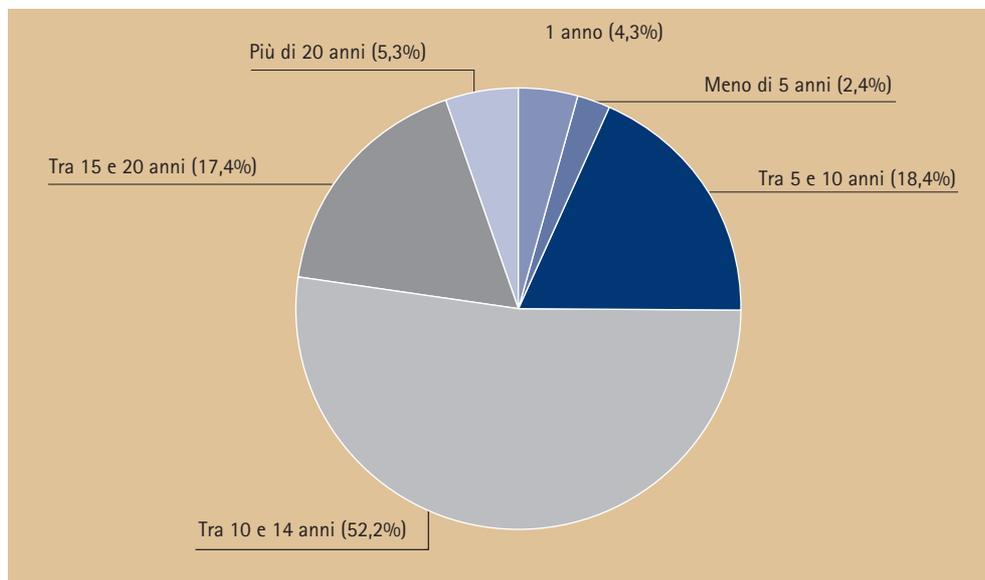
FIG. 4.5 STRUTTURA DEI CONTRATTI (ANNUALI E PLURIENNALI) ATTIVI NELL'ANNO TERMICO 2004-2005, SECONDO LA DURATA INTERA



Tra gli acquirenti delle produzioni libiche (produzioni Agip North Africa B.V.) e tra i nuovi contratti stipulati quest'anno, non figura Eni: si ricorda infatti che sino al 2010 il principale importatore nazionale è soggetto al rispetto dei tetti *antitrust* stabiliti dal decreto legislativo n. 164/00, per cui deve costantemente ridurre ogni anno di due punti percentuali le proprie immissioni (da produzione nazionale e da importazione) rispetto alle immissioni totali nel sistema. O almeno così avrebbe dovuto. L'indagine congiunta ha infatti dimostrato che ricorrendo alle cosiddette "vendite innovative", l'Eni ha potuto eludere i citati tetti *antitrust* (si veda il riquadro).

L'analisi non include gli accordi per nuove importazioni dall'Algeria, che preve-

FIG. 4.6 STRUTTURA DEI CONTRATTI (ANNUALI E PLURIENNALI)  
ATTIVI NELL'ANNO TERMICO 2004-2005, SECONDO LA DURATA RESIDUA



devano il loro *build up* tra il 2006 e il 2007 in corrispondenza della realizzazione del potenziamento del tratto tunisino del Transmed (si veda più avanti). Considerando il peso dei medesimi contratti secondo la durata residua (Fig. 4.6), si conferma preponderante l'incidenza dei contratti di durata ultra decennale con riferimento ai volumi di gas contrattualizzati per l'approvvigionamento dell'anno termico in corso (circa il 70 per cento sino a 20 anni residui): i contratti poc'anzi citati ante direttiva si trovano rappresentati in queste classi. I contratti annuali e infra annuali (contratti *spot*) sono sensibilmente aumentati rispetto allo scorso anno, rappresentando circa il 4 per cento contro l'1 per cento dell'anno passato. Tale aumento è dovuto non solo al maggior numero e all'entità dei contratti annuali, ma anche al fatto che rientrano quest'anno in tale classe pure contratti pluriennali ormai prossimi alla scadenza (non sono compresi tra i dati considerati in figura i carichi *spot* di GNL rigassificati e immessi in rete nel punto di entrata della rete presso Panigaglia).

A marzo 2005, con riferimento all'anno termico in corso 2004-2005, risultano complessivamente 26 importatori di gas nel sistema nazionale (ove per "importatore" si intende il soggetto che ai fini degli obblighi doganali è titolare del gas alla frontiera italiana): 26 a Passo Gries, 13 a Tarvisio e Gorizia, 4 a Mazara del Vallo, 3 a Gela e 4 a Panigaglia. Il numero degli importatori è in lieve aumento rispetto allo scorso anno termico (24 soggetti importatori).

### **Conclusioni dell'indagine congiunta circa la fase di approvvigionamento Eni e l'elusione dei tetti *antitrust***

*Nel 2001, in previsione dell'applicazione dei tetti citati, l'incumbent ha sottoscritto con alcuni operatori, liberamente scelti dallo stesso, contratti per quantità e tempi utili a consentirgli di rispettare le disposizioni del decreto. L'indagine ha rivelato volumi e durata di tali contratti, definiti appunto "vendite innovative": Edison ha comprato da Eni circa 1,5 miliardi di metri cubi/anno di gas norvegese; anche Plurigas e Dalmine Energie hanno in essere un contratto take or pay con Eni sino al 2011 per quantità di gas pari rispettivamente a circa 3 miliardi e a 600 milioni di metri cubi. Energia infine, ha sottoscritto con Eni un contratto "ponte" per gas norvegese sino al 2005, anno in cui prende avvio la fornitura di gas libico.*

*Questi contratti pluriennali sono la risultante di iniziative intraprese da Eni per il rispetto dei tetti imposti dalla legge. Non si tratta infatti di progetti indipendenti messi in campo da effettivi concorrenti di Eni, bensì di "clienti-concorrenti" dell'operatore dominante, gravati in partenza, dall'esistenza di un mark up rispetto al costo di importazione sopportato da Eni.*

*L'indagine ha evidenziato che anche l'importazione di gas libico, da parte di Edison (per 4 miliardi di metri cubi), Energia e Gaz de France (per 2 miliardi di metri cubi ciascuno), è una operazione controllata ancora dall'operatore dominante, in quanto fornitore del gas in territorio libico (tramite la controllata Eni North Africa BV), nonché proprietario dell'infrastruttura di trasporto di collegamento con l'Italia (Greenstream).*

*Eni ha sicuramente agito in maniera opportunistica in risposta alle imposizioni previste dall'art. 19 del decreto legislativo n. 164/00, finalizzate alla limitazione della presenza dell'operatore dominante, vanificando nei fatti la ratio della norma. Il suo obiettivo è stato quello di mantenere il controllo dei flussi di gas immesso sul territorio nazionale, nonostante il divieto formale a superare certi tetti percentuali. Il comportamento di Eni è stato peraltro facilitato da una lacuna normativa nel decreto legislativo n. 164/00, circa le modalità di cessione delle quote di immissioni.*

*L'indagine ha quindi constatato il permanere di una inconfutabile posizione dominante di Eni nell'approvvigionamento di gas (importazioni e produzione nazionale) in grado di condizionare fortemente l'esito del mercato, in quanto:*

- *i contratti take or pay ante direttiva di Eni, grazie ai meccanismi di build up crescenti nel tempo, hanno consentito (e consentiranno ancora) a Eni di continuare a occupare quote dell'incremento annuo di domanda di gas;*
- *il numero di importatori, sebbene in progressivo aumento dal 2001, a eccezio-*

ne di Enel e, parzialmente, di Edison, è stato "guidato" dall'operatore dominante, sia nella dimensione sia nel costo della materia prima dei nuovi entranti ("vendite innovative" e gas libico);

- la produzione nazionale, ancorché in forte declino, continua a essere quasi integralmente nelle mani dell'operatore dominante, che può usare strategicamente i volumi prodotti come ulteriore flessibilità, in termini sia di quantità, sia di prezzo di approvvigionamento;
- Eni controlla tutte le infrastrutture internazionali di importazione di gas in Italia, ed è dunque in grado di condizionare le importazioni attuali e future (tramite la possibilità di decidere tempi ed entità dei potenziamenti; esemplare al riguardo la decisione assunta unilateralmente da Eni di rinviare i potenziamenti del TAG e del TTPC sulla base di proprie valutazioni).

Le due Autorità hanno ribadito la necessità di trovare, tramite accordi ad hoc tra Stati e Commissione europea (o tra singoli Stati), modalità condivise per garantire accessi a condizioni trasparenti e non discriminatorie a flussi di gas in concorrenza tra loro.

La conseguenza della posizione dominante dell'Eni nell'approvvigionamento, del controllo delle infrastrutture di trasporto internazionali e della scelta delle modalità di cessione del gas per il rispetto dei tetti antitrust, è il costo di approvvigionamento del gas minore dei concorrenti.

### Eni e il controllo delle infrastrutture di importazione

Nell'indagine sono indicate le quote di proprietà e i diritti che Eni vanta sulle infrastrutture di importazione in territorio estero. Tali informazioni, utili a rendere più chiaramente l'idea del controllo operato da Eni sull'approvvigionamento tramite tali infrastrutture, sono riassunte nella tavola che segue.

#### SISTEMA INTERNAZIONALE DI INFRASTRUTTURE INTERCONNESSO CON IL SISTEMA DI GASDOTTI NAZIONALE

GASDOTTO	TERRITORIO	PROPRIETÀ	GESTIONE / DIRITTO D'USO O DI TRASPORTO	NOTE
TAG	Il sistema TAG attraversa l'Austria dalla località di Baumgarten, nei pressi del confine tra l'Austria e la Repubblica Slovacca, fino a Tarvisio, per l'importazione di gas proveniente dalla Russia	OMV	TAG GmbH (Trans Austria Gasleitung GmbH)	TAG GmbH, partecipata da Eni (89%) e da OMV Erdgas GmbH (11%), è titolare dei diritti esclusivi d'uso sul sistema TAG, sulla base di un contratto d'uso sottoscritto con il proprietario dell'infrastruttura OMV e svolge attività di gestione e manutenzione del gasdotto.

continua

SEGUE

TENP	Il sistema TENP attraversa la Germania dalla località di Bocholtz, al confine con l'Olanda, alla località svizzera di Wallbach, nei pressi del confine svizzero-tedesco, per l'importazione di gas olandese	TENP GmbH	n.d.	Società in <i>joint venture</i> con Ruhrgas, partecipata da Eni al 49%. Su gestione e diritti d'uso del gasdotto è in corso un progetto di ristrutturazione societaria
TRANSITGAS	Il sistema Transitgas attraversa il territorio svizzero dalla località di Wallbach fino alla località di Passo Gries e si connette con il sistema TENP, per l'importazione di gas olandese, e con la rete di trasporto proveniente dalla Francia, per l'importazione di gas norvegese	TRANSITGAS	n.d.	Società in <i>joint venture</i> con Swissgas, partecipata da Eni al 46%. Su gestione e diritti d'uso del gasdotto è in corso un progetto di ristrutturazione societaria
TTPC	Il sistema TTPC attraversa il territorio tunisino dalla località di Oued Saf Saf sino alla frontiera con l'Algeria (località di Cap Bon) e arriva nel Canale di Sicilia, per l'importazione di gas algerino	SOTUGAT	TTPC (Trans Tunisia Pipeline Co.)	Scogot (società controllata da Eni) ha realizzato l'infrastruttura e ne ha ceduto la proprietà alla società Sotugat, di proprietà dello Stato tunisino. La società TTPC, controllata al 100% da Eni, è titolare sino al 2019 del diritto esclusivo di trasporto del sistema TTPC
TMPC	Il sistema TMPC attraversa il Canale di Sicilia da Cap Bon a Mazara del Vallo e connette il sistema TTPC con il sistema italiano per l'importazione di gas algerino	TMPC	TMPC (Trans Mediterranean Pipeline Co.)	TMPC è partecipata con quote paritetiche da Eni e Sonatrach
GREENSTREAM	Gasdotto di collegamento Libia-Italia	ENI	n.d.	
<b>PROGETTI DI NUOVI GASDOTTI</b>				
IGI	Interconnector Italia-Grecia			
GALSI	Gasdotto Algeria-Sardegna-Europa			

Un'idea dello sviluppo dell'attività dell'importazione in Italia può anche essere fornita dal numero di richieste di autorizzazione (presentate dagli operatori ai fini dell'importazione da paesi extra Unione europea) e di comunicazioni di importazione (relativamente al gas di origine intracomunitario) pervenute al Ministero delle attività produttive a marzo 2005 (Tav. 4.2).

Nel periodo maggio 2000 – febbraio 2004 si è registrato un progressivo aumento dei soggetti che hanno richiesto l'autorizzazione per (o hanno comunicato l'intenzione di) importare gas naturale, anche se occorre precisare che i dati relativi alle istanze di autorizzazione all'importazione non indicano l'effettiva

TAV. 4.2 **AUTORIZZAZIONI E COMUNICAZIONI PER IMPORTAZIONE PRESENTATE NEL PERIODO 2000-MARZO 2005**

Autorizzazioni presentate al Ministero delle attività produttive ai sensi dell'art. 3, comma 9, del decreto legislativo n. 164/00

IMPORTAZIONI	N. AUTORIZZAZIONI	N. SOGGETTI AUTORIZZATI
pluriennali extra UE	36	18
pluriennali extra UE – istruttorie in corso <sup>(A)</sup>	25	18
spot extra UE	34	16
Pluriennali/spot UE	128 (comunicazioni)	-

(A) Di tali istanze, le 13 più recenti (a partire dal 2004) sono in corso di valutazione, le altre (2001-2003) sono da considerare pratiche da archiviare.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Ministero delle attività produttive.

presenza di operatori nella fase di importazione di gas ma, più semplicemente, l'avvenuto espletamento delle formalità amministrative preliminari allo svolgimento dell'attività di importazione di gas naturale (disposizioni del decreto legislativo n. 164/00). Come evidenziato nell'indagine congiunta, l'ottenimento dell'autorizzazione da parte del Ministero delle attività produttive, soprattutto nel caso di importazioni pluriennali di gas proveniente da paesi extra europei, non comporta automaticamente l'effettuazione dell'importazione. Delle 36 istanze per l'importazione pluriennali da paesi non appartenenti all'Unione europea che risultano essere state autorizzate dal Ministero delle attività produttive e rilasciate a 18 soggetti, sono poche (15) quelle che hanno sino a ora determinato effettive importazioni di gas sul territorio nazionale. Tra queste sono comprese le autorizzazioni relative agli acquisti di gas norvegese di proprietà di Eni effettuati al confine tra Francia e Germania dalle società Dalmine Energie, Energia ed Edison (“vendite innovative”), nonché le autorizzazioni a importare il gas libico, la recente nuova fonte di approvvigionamento. Tra le restanti, 8 si riferiscono a importazioni e non sono ancora attive, altrettante sono in realtà modifiche di autorizzazioni già concesse, per estensione dei termini temporali o incremento o modifica delle quantità contrattuali o, infine, per modifica della ragione sociale dell'operatore titolare dell'autorizzazione (per esempio, trasferimento delle autorizzazioni di Edison Gas S.p.A. a Edison).

Le autorizzazioni riguardano insomma nuovi investimenti nell'attività di approvvigionamento successivi all'entrata in vigore del decreto legislativo n. 164/00 (maggio 2000). Non compaiono nel novero di queste autorizzazioni le importazioni di gas che si riferiscono a contratti *take or pay* di importazione sottoscritti prima dell'entrata in vigore della Direttiva 98/30/CE da parte di Eni e, in misura minore, da Enel ed Edison; queste importazioni, ai sensi del mede-

simo decreto, erano infatti soggette solo a comunicazione, con evidenza di alcuni dati contrattuali (volumi, durata del contratto, punto di consegna, controparte contrattuale) al Ministero delle attività produttive e all'Autorità.

Tra le autorizzazioni relative a importazioni non ancora attive vi sono, invece, le importazioni di GNL, la cui effettiva realizzazione è vincolata alla costruzione dei terminali di rigassificazione di Brindisi e di Rovigo, e gli impegni di acquisto delle produzioni algerine in vista del potenziamento del gasdotto tunisino (si veda in proposito quanto già illustrato sul contenzioso presso il sistema TTPC).

Per quanto riguarda le 34 istanze presentate per importazioni *spot* da paesi extra Unione europea, alcune sono state autorizzate per silenzio-assenso, altre sono in fase istruttoria, altre ancora non hanno dato luogo ad autorizzazione in quanto riguardano il GNL e fanno riferimento a periodi dell'anno fuori dalla punta stagionale e pertanto non necessitano di autorizzazione ai sensi del decreto legislativo n. 164/00. Relativamente alle 128 comunicazioni di importazione di gas da paesi comunitari pervenute al Ministero delle attività produttive al marzo 2005 si tratta, con alcune eccezioni (5), di acquisti di piccole quantità di tipo *spot* (annuali o infra-annuali).

#### Sviluppo delle infrastrutture di importazione

Le prospettive di sviluppo del sistema nazionale per l'approvvigionamento di gas in termini di capacità di trasporto di nuova realizzazione, calcolabili in base ai potenziamenti programmati e alle possibilità prospettate dalle opere attualmente in via di studio, attraggono un'attenzione sempre crescente da parte degli operatori: società estere si affacciano sul mercato italiano e mostrano un notevole interesse, in particolare, verso le possibilità di realizzazione di infrastrutture per la rigassificazione di GNL (si veda più oltre).

Per quanto riguarda invece nuovi gasdotti, è opportuno richiamare i progetti che riguardano il sistema Italia inseriti tra i TEN-E, i progetti che la Commissione europea definisce di prioritaria realizzazione in Europa.

Tra questi si trovano il Galsi e l'IGI, oltre al potenziamento dei gasdotti di importazione TAG e TTPC. Più in dettaglio:

- è stato avviato lo studio di fattibilità per il Galsi, il metanodotto che dall'Algeria attraverso la Sardegna dovrebbe raggiungere le coste toscane (realizzando nel contempo la metanizzazione della Sardegna, sino a ora esclusa dal sistema gas);
- è stato avviato anche lo studio di fattibilità del progetto per il gasdotto Grecia-Italia, finanziato al 50 per cento dalla Commissione europea nell'ambito del regolamento *Trans European Network*. Questo *interconnector* dovrebbe collegarsi al sistema Grecia-Turchia, realizzando la metanizzazione diffusa della Grecia e nel contempo connettendosi con il Blue Stream per le produzioni nell'area del mar Caspio;

- è stato completato il *Greenstream* per le importazioni dalla Libia, sebbene attivato ancora per capacità ridotte. A regime, la fase di *build up* dovrebbe terminare all'inizio del 2006, la capacità massima annuale sarà di 8 G(m<sup>3</sup>);
- è stata confermata la realizzazione del potenziamento del tratto austriaco del metanodotto TAG di importazione dalla Russia, sebbene in misura ridotta rispetto alle capacità previste negli scorsi anni. La realizzazione del potenziamento è stata messa in forse più volte da Eni, che l'ha condizionata, nei tempi e nell'entità del potenziamento, ai lavori per la realizzazione dei terminali di rigassificazione di GNL in fase di progettazione in Italia (si veda il riquadro sui risultati dell'indagine dell'Autorità *antritrust* Eni-Blugas).

Il recente accordo con la Commissione europea per l'abolizione delle clausole di destinazione nei contratti tra Gazprom e l'austriaca Omv, sulla falsariga dell'intesa raggiunta nel 2003 tra lo stesso gruppo russo ed Eni, ha però fornito un'ulteriore spinta verso la realizzazione del potenziamento del TAG. Omv, che a seguito dell'accordo sarà libera di rivendere il gas acquistato al di fuori del territorio austriaco, ha accettato di aumentare la capacità di trasporto del TAG verso l'Italia, migliorandone anche le condizioni di accesso ai terzi.

Recentemente un impegno di Eni ha previsto, in sostituzione dei potenziamenti proposti dalla stessa Eni all'AGCM (vedi riquadro), un incremento complessivo tra il TAG e il tratto tunisino del gasdotto di importazione dall'Algeria (TTPC) di circa 6,5/7 G(m<sup>3</sup>)/a da realizzare entro il 2007; la quota di capacità che residua dai precedenti impegni di Eni sia sul TAG sia sul TTPC sarà realizzata nel 2011-2012. Per quanto riguarda il potenziamento del TTPC infine, progetto al centro di un complesso contenzioso tra Eni, TTPC, Sonatrach e relativi governi, l'AGCM ha aperto una indagine riguardo a quanto avvenuto nel 2002 (si veda il riquadro).

#### **"Clausole sospensive" per il potenziamento dei gasdotti internazionali controllati da Eni: misure e indagini dell'AGCM**

##### **Le misure a conclusione dell'indagine Eni-Blugas**

*A seguito di una segnalazione avanzata da un importatore, che lamentava l'impossibilità dell'accesso alle infrastrutture internazionali collegate al mercato italiano, l'AGCM (provvedimento n. 11421/02) ha accertato l'abuso di posizione dominante esercitato da Eni; esso consisteva nell'aver venduto all'estero a operatori italiani volumi di gas provenienti dai propri contratti take or pay ("vendite innovative"), in misura tale sia da garantire almeno sino al 2007 la copertura di tutta la quota residua appannaggio di terzi operatori fissata dal decreto legislativo n. 164/00, sia da limitare l'accesso a operatori indipendenti da essa per l'approvvigionamento.*

*Conseguentemente ha imposto a Eni la presentazione di misure atte a rimediare al comportamento tenuto, che prevedono:*

- *la messa a disposizione di terzi, sui gasdotti esteri Transitgas e TAG, di capacità continua di trasporto di gas disponibile;*
- *la conferma del potenziamento del gasdotto TAG per 6,5 miliardi di metri cubi l'anno secondo quanto concordato con la Commissione europea con l'impegno del 31 luglio 2003;*
- *la messa a disposizione sul mercato secondario della capacità di trasporto sul sistema TAG correlata ai volumi di gas venduti tra Austria e Germania in base a un ulteriore impegno assunto con la Commissione europea il 31 luglio 2003 e relativo alla vendita al confine tra Austria e Repubblica Slovacca di volumi di gas acquistati dalla Russia per un quinquennio;*
- *l'impegno a effettuare il potenziamento del TTPC, per 6,5 miliardi di metri cubi di gas l'anno. Su questo punto Eni tuttavia ha previsto di ritardare la realizzazione del potenziamento dall'anno termico 2007-2008 al 2012-2013 in caso di realizzazione entro il 2005 di uno dei terminali di rigassificazione di GNL di Brindisi o di Rovigo;*
- *infine, l'impegno, per quattro anni dal 2004, a cedere un volume annuale pari a 2,3 miliardi di metri cubi di gas naturale (in totale 9,2 miliardi di metri cubi sull'intero periodo) già sdoganato, da allocare al punto di ingresso di Tarvisio, a prezzo e condizioni specificati e non discriminatori (gas release).*

*Le misure indicate sono in fase di applicazione (in particolare, lo scorso settembre è stata effettuata la prima operazione di gas release presso Tarvisio). AGCM ha comunque sanzionato l'Eni per il ritardo con cui tali misure sono state presentate, rispetto ai termini previsti dalla legge (90 giorni dall'emanazione del provvedimento).*

#### **L'indagine sul TTPC (provvedimento dell'AGCM n. 13986, del 27 gennaio 2005)**

*Nel corso del 2002, la società TTPC aveva prospettato un potenziamento di circa 6,5 miliardi di metri cubi l'anno di gas da realizzare entro il 2007. A questa proposta erano seguite numerose richieste e una prima procedura di allocazione effettuata dalla TTPC con la sottoscrizione di contratti di trasporto. Essi, tuttavia, prevedevano "condizioni sospensive" al loro avvio, che l'AGCM ha giudicato dipendenti dalla volontà della controllante Eni e, più precisamente, legate a sue valutazioni strategiche circa l'evoluzione del mercato. Secondo Eni, la realizzazione di nuovi terminali di GNL in Italia e, contestualmente, il potenziamento dei gasdotti*

*di importazione esistenti avrebbero delineato una situazione di grave eccesso di offerta, tale da farla incorrere nel rischio take or pay per i contratti in corso. Più specificamente, TTPC manteneva l'impegno a potenziare il gasdotto per l'anno termico 2007-2008, con la possibilità di posporre tale potenziamento all'1 ottobre 2012 laddove, a giugno 2005, almeno un terminale per la rigassificazione di GNL fosse stato in fase di realizzazione.*

*Si osserva peraltro a tal proposito che l'indagine congiunta svolta dall'Autorità insieme all'AGCM, ha dimostrato che, pur ipotizzando una certa contemporaneità nei nuovi investimenti in infrastrutture di importazione (sia via tubo sia via GNL), il fenomeno dell'eccesso di offerta di gas a medio termine paventato da Eni (la cosiddetta "bolla") debba essere fortemente ridimensionato. Al contrario, dall'esame dei più probabili scenari di andamento futuro di domanda e offerta di gas, l'indagine ha mostrato la necessità di incentivare decisioni di investimento in nuove infrastrutture di importazione di gas nel contesto italiano.*

*L'AGCM ha valutato che il comportamento di Eni, tramite la sua controllata TTPC, integra un abuso di posizione dominante, in quanto idoneo a incidere sul commercio tra Stati membri, dal momento che qualsiasi impresa europea potrebbe decidere di acquistare gas in Algeria e trasportarlo in Italia (dunque in territorio comunitario).*

*Inoltre, la limitazione sulle fonti di approvvigionamento messa in atto da Eni, sebbene sul territorio extra comunitario, si potrebbe ripercuotere su tutta la struttura dei gasdotti europei dai quali proviene il gas per l'Italia, alterando, pertanto, la concorrenza sul territorio comunitario e impedendo la creazione di un mercato degli scambi intracomunitari di gas naturale.*

## Azioni dell'Autorità nella promozione della concorrenza nell'offerta di gas

Tra gli strumenti a disposizione dell'Autorità per promuovere la concorrenza nell'offerta di gas vi sono la definizione di condizioni che rendano accessibili ed efficienti i servizi di trasporto e stoccaggio, nonché interventi di stimolo alla creazione di nuove infrastrutture d'importazione.

Il quadro normativo per quanto riguarda l'attività di trasporto, predisposto dalle delibere 30 maggio 2001, n. 120 e 17 luglio 2002, n. 137, completato poi nel 2003 con l'approvazione dei Codici di rete, è stato nel corso dell'anno opportunamente integrato dall'Autorità con interventi miranti alla tutela di specifici profili di clientela e al completamento di alcune disposizioni volte a promuovere la concorrenza nel settore. Gli interventi riguardano la disciplina di avviamento del servizio di trasporto, nei casi di realizzazione di nuovi punti di riconsegna o di potenziamenti rilevanti della capacità di trasporto di punti di riconsegna già

esistenti, nonché l'applicazione di speciali corrispettivi unitari di capacità per il servizio di trasporto nel caso di prelievi concentrati in periodi fuori punta (descritti più avanti nel paragrafo dedicato alla regolamentazione economico-tecnica dell'attività di trasporto).

Le disposizioni ai fini della promozione della concorrenza riguardano inoltre un ulteriore passo compiuto sul fronte del mercato regolamentato delle capacità e del gas, istituito con l'art. 13 della delibera n. 137/02 e strutturato con la delibera 26 febbraio 2004, n. 22.

**Mercato regolamentato delle capacità e del gas: gli ulteriori passi dell'Autorità (delibera n. 180/04)**

Con la delibera n. 22/04 l'Autorità ha delineato un percorso di interventi regolatori, articolato in quattro passaggi, finalizzato alla graduale istituzione di un mercato centralizzato del gas e delle capacità.

Il primo di tali interventi, realizzato nell'ambito della stessa delibera n. 22/04, prevedeva l'introduzione di procedure che, attraverso una piattaforma informatica, consentissero la cessione e lo scambio di capacità di trasporto e di gas naturale immesso nella rete nazionale di gasdotti sulla base di accordi bilaterali fra utenti e in conformità con i criteri di bilanciamento del servizio di trasporto definiti dalla delibera n. 137/02. La piattaforma informatica utilizzata a tal fine è quella predisposta da Snam Rete Gas per le transazioni di capacità (bacheca elettronica per le transazioni di capacità tra gli utenti del sistema di trasporto), e di gas (Punto di scambio virtuale, o PSV). Nato quindi come supporto tecnico offerto da Snam Rete Gas per gli scambi e le cessioni di gas immesso in rete tra gli operatori, il PSV dall'1 ottobre 2003 consente agli utenti della rete di trasporto di effettuare transazioni bilaterali su base giornaliera ai fini del proprio bilanciamento. L'Autorità ha attribuito al PSV la qualifica di mercato regolamentato delle capacità e del gas.

Riconoscendo inoltre la necessità di sviluppare ulteriori funzionalità rispetto a quelle previste inizialmente dal sistema predisposto da Snam Rete Gas, allo scopo di offrire elementi aggiuntivi di flessibilità a disposizione degli utenti del sistema di trasporto per ottimizzarne il bilanciamento, l'Autorità ha previsto (delibera n. 22/04) e attuato (delibera 14 ottobre 2004, n. 180):

- la possibilità di concludere e registrare transazioni di gas naturale con un anticipo di trenta giorni rispetto alla data nella quale vengono contabilizzate ai fini del bilanciamento, nonché la possibilità di concludere e registrare transazioni di gas naturale nello stesso giorno in cui esse vengono contabilizzate, allo scopo di permettere agli utenti di correggere nel giorno in corso situazioni di disequilibrio non previste;
- la possibilità di effettuare cessioni e scambi di capacità di trasporto, per periodi minimi di un giorno, presso i punti di entrata alla rete nazionale di

gasdotti interconnessi con l'estero o con terminali di rigassificazione di GNL (in precedenza il Codice di rete prevedeva la possibilità di cessione solo su base mensile).

Tali nuove disposizioni sono in vigore dall'ottobre 2004: l'Autorità aveva previsto nella stessa delibera n. 22/04 un margine di tempo per consentire all'impresa di trasporto di adeguare i propri strumenti informativi.

L'assetto così disposto dall'Autorità consente di rendere compatibili i tempi di cessione delle capacità con i tempi con i quali è consentito lo scambio di gas immesso in rete. La delibera n. 180/04 ha disposto contestualmente modifiche del Codice di rete Snam Rete Gas atte a recepire le nuove disposizioni. I dati riguardanti l'utilizzo del PSV da parte degli operatori sono illustrati in dettaglio nel paragrafo relativo all'organizzazione dell'attività di trasporto.

Ai sensi della delibera n. 22/04, inoltre, l'Autorità ha approvato e pubblicato sul proprio sito Internet il manuale per l'utilizzo del PSV e il contratto che Snam Rete Gas predispone per gli utenti per l'utilizzo dello stesso. A seguito dell'aggiornamento dei citati manuale e contratto da parte dell'impresa di trasporto, l'Autorità, con la delibera 18 aprile 2005, n. 68, ha disposto la pubblicazione dei nuovi documenti sul proprio sito Internet.

Restano allo studio degli Uffici due degli ulteriori *step* previsti dalla delibera n. 22/04, per i quali l'Autorità ha avviato un processo di consultazione, ossia:

- la definizione di contratti standard per gli scambi bilaterali di gas e capacità (tali contratti sarebbero utili a promuovere la liquidità del mercato, facilitando la conclusione di transazioni fra gli operatori, cui viene offerta la possibilità di definire i soli prezzo e volume della transazione);
- l'introduzione di un regime di bilanciamento incentrato su un mercato giornaliero, nel quale l'impresa di trasporto compra dagli (o vende agli) operatori del sistema il gas naturale in difetto o in eccesso nella rete di trasporto.

**Accesso prioritario alla capacità di nuova realizzazione (Documento per la consultazione 15 giugno 2004) e quadro normativo**

Sin dal 2002, con l'art. 11 della delibera n. 137/02 relativa ai nuovi gasdotti e con la delibera del 15 maggio 2002, n. 91, per i terminali di GNL di nuova realizzazione, l'Autorità aveva stabilito alcune disposizioni che consentissero, ai finanziatori di nuove infrastrutture del gas o del potenziamento di quelle esistenti, l'esenzione dal regime di accesso a terzi (accesso prioritario sino all'80 per cento della nuova capacità realizzata sino a 20 anni di durata). Il Governo, con la legge n. 273 del 12 dicembre 2002, in materia di politica energetica, estendendo il principio stabilito dall'Autorità, aveva previsto per i soggetti finanziatori di nuove infrastrutture internazionali di approvvigionamento (in termini di nuovi gasdotti di importazione di gas naturale, di nuovi terminali di

rigassificazione e di nuovi stoccaggi in sottterraneo di gas naturale) una “allocazione prioritaria” di durata ventennale pari all’80 per cento della capacità realizzata (art. 27, comma 2).

La previsione di forme di esenzione dall’accesso a terzi è stata introdotta anche a livello europeo. La Direttiva europea 2003/55/CE entrata in vigore lo scorso luglio ha previsto (art. 22) una procedura individuale in base alla quale può essere concessa una deroga, da valutare caso per caso, alle disposizioni generali in materia di accesso alle infrastrutture di rete, nell’ipotesi di realizzazione di *interconnector* (gasdotti di interconnessione tra Stati membri), terminali di GNL, impianti di stoccaggio. Il potere di decisione sulla deroga viene intestato all’Autorità di regolazione, con la facoltà per lo Stato membro di prevedere che l’Autorità stessa presenti il proprio parere sulla richiesta di deroga all’organo competente dello Stato membro, affinché adotti la decisione formale. Per ottenere la deroga i richiedenti devono dimostrare che: l’investimento rafforza la concorrenza e la sicurezza degli approvvigionamenti, il livello di rischio è tale che l’investimento non verrebbe effettuato senza la deroga, la deroga non pregiudica la concorrenza o l’efficace funzionamento del mercato interno del gas o l’efficiente funzionamento del sistema regolato a cui l’infrastruttura è collegata.

In linea con la Direttiva europea 2003/55/CE, e stanti i poteri di regolamentazione dell’accesso in territorio nazionale, l’Autorità ha diffuso, nel giugno 2004, un Documento per la consultazione nel quale veniva individuata una “capacità di nuova realizzazione”, intendendosi con questo termine la capacità di trasporto realizzata, lato Italia, a seguito di nuove infrastrutture del gas in territorio nazionale o estero. Per tale nuova capacità l’Autorità proponeva un *iter* che consentisse alla Snam Rete Gas di raccogliere, con un certo margine di anticipo (almeno cinque anni), le richieste degli operatori al fine di realizzare per tempo nuova capacità di trasporto per la quale tali operatori avrebbero goduto di una allocazione prioritaria e di conferimenti di più lungo periodo rispetto alle durate quinquennali consentite dalla delibera n. 137/02. Gli operatori interessati alla realizzazione di nuovi progetti (terminali o gasdotti) per l’approvvigionamento avrebbero così avuto nel contempo maggiore certezza per i loro investimenti.

La legge n. 239/04, ha ripreso la previsione di particolari disposizioni per la capacità di nuova realizzazione sulla rete nazionale a seguito di nuove infrastrutture realizzate a monte della stessa.

In particolare ai commi 1.17 e 1.18, la legge prevede un regime di esenzione dalla disciplina del diritto di accesso a terzi, per i soggetti che investono direttamente o indirettamente (per esempio, tramite la sottoscrizione di impegni di lungo periodo per l’importazione di gas, con contratti di tipo *take or pay*), nella realizzazione di:

- nuovi *interconnector* tra rete di trasporto di gas italiana e reti di trasporto di altri Stati membri dell'Unione europea, o loro potenziamenti;
- nuovi *interconnector* con Stati extra Unione europea, ai fini dell'importazione in Italia, o loro potenziamento;
- nuovi terminali di rigassificazione e nuovi stoccaggi in sotterraneo di gas naturale in territorio italiano.

L'esenzione è accordata dal Ministero delle attività produttive, previo parere dell'Autorità, caso per caso, alla quota di almeno l'80 per cento della capacità realizzata e per la durata di almeno 20 anni (le nuove disposizioni però non modificano le esenzioni e le autorizzazioni già concesse, per esempio, per quanto riguarda gli *iter* autorizzativi per i terminali di Rovigo e Brindisi).

Ottenuta l'esenzione sull'infrastruttura in territorio comunitario o extra comunitario, la legge assicura che il beneficio di tale esenzione sia in qualche modo "travasato" nel punto di entrata della rete nazionale interconnesso con la nuova infrastruttura, prevedendo, presso tale punto, una allocazione prioritaria per la quota corrispondente alla capacità oggetto di esenzione sull'infrastruttura a monte, a condizioni di conferimento e tariffe stabilite dall'Autorità e – a seconda dell'infrastruttura realizzata – in base a principi stabiliti dal Ministero delle attività produttive.

La realizzazione di una nuova infrastruttura, dunque, oltre a tutelare il soggetto che investe nella sua realizzazione, apre nel contempo alla possibilità di ingresso per altri operatori, i quali possono accedere al mercato inserendosi nella quota di capacità dell'infrastruttura che residua dall'esenzione (sino al 20 per cento) e nella nuova capacità realizzata sulla rete nazionale.

## TRASPORTO, STOCCAGGIO, RIGASSIFICAZIONE E DISTRIBUZIONE

### Struttura e organizzazione delle attività di trasporto

Come già negli anni precedenti, al momento dei conferimenti per l'inizio del nuovo anno termico (ottobre 2004), non si sono registrati fenomeni di congestione presso i punti di entrata della rete nazionale interconnessi con le infrastrutture di trasporto all'estero, pur in presenza di un elevato livello di utilizzo della capacità di trasporto continua, in particolare per le importazioni dal Nord Europa e dalla Russia.

Rispetto alle capacità<sup>3</sup> messe a disposizione nell'anno termico precedente, nell'anno termico 2004-2005 si registrano alcune variazioni dovute essenzialmente a potenziamenti già programmati, come nel caso del punto di entrata di Tarvisio, per il quale il dato indicato nella tavola è relativo alla capacità entrata in esercizio con l'inizio del 2005, seguendo il *build up* programmato del quarto contratto Eni per l'importazione dalla Russia.

I punti di entrata di Passo Gries e di Gorizia hanno subito un lieve aggiustamento, mentre la capacità presso il punto di entrata di Mazara del Vallo è stata sensibilmente ridotta (5 milioni di metri cubi/giorno): un aggiustamento essenzialmente dovuto ad aggiornamenti delle previsioni dei consumi e delle produzioni nazionali lungo la linea di importazione dal Nord Africa.

Infine, per la prima volta compare, come appunto illustrato nel paragrafo relativo all'attività di importazione, il punto di entrata di Gela per le importazioni dalla Libia. Il dato indicato nella tavola fa riferimento alla capacità continua prevista in esercizio dall'inizio del 2005: il neo nato punto di Gela ipotizza infatti una fase di *build up* di circa tre anni, al termine dei quali dovrebbe raggiungere la capacità di regime, pari a otto miliardi di metri cubi/anno.

All'inizio dell'anno termico, 26 soggetti hanno richiesto e ottenuto l'accesso presso questi punti. I risultati del conferimento per l'anno termico 2004-2005 mostrano come interamente soddisfatte le richieste di capacità di tipo continuo per tutti i punti di entrata interconnessi con l'estero. Il 54 per cento della capacità di Gela risulta ancora libero a causa del fatto che i campi di produzione del gas in arrivo a questo punto di importazione sono anch'essi in fase di *build up* e di conseguenza la richiesta di capacità è stata inferiore alla disponibilità tecnica conferibile. Ma, come si è messo ben in evidenza all'inizio di questo capitolo, la capacità delle infrastrutture di trasporto in Italia è sostanzialmente dimensionata al soddisfacimento degli impegni legati ai contratti d'importazione sottoscritti da Eni prima del 1998.

---

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

TAV. 4.3 CAPACITÀ DI TRASPORTO DI TIPO CONTINUO IN ITALIA

M(m<sup>3</sup>) standard per giorno, se non altrimenti indicato; anno termico 2004-2005

PUNTO DI ENTRATA DELLA RETE NAZIONALE	CONFERIBILE	CONFERITA	DISPONIBILE	QUOTA CONFERITA/ CONFERIBILE
Passo Gries	57,5	57,5	0,0	100%
Tarvisio <sup>(A)</sup>	88,2	81,9	6,3	93%
Panigaglia (GNL) <sup>(B)</sup>	11,4	11,4	0,0	100%
Mazara del Vallo	80,5	79,3	1,2	98%
Gorizia	1,0	0,99	0,0	99%
Gela <sup>(A)</sup>	21,5	11,6	9,9	54%
<b>Totale</b>	<b>260,1</b>	<b>242,7</b>	<b>17,4</b>	<b>93%</b>

(A) Capacità disponibile a partire da gennaio 2005.

(B) La capacità conferibile riportata nella tavola corrisponde alla massima capacità di rigassificazione del terminale.

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

### Conferimenti pluriennali

Ai sensi della delibera n. 137/02, nell'anno 2004 è stato effettuato (con due anni di anticipo come previsto da delibera) anche il conferimento pluriennale presso i punti di entrata interconnessi con l'estero: complessivamente dieci soggetti sono titolari di capacità di trasporto nel corso del prossimo quinquennio 2005-2006 – 2010-2011.

I risultati del conferimento, indicati nella tavola 4.4, comprendono i conferimenti pluriennali effettuati lo scorso agosto e nel 2003. È opportuno ricordare a tal proposito, che lo scorso anno è stato effettuato il primo conferimento pluriennale di capacità, per gli anni termici dal 2004-2005 al 2009-2010: i dati riportati nella tavola mostrano le capacità che risultano complessivamente conferite nel periodo indicato. Snam Rete Gas ha presentato un programma di notevole potenziamento per il prossimo decennio, coerente sia con lo sviluppo di gasdotti esteri di importazione interconnessi con la rete nazionale, sia con la realizzazione effettiva di nuove infrastrutture di trasporto, quale il terminale di rigassificazione presso Brindisi.

### Aggiornamento della rete nazionale: il decreto del Ministero delle attività produttive 30 giugno 2004

Nel giugno 2004 il Ministero delle attività produttive ha aggiornato l'elenco dei gasdotti facenti parte della rete nazionale, quest'ultima definita dal decreto legislativo n. 164/00, e individuata, ai sensi dell'art. 9 del medesimo decreto, dallo stesso ministero, su conforme parere dell'Autorità e della Conferenza unificata, con il decreto ministeriale 22 dicembre 2000. Le tipologie di gasdotto, tramite le quali sono selezionati gasdotti e condotte afferenti la rete nazionale, elencate nel decreto sono:

- gasdotti ricadenti in mare;

TAV. 4.4 **CONFERIMENTI AI PUNTI DI ENTRATA DELLA RETE NAZIONALE INTERCONNESSI CON L'ESTERO VIA GASDOTTO PER GLI ANNI TERMICI DAL 2005-2006 AL 2010-2011**

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

PUNTI DI ENTRATA	CAPACITÀ CONTINUA		CAPACITÀ CONFERITA	CAPACITÀ DISPONIBILE
<b>Anno termico 2005-2006</b>				
Tarvisio	da 01/10/05 a 31/12/05	87,7	76,6	11,1
	da 01/01/06 a 30/09/06	87,7	79,2	8,5
Gorizia		1,0	-	1,0
Passo Gries		57,5	51,4	6,1
Mazara del Vallo		81,0	70,3	10,7
Gela	da 01/10/05 a 28/02/06	22,0	21,9	0,1
	da 01/03/06 a 30/09/06	25,0	21,9	3,1
<b>Anno termico 2006-2007</b>				
Tarvisio	da 01/10/06 a 31/12/06	89,0	79,2	9,8
	da 01/01/07 a 30/09/07	89,0	81,9	7,1
Gorizia		1,0	-	1,0
Passo Gries		57,0	53,0	4,0
Mazara del Vallo		86,0	70,3	15,7
Gela		25,0	21,9	3,1
<b>Anno termico 2007-2008</b>				
Tarvisio		100,9	84,9	16,0
Gorizia		4,8	-	4,8
Passo Gries	da 01/10/07 a 31/12/07	57,3	52,4	4,9
	da 01/01/08 a 30/09/08	59,3	52,4	6,9
Mazara del Vallo		86,0	69,2	16,8
Gela		25,0	5,5	19,5
<b>Anno termico 2008-2009</b>				
Tarvisio		100,9	85,8	15,1
Gorizia		4,8	-	4,8
Passo Gries		59,3	52,2	7,1
Mazara del Vallo		86,0	69,2	16,8
Gela		25,0	21,9	3,1
<b>Anno termico 2009-2010</b>				
Tarvisio		100,9	85,8	15,1
Gorizia		4,8	-	4,8
Passo Gries		59,3	52,2	7,1
Mazara del Vallo		86,0	69,2	16,8
Gela		25,0	21,9	3,1
<b>Anno termico 2010-2011</b>				
Tarvisio		100,9	85,8	15,1
Gorizia		4,8	-	4,8
Passo Gries		59,3	52,2	7,1
Mazara del Vallo		86,0	68,9	16,8
Gela		25,0	21,9	3,1

- gasdotti di importazione ed esportazione non compresi nell'elenco dei gasdotti di cui al punto a), e relative linee collegate necessarie al loro funzionamento;
- gasdotti collegati agli stoccaggi;
- gasdotti interregionali funzionali al sistema nazionale del gas non compresi nell'elenco di cui ai precedenti punti;
- gasdotti funzionali direttamente o indirettamente al sistema nazionale del gas;
- reti o parti di reti di cui ai punti a), b), c), d) ed e) che risultano attualmente in costruzione o per le quali sono state ottenute le necessarie autorizzazioni.

Risultano inoltre parte della rete nazionale anche i servizi a essa accessori, quali, a titolo esemplificativo, le apparecchiature, le strumentazioni e gli impianti necessari per il funzionamento, il controllo e la gestione della rete e le relative centrali di compressione.

L'aggiornamento della rete, effettuato sulla base di richieste da parte delle imprese di trasporto e disposto sentito il parere dell'Autorità, ha inserito nella rete nazionale una serie di tratte, realizzate nel corso degli ultimi anni o ancora in fase di realizzazione, tra le quali anche il gasdotto di collegamento con il terminale rigassificazione di GNL nel mare Adriatico (in fase di realizzazione) a largo di Porto Viro-Minerbio, e il gasdotto di attraversamento del Canale di Sicilia verso la Libia sino al limite del mare territoriale (in esercizio dall'ultimo trimestre 2004).

#### Nuove imprese di trasporto

Per quanto riguarda l'attività di trasporto, nel corso dell'anno sono state costituite nuove imprese:

- *in primis*, la Società Gasdotti Italia S.p.A. Nel settembre 2004 si è perfezionata la vendita delle reti di trasporto di Edison T&S S.p.A. (la società del gruppo Edison dedicata al trasporto di gas naturale dal dicembre 2001) e la Società Gasdotti Mediterraneo S.p.A., cedute al fondo di *private equity* italiano *Clessidra Capital Partners* gestito da Clessidra SGR S.p.A. Il gruppo Edison mantiene la gestione della rete sulla base di un contratto di *management*: nel dicembre 2004, le due imprese di trasporto, T&S e SGM, si sono fuse per incorporazione in Lauro Tre S.p.A., con contestuale cambio della denominazione appunto in SGI S.p.A. (Società Gasdotti Italia S.p.A.);
- la Retragas S.p.A. e la Comunità Montana Valtellina di Sondrio, imprese di trasporto costituite per la gestione di reti regionali di trasporto realizzate o in fase di realizzazione, interconnesse con la rete di Snam Rete Gas in Lombardia. La Retragas, fondata nonché controllata dalla società di distri-

buzione Asm Brescia S.p.A., gestisce un tratto di rete regionale estesa essenzialmente nell'area della provincia di Brescia; la Comunità Valtellina è nata invece per la gestione di un tratto di rete in fase di realizzazione che si estende da Berbenno Valtellina a Chiuro e che proseguirà sino a Bormio.

Queste ultime due società hanno presentato proposte tariffarie e Codici di rete ai sensi del decreto legislativo n. 164/00.

L'approvazione di tali Codici di rete è necessariamente subordinata ai chiarimenti attesi sul problema della definizione delle reti di trasporto regionale e delle reti di distribuzione locale (vedi il riquadro).

#### **Il problema della definizione delle reti di distribuzione e delle reti di trasporto regionale**

*Nel corso dell'anno l'Autorità ha ricevuto diverse comunicazioni in merito alla conversione di alcuni tratti di rete di distribuzione a reti di trasporto regionale. Il decreto legislativo n. 164/00 definisce puntualmente la rete nazionale di trasporto e i compiti per l'impresa di trasporto, nonché l'attività di vigilanza dell'Autorità; esso specifica, inoltre, l'attività della distribuzione, ma non consente di definire chiaramente le reti di distribuzione.*

*Le reti di distribuzione sono connesse con le reti di trasporto mediante punti di interconnessione rappresentati da impianti di riduzione e misura del gas naturale (impianti Remi). Ogni rete di distribuzione è costituita dal sistema di condotte, posate su suolo pubblico o privato, che partendo dai punti di alimentazione e mediante i gruppi di riduzione e gli impianti di derivazione di utenza, consente la distribuzione del gas ai clienti finali.*

*Le reti di distribuzione risultano di proprietà di soggetti privati o pubblici e sono caratterizzate da gamme di pressioni comprese tipicamente tra la quarta e la settima specie come definite dal decreto del Ministero delle attività produttive 24 novembre 1984. In tali reti sono comprese anche condotte in alta pressione con funzione principale di supporto alla modulazione oraria dei prelievi e di alimentazione di utenze con prelievi consistenti.*

*Le reti di distribuzione sono altresì caratterizzate da un numero rilevante di punti di riconsegna e una estesa variabilità dei prelievi, con prevalenza degli usi civili del gas rispetto agli usi industriali. La legge 6 dicembre 1971, n. 1083, stante la diffusione dei prelievi per usi civili nella distribuzione, ha imposto al soggetto gestore dell'attività di distribuzione di gas naturale l'obbligo di provvedere all'odorizzazione del gas stesso, al fine di assicurare la pronta segnalazione di eventuali fuoriuscite di gas dalle reti di distribuzione e dagli impianti interni dei clienti allacciati a tali reti.*

*Dal punto di vista giuridico, in relazione alle particolarità costruttive, morfologiche e di estensione delle infrastrutture, e anche in relazione al periodo temporale nel quale tali infrastrutture sono state realizzate, possono risultare differenti i titoli mediante i quali i gestori hanno l'autorizzazione alla posa di tali infrastrutture e quelli relativi alle modalità di esercizio dell'attività nelle infrastrutture stesse. Giova ricordare a tal proposito che a livello locale si è andata realizzando, nel corso degli anni, la coesistenza della rete di distribuzione locale, posata secondo quanto disposto dall'atto di concessione comunale, e di gasdotti allora di proprietà Eni in alta e media pressione posati ai sensi dell'art. 2 della legge 10 febbraio 1953, n. 136.*

*I gasdotti non ricompresi né nella rete nazionale, né nelle reti di distribuzione formano, di fatto, le citate reti regionali di gasdotti, le quali risultano connesse con la rete nazionale presso i punti di uscita dalla stessa e con le reti di distribuzione mediante impianti di riduzione e misura del gas naturale.*

*Il crescente fenomeno della conversione di reti di distribuzione a reti regionali ha preoccupato l'Autorità, in quanto potrebbe comportare il venir meno tra l'altro di tutta una serie di aspetti della qualità del servizio stabiliti dall'Autorità ai sensi della legge istitutiva 14 novembre 1995, n. 481, a tutela dei clienti finali del settore civile.*

*A tal proposito è utile richiamare, tra i poteri e le funzioni conferiti all'Autorità dalla legge n. 481/95, le funzioni atte a garantire, "adeguati livelli di qualità nei servizi medesimi in condizioni di economicità e di redditività, assicurandone la fruibilità e la diffusione in modo omogeneo sull'intero territorio nazionale [...] promuovendo la tutela degli interessi di utenti e consumatori, tenuto conto della normativa comunitaria in materia e degli indirizzi di politica generale formulati dal Governo".*

*La regolazione degli aspetti sopra citati assume, a differenza del trasporto, una particolare rilevanza per la distribuzione. Infatti, la numerosità dei clienti civili allacciati alle reti di distribuzione e la diversità dei soggetti gestori il servizio di distribuzione a cui tali reti fanno capo, rendono opportuno, se non necessario, la definizione di regole e metodologie volte a ottenere una maggiore omogeneità nelle modalità di effettuazione delle attività rilevanti ai fini della qualità e della sicurezza, tra le diverse imprese di distribuzione operanti nel paese, a differenza delle infrastrutture di trasporto, ove l'incidenza del numero di clienti civili è trascurabile rispetto al numero totale di clienti allacciati e non esiste una varietà di imprese di trasporto comparabile a quella della distribuzione.*

*Tra i provvedimenti adottati dall'Autorità al fine di tutelare i clienti finali allacciati alle reti di distribuzione, vi sono provvedimenti relativi agli aspetti della qualità del servizio di distribuzione (delibera 29 settembre 2004, n. 168, recante*

*il 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), alle procedure e modalità di accertamento per la sicurezza degli impianti interni del gas (delibera 18 marzo 2004, n. 40) e all'assicurazione obbligatoria degli stessi clienti civili (delibera 12 dicembre 2003, n. 152).*

*Infine sono da considerare anche le complicazioni gestionali che sorgerebbero laddove la gestione del sistema di trasporto, similmente alla distribuzione, fosse caratterizzata da più imprese, ognuna con un proprio Codice di accesso e proprie tariffe di trasporto.*

#### Punto di scambio virtuale

Dall'inizio dell'anno termico 2003-2004, come più volte ricordato in precedenza, è attivo il sistema per scambi/cessioni giornalieri di gas sulla rete nazionale presso il PSV. È opportuno ricordare che il PSV è concettualmente situato tra i punti di entrata e i punti di uscita della rete nazionale di gasdotti, e che il sistema PSV facilita le transazioni bilaterali tra gli utenti, consentendo loro di scambiare, cedere e acquistare gas su base giornaliera e sin nel giorno stesso, ai fini del bilanciamento. Nei primi mesi del 2005, i soggetti coinvolti nelle transazioni presso il PSV sono in totale 23.

Il numero delle transazioni è cresciuto dal primo mese di attività del PSV: da un massimo di 7 transazioni giornaliere avvenute nel mese di ottobre 2003, a 45 transazioni giornaliere registrate nell'ultimo fine settimana di febbraio 2005. Anche in termini di volume si è registrato un notevole aumento. Complessivamente i volumi totali di gas scambiati sono passati dai circa 20 M(m<sup>3</sup>) standard (circa 0,8 milioni di GJ) di ottobre a oltre 160 M(m<sup>3</sup>) standard registrati nei primi mesi del 2005, con un picco in termini di volumi nell'ottobre 2004, pari a circa 270 M(m<sup>3</sup>) standard (equivalenti a circa 10,2 milioni di GJ), essenzialmente dovuto all'operazione di *gas release* effettuata da Eni nello stesso periodo.

I grafici mostrano le transazioni avvenute nei punti di entrata della rete nazionale interconnessi con l'estero, a partire dall'ottobre del 2001, e presso il PSV (dall'ottobre 2003), in termini di volumi di gas movimentato (Fig. 4.7) e di numero di transazioni effettuate (Fig. 4.8). Per rendere confrontabili le transazioni registrate presso il PSV con quelle avvenute presso i punti di entrata indicati, per il PSV si è considerata per ogni mese la media del numero di transazioni giornaliere insieme al totale dei volumi scambiati.

Il maggior numero di transazioni, anche in termini di volumi di gas scambiati, storicamente registrato presso il punto di entrata di Passo Gries, nel corso degli ultimi mesi del 2004 è stato registrato presso Tarvisio, ma l'incidenza del PSV è cresciuta sensibilmente nel corso dell'anno termico. Un confronto tra l'anno 2003-2004 e i primi mesi del 2004-2005 mostra un aumento complessivamente

FIG. 4.7 **TRANSAZIONI NEI PUNTI DI ENTRATA DELLA RETE NAZIONALE NEL PERIODO OTTOBRE 2001 – APRILE 2005**

Valori in M(m<sup>3</sup>) standard da 38,1 MJ; le transazioni effettuate si riferiscono a gas immesso in rete dall'utente cedente

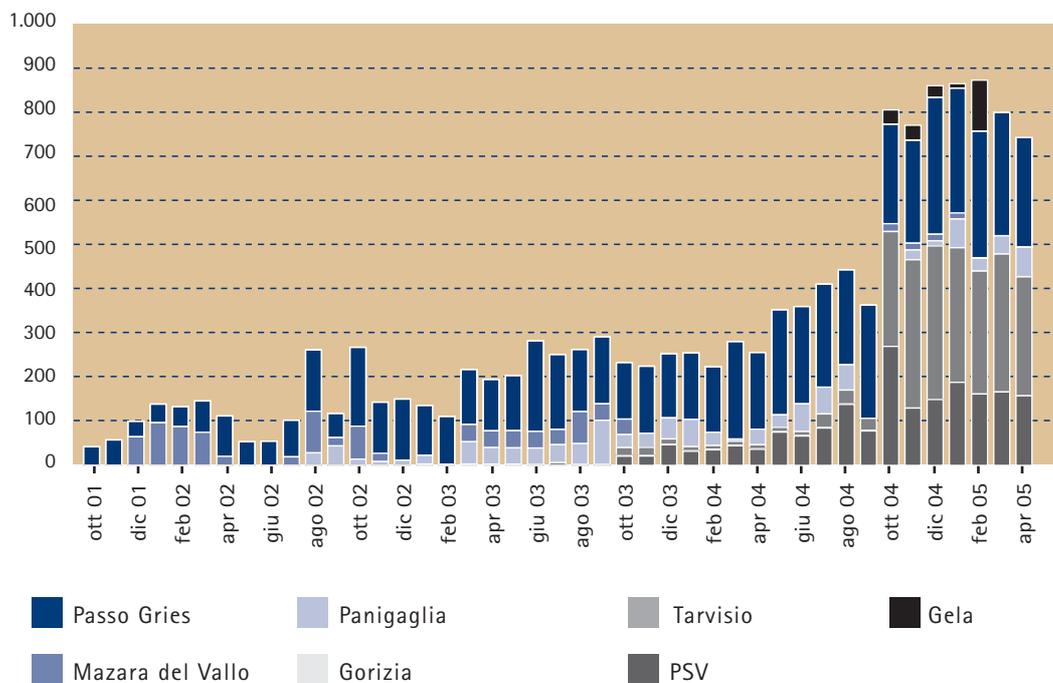
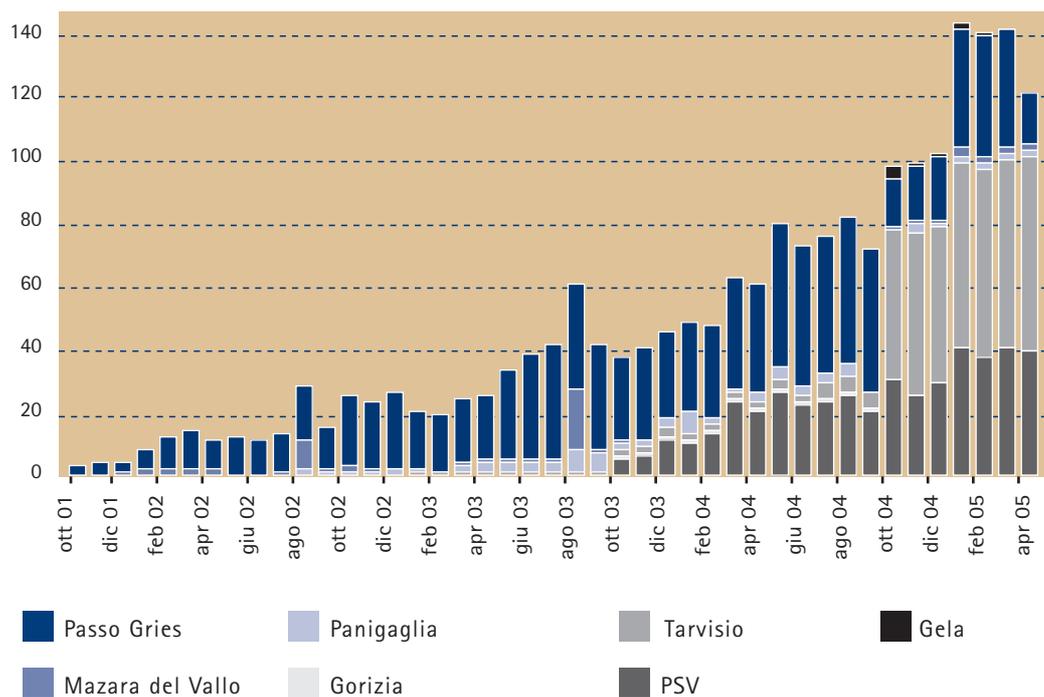


FIG. 4.8 **TRANSAZIONI LATO ITALIA NEL PERIODO OTTOBRE 2001 – APRILE 2005**

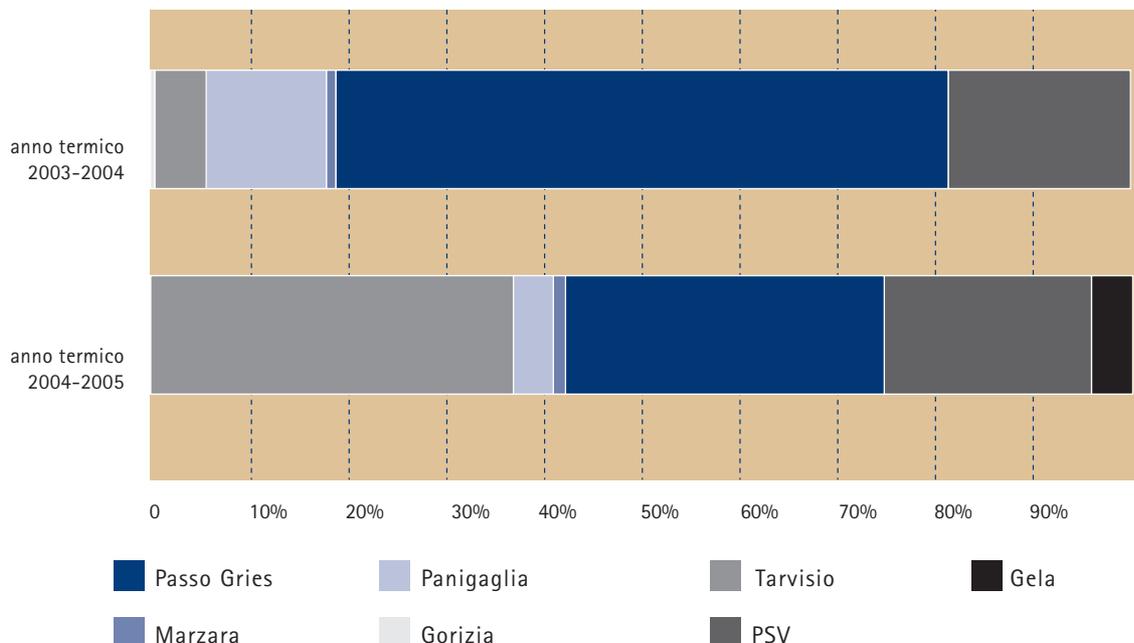
Numero di transazioni per mese



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Snam Rete Gas.

FIG. 4.9 **RIPARTIZIONE DEI VOLUMI SCAMBIATI/CEDUTI NEI PUNTI DI ENTRATA DELLA RETE NAZIONALE INTERCONNESSI CON L'ESTERO E PSV**

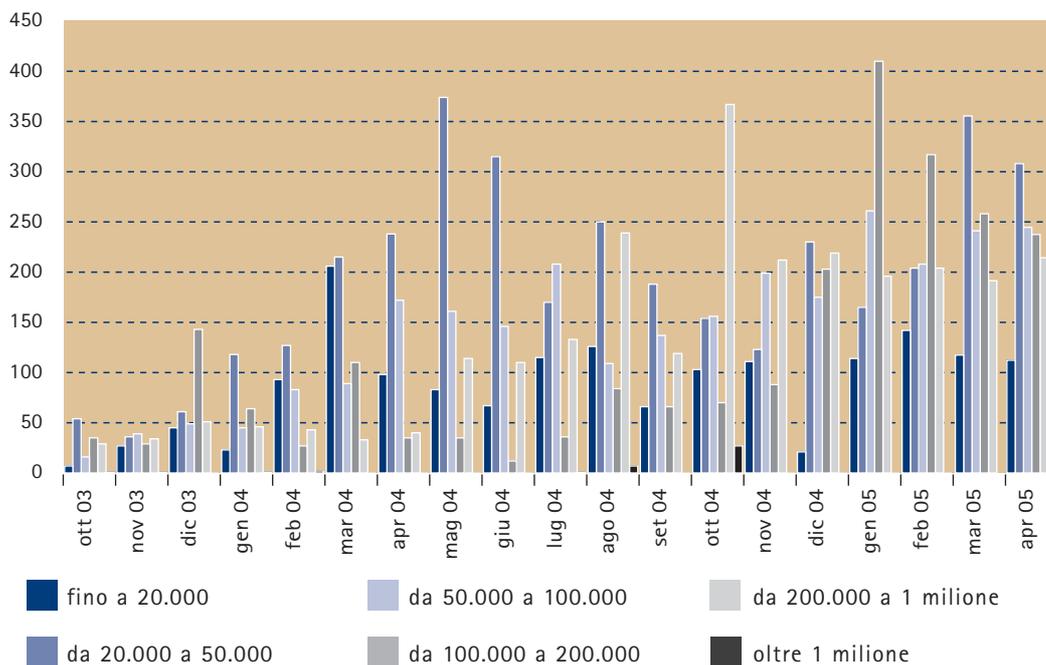
Confronto tra l'anno termico 2003-2004 e i primi mesi dell'anno termico 2004-2005 (ottobre-aprile)



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Snam Rete Gas.

FIG. 4.10 **FREQUENZA DEI VOLUMI SCAMBIATI PRESSO IL PSV NEL PERIODO OTTOBRE 2003 – APRILE 2005**

Numero transazioni per classi di volume di gas (valori in m<sup>3</sup> standard da 38,1 MJ)



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Snam Rete Gas.

pari a 3 punti percentuali (Fig 4.9). Nell'aprile 2005, le transazioni di gas presso il PSV in termini di volumi hanno rappresentato oltre il 21 per cento del totale movimentato.

La figura 4.10, in cui sono riportati i dati relativi alle transazioni presso il PSV ordinate in base a classi di volumi, mostra che nel corso del 2004 la maggior parte delle transazioni è avvenuta per volumi di gas compresi tra i 20.000 e i 50.000 m<sup>3</sup> standard. Un cambio di tendenza si è verificato nei primi mesi del nuovo anno termico, in cui i volumi maggiormente oggetto di transazione sono compresi nell'intervallo tra 10.000 e 200.000 m<sup>3</sup>.

## Attività di regolazione economica e tecnica della rete di trasporto

Nel 2004 l'Autorità ha effettuato insieme all'AGCM un complessivo lavoro di verifica dello stato dell'arte della liberalizzazione nel sistema del gas, verifica che nel contempo ha permesso all'Autorità stessa di valutare il lavoro svolto in questi anni.

### Conclusioni dell'indagine congiunta in materia di trasporto

Per quanto riguarda l'attività del trasporto, l'arco temporale indagato attraverso l'indagine congiunta coincide con il primo periodo di regolazione tariffaria dell'attività di trasporto, periodo che si conclude con il prossimo settembre.

In attesa della consultazione, di prossimo avvio da parte dell'Autorità, che porterà alla definizione dei criteri tariffari per il secondo periodo di regolazione, si ritiene opportuno riassumere le conclusioni dell'indagine congiunta relative a questa fase della filiera.

Per l'attività di trasporto del gas sulla rete nazionale dei gasdotti, l'indagine ha permesso di confermare che la definizione da parte dell'Autorità di una tariffa basata sul modello *entry-exit*, che prevede un corrispettivo per ciascun punto di ingresso e di uscita dalla rete, rappresenta, rispetto ad alternative basate, per esempio, sulla distanza, *“un elemento positivo per la concorrenza in quanto riflette il sempre maggiore sganciamento dei flussi fisici da quelli commerciali e facilita gli scambi di gas all'interno del sistema”*.

Il meccanismo tariffario ha determinato, nei primi due anni di applicazione, significative riduzioni delle tariffe, tuttavia tale abbassamento non ha quasi avuto impatto sui prezzi finali per le forniture di tipo domestico. Va comunque sottolineato che l'incidenza delle componenti infrastrutturali (trasporto, stoccaggio, distribuzione) sul prezzo finale è limitata (circa 10-15 per cento per le forniture industriali, 30-40 per quelle domestiche).

Per quanto riguarda l'accesso all'infrastruttura di trasporto (delibera n. 137/02), l'indagine congiunta ha evidenziato come le modalità di allocazione della capacità di trasporto in ingresso sulla rete nazionale, definite dall'Autorità, rispon-

dano alla logica, da un lato, di contemperare esigenze opposte dei nuovi operatori di ottenere l'accesso, stimolando anche ingressi di breve periodo (ma qui è necessario ricordare che il vero "collo di bottiglia" si colloca nei gasdotti internazionali a monte della rete nazionale), dall'altro di garantire nel contempo, entro certi limiti, gli investimenti in contratti *take or pay* di lungo termine stipulati prima della Direttiva europea 98/30/CE.

In considerazione della necessità di nuove infrastrutture a sostegno della crescita della domanda e di una maggiore concorrenza, sono stati previsti, sia dall'Autorità sia, di seguito, dalla normativa, interventi a favore di nuovi investimenti, che hanno riguardato il riconoscimento di una più alta remunerazione, ma soprattutto meccanismi di allocazione prioritaria della nuova capacità realizzata per i soggetti che ne sostengono l'onere della realizzazione (si veda a tal proposito quanto esposto in precedenza).

**Liberalizzazioni e privatizzazioni nei mercati dell'elettricità e del gas: Memoria per l'audizione davanti alla Commissione bilancio della Camera dei deputati (Roma 21 settembre 2004)**

L'indagine congiunta conclude evidenziando la necessità di individuare le modalità per veder realizzate le condizioni di liquidità e di eccesso di capacità di trasporto e di stoccaggio necessarie per la creazione di un *hub* nazionale mediterraneo, di riferimento per l'intero mercato europeo del gas.

E in effetti, sin da subito l'Autorità ha prospettato misure in questa direzione. Nell'audizione presso la Commissione bilancio della Camera, l'Autorità, riprendendo gli esiti dell'indagine conoscitiva condotta congiuntamente con l'AGCM, ha evidenziato come il controllo della rete nazionale sia un elemento centrale per il mantenimento di una posizione dominante sul mercato e quindi ostativo per la necessaria apertura alla concorrenza.

Controllo ulteriormente rafforzato dal possesso, totale o parziale, delle infrastrutture internazionali di collegamento con l'Italia e dalla disponibilità dei diritti di trasporto sulle stesse infrastrutture fuori dal territorio nazionale: una situazione che porta a ritenere che anche a valle della completa separazione proprietaria della rete nazionale (si ricorda peraltro che la normativa attuale dispone solo la riduzione della partecipazione Eni sotto il 20 per cento del capitale) sia sufficiente per continuare a consentire all'ex monopolista un eccessivo controllo del mercato interno.

L'Autorità prospettava in tale sede l'ipotesi di un trasferimento a Snam Rete Gas della proprietà della parte delle infrastrutture internazionali afferenti al mercato italiano e dei diritti di trasporto di Eni, al fine di creare un importante operatore di trasporto del gas, in grado di sviluppare anche infrastrutture di interconnessione su linee strategiche per il nostro paese (Unione europea, Sud-Est Europa, Mediterraneo), a garanzia di maggiore competizione nel mercato interno e a supporto di una prospettica funzione di *hub* del territorio italiano per il resto del continente europeo.

**Segnalazione dell'Autorità al Parlamento e al Governo in materia di terzietà della rete nazionale, degli stoccaggi e di sviluppo concorrenziale del mercato del gas naturale (27 gennaio 2005)**

Seguendo la via delineata ed esposta presso la Camera, l'Autorità ha avanzato la proposta di alcune misure concrete volte alla rimozione di quello che è risultato essere, dall'indagine congiunta, il principale ostacolo allo sviluppo concorrenziale del mercato del gas in Italia: la posizione dominante dell'Eni in tutta la filiera e il controllo delle infrastrutture di trasporto nazionali e internazionali.

L'esperienza dei primi cinque anni di liberalizzazione ha mostrato che la separazione societaria è uno strumento insufficiente per il raggiungimento dell'obiettivo della piena neutralità delle attività di rete e di stoccaggio rispetto a quelle di approvvigionamento e vendita su mercati potenzialmente concorrenziali.

La promozione della concorrenza nel settore passa necessariamente attraverso un processo di separazione che trova la sua conclusione naturale nella piena separazione proprietaria delle società che gestiscono la rete di trasporto e lo stoccaggio.

L'Autorità ha dunque suggerito:

- l'accelerazione del processo di progressiva riduzione delle quote Eni nel capitale della società Snam Rete Gas e il suo completamento sino a livelli residuali (dall'attuale 50,07 per cento al 5 per cento, analogamente a quanto previsto per Enel nel possesso della rete di trasmissione dell'elettricità);
- la dismissione da parte di Eni della controllata Stogit, operatore dominante nell'attività di stoccaggio.

Per quanto riguarda il primo aspetto, stante il controllo di Eni delle infrastrutture di trasporto a monte di quella nazionale, l'evoluzione di Snam Rete Gas verso la condizione di operatore indipendente dovrebbe inoltre essere associata al conferimento a essa della facoltà di operare anche all'estero e, per quanto direttamente funzionale all'approvvigionamento del paese, al conferimento delle proprietà, delle concessioni e dei diritti di trasporto esistenti in capo a Eni afferenti le infrastrutture di trasporto extra nazionali di adduzione del gas ai punti di entrata nella rete nazionale, nel rispetto dei contratti di importazione esistenti.

Per quanto riguarda la seconda misura suggerita, l'Autorità ha prospettato anche la possibilità del conferimento a Snam Rete Gas del controllo della società Stogit, al fine di consentire anche maggiore efficienza nella gestione complessiva di infrastrutture tra loro strettamente connesse, nonché adeguato impulso per gli investimenti di sviluppo.

La volontà è di porre Snam Rete Gas nelle migliori condizioni di indipendenza per stimolare lo sviluppo di infrastrutture essenziali per la sicurezza e l'adeguatezza degli approvvigionamenti, nell'ambito di un quadro normativo che garantisce gli interessi generali.

Infine, l'Autorità ha prospettato la possibilità di disporre la cessione da parte di Eni a terzi di:

- parte di contratti di importazione di lungo periodo, nella disponibilità del gruppo Eni;
- parte della produzione nazionale di gas, anch'essa nella disponibilità esclusiva del gruppo.

Tali cessioni dovrebbero complessivamente riguardare i quantitativi di gas che il decreto legislativo n. 164/00 intendeva rendere disponibili per il mercato attraverso l'imposizione dei limiti alle importazioni, e che Eni ha eluso (le "vendite innovative" illustrate in precedenza nella presente *Relazione Annuale*).

Le misure proposte per il mercato nazionale del gas si associano anche ai potenziali di sviluppo del mercato nazionale del gas offerti dalla collocazione geografica del nostro paese, ponte naturale tra le aree di produzione mediorientali e nord africane e le aree di consumo continentali europee; tale collocazione consentirebbe all'Italia di diventare un vero e proprio *hub*, base di scambio per i mercati internazionali di approvvigionamento e consumo.

In tale prospettiva di sviluppo, le infrastrutture del gas e i mercati fisici e finanziari che su di esse gravitano – anche tramite la costituenda borsa del gas – caratterizzerebbero il nostro paese come area di transito e non più solo come area di consumo; ciò genererebbe significative e positive conseguenze in termini di sicurezza degli approvvigionamenti e di convenienza economica, grazie a una ampliata disponibilità di offerta e a una maggior pressione concorrenziale.

#### Aggiornamento delle tariffe di trasporto

Nel luglio 2004 (delibera 14 luglio 2004, n. 113), l'Autorità ha approvato le tariffe per il trasporto e il dispacciamento del gas naturale sulla rete nazionale e regionale per l'anno termico 2004-2005. Come ogni anno le tariffe sono approvate in anticipo allo scopo di permettere agli operatori utenti del servizio la migliore pianificazione dei propri investimenti (Tavv. 4.5-4.7).

Rispetto al precedente anno termico la tariffa complessiva ha presentato un aumento medio nominale dell'1,9 per cento, corrispondente in termini reali a una riduzione dello 0,6 per cento, tenuto conto di un tasso di inflazione del 2,5 per cento. Con riferimento all'intero primo periodo di regolazione, la riduzione della tariffa di trasporto in termini reali è stata pari a circa il 21 per cento.

Rispetto all'anno precedente va evidenziato come la riclassificazione di reti precedentemente considerate di distribuzione abbia originato la comparsa di un nuovo operatore nel settore del trasporto del gas naturale: Retragas. Inoltre, rispetto all'anno termico precedente, sono stati distinti tre nuovi punti di uscita

TAV. 4.5 **TARIFE DI TRASPORTO E DISPACCIAMENTO: CORRISPETTIVO FISSO E CORRISPETTIVI *COMMODITY***

Anno termico 2004-2005

CORRISPETTIVO FISSO CF <sup>(A)</sup> (€/a)	1° LIVELLO	2° LIVELLO	3° LIVELLO
Edison T&S e SGM	31,498577	2.175,738828	5.267,070173
Snam Rete Gas	3.148,536826	7.871,392869	17.853,190420
Retragas	654,000000	34.352,000000	-
<b>CORRISPETTIVI UNITARI VARIABILI (€/GJ)</b>			
CV		0,164529	
CVP		0,011736	

(A) La definizione dei livelli è in funzione di una serie di parametri, tra cui vi possono essere il consumo annuo del punto di riconsegna, la tipologia di catena di misura, i metri cubi prelevati, la tipologia degli apparati di misura o il metodo di acquisizione dei dati di misura.

TAV. 4.6 **TARIFE DI TRASPORTO E DISPACCIAMENTO: CORRISPETTIVI UNITARI DI CAPACITÀ SULLA RETE NAZIONALE**Anno termico 2004-2005; €/a/m<sup>3</sup> standard/g

<b>CPE – CORRISPETTIVI PER I PUNTI DI ENTRATA</b>			
<b>5 punti di interconnessione con i metanodotti esteri di importazione</b>			
Mazara del Vallo	1,945701	Tarvisio	0,643004
Gela	1,781302	Gorizia	0,446232
Passo Gries	0,334000		
<b>1 punto dall'impianto di rigassificazione GNL</b>			
Panigaglia	0,469023		
<b>2 punti dagli stoccaggi</b>			
Stoccaggi Stogit, Edison T&S	0,169867		
<b>68 punti dai principali campi di produzione nazionali o dai loro centri di raccolta e trattamento</b>			
Bordolano, Casteggio, Caviaga, Cornegliano, Corte-Colombarola, Fornovo, Leno, Ovanengo, Piadena est, Piadena ovest, Pontetidone, Quarto, Romanengo, Settala, Soresina, Trecate	0,059549	Alfonsine, Casalborsetti, Certaldo, Correggio, Cotignola, Manara, Montenevoso, Muzza, Pomposa, Ravenna Mare, San Potito, Santerno, Scandiano, Spilamberto, Tresigallo-Sabbioncello, Vittorio Veneto-S. Antonio-S. Andrea	0,175502
Calderasi - Monteverdese, Ferrandina, Metaponto, Monte Alpi, Pisticci A.P./B.P., Sinni (Policoro)	0,681442	Larino, Fonte Filippo, Poggiofiorito, Reggente, San Salvo - Cupello, Santo Stefano Mare	0,451709
Rubicone	0,122429	Falconara, Fano	0,395888

continua

TAV. 4.6 **TARIFE DI TRASPORTO E DISPACCIAMENTO: CORRISPETTIVI UNITARI DI CAPACITÀ SULLA RETE NAZIONALE**  
(SEGUE)

Anno termico 2004-2005; €/a/m<sup>3</sup> standard/g

Carassai, Cellino, Fontevecchia, Grottamare, Montecosaro, Pineto, Rapagnano, San Benedetto del Tronto, San Giorgio Mare, Settefinestre - Passatempo	0,546694	Candela, Masseria Spavento, Roseto - Torrente Vulgano, Torrente Tona	0,484837		
Crotone, Hera Lacinia, Lavinia	1,441566	Bronte, Gagliano, Mazara - Lippone, Noto	1,543449		
<b>CPU – CORRISPETTIVI PER I PUNTI DI USCITA</b>					
<b>3 punti di interconnessione con le esportazioni</b>					
Gorizia	0,587749	Repubblica di San Marino	0,491873		
Bizzarone	0,896149				
<b>17 aree di prelievo distribuite su tutto il territorio nazionale</b>					
Friuli-Venezia Giulia	A	0,587749	Romagna	I	0,491873
Trentino-Alto Adige e Veneto	B	0,694011	Umbria	L	0,410508
Lombardia orientale	C	0,769463	Marche e Abruzzo	M	0,435380
Lombardia occidentale	D	0,896149	Lazio	N	0,460310
Nord Piemonte	E1	1,098287	Basilicata e Puglia	O	0,537870
Sud Piemonte e Liguria	E2	0,896149	Campania	P	0,335732
Emilia e Liguria	F	0,694011	Calabria	Q	0,335732
Basso Veneto	G	0,601473	Sicilia	R	0,133594
Toscana e Lazio	H	0,605234			

TAV. 4.7 **TARIFE DI TRASPORTO E DISPACCIAMENTO: CORRISPETTIVI UNITARI DI CAPACITÀ SULLA RETE REGIONALE**

Anno termico 2004-2005; €/a/m<sup>3</sup> standard/g

CRr	
Edison T&S e SGM	1,676970
Snam Rete Gas	1,279798
Retragas	1,684600

dalla rete nazionale, corrispondenti a interconnessioni con le esportazioni (Gorizia, Bizzarone e la Repubblica di San Marino).

Il 30 settembre 2005 terminerà il primo periodo di regolazione del trasporto. I criteri per la determinazione delle tariffe di trasporto per il secondo periodo di regolazione saranno definiti in esito al procedimento avviato con la delibera 29 marzo 2005, n. 53.

**Completamento della  
disciplina del trasporto:  
casi di avviamento  
(delibere n. 144/04 e n. 5/05)**

L'Autorità ha recentemente completato il quadro delle modifiche al regime di accesso stabilito con i Codici di rete e con i criteri tariffari prospettato con la delibera 31 luglio 2003, n. 91.

La delibera 5 agosto 2004, n. 144, ha regolato la disciplina di avviamento del servizio di trasporto introducendo una riduzione del corrispettivo di trasporto regionale per i nove mesi successivi alla data di disponibilità di capacità di trasporto nel caso di realizzazione di un nuovo punto di riconsegna o di potenziamento di almeno il 10 per cento della capacità di trasporto di un punto di riconsegna esistente, che alimenta un impianto per la produzione di energia elettrica direttamente connesso con la rete di trasporto. Alcune società hanno chiesto di estendere la regolamentazione della disciplina di avviamento anche alle centrali termoelettriche, soggette a rifacimento, per le quali non viene potenziata la capacità di trasporto del punto di riconsegna.

Per risolvere tali problematiche ed evitando discriminazioni tra i soggetti che realizzano nuove centrali e quelli che effettuano il rifacimento delle centrali esistenti già alimentate a gas, l'Autorità (nel corso del procedimento avviato con delibera n. 91/03, per l'adozione di provvedimenti in materia di Codice di rete), ha diffuso nel marzo del 2004 il Documento per la consultazione *Disciplina del servizio di trasporto del gas naturale nei casi di avviamento*.

In esito alla consultazione è stata adottata la delibera 18 gennaio 2005, n. 5, che prevede che la disciplina dell'avviamento si applichi anche ai punti di riconsegna che alimentano le centrali termoelettriche esistenti e soggette a rifacimento con la realizzazione di nuovi cicli combinati a gas, anche in assenza di un potenziamento della capacità di trasporto superiore alla soglia del 10 per cento.

**Completamento della  
disciplina del trasporto:  
casi di prelievi fuori punta  
(delibera n. 6/05)**

L'attività di trasporto del gas in Italia è caratterizzata da una domanda concentrata nel periodo invernale (strettamente legata ai fabbisogni degli usi di riscaldamento). Al fine di soddisfare una domanda di questo tipo, l'impresa di trasporto è tenuta a predisporre un'adeguata capacità delle infrastrutture, con la conseguenza che tale capacità rimane in parte inutilizzata in alcuni periodi dell'anno, in particolare nel periodo estivo (periodi fuori punta).

In considerazione di ciò l'Autorità, nel corso del procedimento avviato con delibera 24 giugno 2004, n. 100, per l'adozione di provvedimenti in materia di ta-

riffe di trasporto, ha diffuso, nel giugno 2004, il Documento per la consultazione *Applicazione dei corrispettivi unitari di capacità per il trasporto sulle reti regionali nel caso di prelievi concentrati in periodi fuori punta*, nel quale è stata proposta la riduzione del corrispettivo di capacità per i soggetti che prelevano gas nel periodo fuori punta.

Sulla base delle osservazioni e proposte pervenute in risposta al Documento per la consultazione è stata predisposta la delibera 18 gennaio 2005, n. 6, che prevede modifiche e integrazioni sia alla disciplina dell'erogazione del servizio di trasporto (deliberazione n. 137/02) sia alla tariffa di trasporto (deliberazione n. 120/01). Più precisamente, dopo aver identificato come "periodo fuori punta" quello compreso tra il 1° maggio e il 31 ottobre di ciascun anno e come "periodo di punta" quello compreso tra il 1° novembre e il 30 aprile, l'Autorità ha stabilito che venga ridotto, a inizio anno termico, il corrispettivo di capacità regionale CRr per una percentuale pari al 30 per cento, nei punti di riconsegna nei quali si prevedono prelievi in periodi fuori punta. A fronte di tale riduzione viene introdotto l'obbligo per gli utenti a prelevare, nel periodo di punta, entro il limite del 10 per cento della capacità conferita nei medesimi punti di riconsegna. In caso di mancato rispetto di tale obbligo il corrispettivo di capacità viene maggiorato per una percentuale pari al 30 per cento.

Tale impostazione è stata adottata con riferimento al fatto che in termini generali il prelievo nei periodi fuori punta apporta benefici al sistema di trasporto regionale nel suo complesso.

#### **Revisione dei corrispettivi di bilanciamento per il servizio sostitutivo del trasporto e distribuzione (delibera n. 41/05)**

Nel dicembre 2004 l'Autorità ha diffuso un Documento per la consultazione finalizzato alla revisione dei corrispettivi di bilanciamento per il servizio di trasporto, in particolare delle soglie di tolleranza previste dalla delibera n. 137/02 per quanto riguarda i corrispettivi di scostamento, quest'ultimo definito in delibera come la differenza, per ciascun utente e per ciascun punto di consegna o riconsegna, fra la capacità utilizzata e la capacità conferita giornaliera.

Le imprese di trasporto avevano infatti segnalato che dette soglie, stabilite al fine di assicurare, soprattutto nella fase di prima applicazione del regime di bilanciamento, un adeguato livello di flessibilità per gli utenti del servizio di trasporto, tenuto conto delle difficoltà a controllare i flussi e a prevedere esattamente le punte di consumo e/o le loro contemporaneità in relazione ai prelievi dei clienti finali, venivano utilizzate dagli utenti in modo sistematico come capacità aggiuntiva a titolo gratuito, riducendo in tal modo le richieste di capacità.

La consultazione effettuata ha dato indicazioni per un'applicazione di nuove soglie di tolleranza a partire dal nuovo anno termico 2005-2006, in corrispondenza dell'avvio del secondo periodo regolatorio.

Nel medesimo documento veniva posto alla consultazione un ulteriore tema

collegato al regime di bilanciamento di cui alla delibera n. 137/02, la cui criticità era emersa già nel corso della predisposizione dei Codici di rete, nel 2003: la revisione dei corrispettivi di scostamento per il servizio sostitutivo sulle reti di trasporto e distribuzione effettuato tramite carri bombolai.

La consultazione su quest'ultimo tema ha dato come risultato una completa condivisione delle proposte dell'Autorità, proposte divenute disposizioni nella delibera n. 41 del 10 marzo 2005.

Al fine di illustrare il provvedimento è opportuno riassumere brevemente quanto previsto dalla normativa in merito.

Per quanto riguarda il sistema di trasporto, i Codici di rete Snam Rete Gas ed Edison T&S prevedono la possibilità per l'utente del servizio di trasporto, in caso di interruzioni o riduzioni della capacità di trasporto presso i punti di riconsegna che gli competono, determinate da interventi manutentivi o di potenziamento della rete, di avvalersi di un servizio "alternativo" ovvero sostitutivo (per esempio, il carro bombolaio) per la fornitura di gas ai propri clienti finali interessati da interventi effettuati dall'impresa di trasporto.

Gli stessi Codici contemplano la medesima possibilità per l'utente del servizio anche, come in particolare recita il Codice di rete Snam Rete Gas, "al verificarsi di una situazione di emergenza di servizio sulla rete di metanodotti Snam Rete Gas che comporta la sospensione temporanea del servizio di trasporto presso un Punto di riconsegna, [...] per tutto il periodo in cui perdura tale evento [...] così da garantire la fornitura di gas ai relativi Clienti Finali interessati dall'interruzione".

Per quanto riguarda il sistema di distribuzione, l'attuale quadro normativo prevede che l'impresa di distribuzione, rispettando gli obblighi derivanti dalla definizione dell'attività di distribuzione come pubblico servizio prevista dal decreto legislativo n. 164/00, organizzi il servizio sostitutivo nei casi di manutenzioni, potenziamenti, situazioni di emergenza che causino interruzioni nell'impianto di distribuzione (delibera 27 luglio 2004, n. 138).

È opportuno inoltre ricordare che la finalità dei corrispettivi di scostamento previsti dalla delibera n. 137/02 è di incentivare gli utenti del servizio di trasporto alla corretta programmazione delle capacità; tanto è che tali corrispettivi versati dagli utenti in conseguenza dell'errata programmazione delle capacità di trasporto loro conferite, vengono ridistribuiti sulla comunità degli utenti del servizio di trasporto.

È necessario infine sottolineare anche che la scelta dei punti di riconsegna ove caricare i carri bombolai con i quali si fornisce il predetto servizio sostitutivo ricade sui punti più idonei, in base alla loro posizione in relazione all'area interrotta o ridotta, e alla disponibilità degli stessi carri bombolai nel periodo di interruzione.

Il combinato disposto della prassi illustrata in materia di servizio sostitutivo e del regime di bilanciamento porta come conseguenza che l'utente del sistema di

trasporto che fornisce direttamente o indirettamente i volumi di gas al carro bombolaio e che interviene per ovviare a problemi del sistema (ovvero per garantire la continuità della riconsegna del gas naturale alle zone interessate da riduzione o da interruzione sul sistema di trasporto e/o di distribuzione), potrebbe incorrere in una penale di scostamento, ai sensi della delibera n. 137/02, dei cui proventi beneficiano tutti gli utenti del sistema stesso.

Conseguentemente il servizio sostitutivo può essere riconosciuto come “situazione eccezionale”, passivo di deroga in specificate condizioni, ai fini della corresponsione dei corrispettivi di scostamento del servizio di trasporto.

Stabilito il principio dell’eccezionalità del servizio sostitutivo, con la delibera n. 41/05 l’Autorità ha disposto che i soggetti che forniscono il gas naturale per il servizio sostitutivo a mezzo carri bombolai, siano esentati dal calcolo dei corrispettivi di scostamento, esclusivamente per la capacità di trasporto utilizzata per assicurare il servizio sostitutivo sul trasporto o sulla distribuzione nei casi di:

- interventi manutentivi, potenziamenti e altri potenziamenti per esigenze del sistema;
- interventi sulle reti causati da opere di terzi;
- interventi sulle reti di trasporto e/o di distribuzione legati a “emergenze di servizio” (definite come emergenze che fanno riferimento a eventi quali il fuori servizio non programmato di condotte, di impianti di linea, di centrali di compressione, e i danneggiamenti ai metanodotti per eventi naturali).

L’Autorità ha infine stabilito un aggiornamento dei Codici di rete al fine di applicare le regole esposte.

### Aggiornamento dei Codici di rete

Successivamente all’approvazione dei Codici di rete (delibera 1 luglio 2003, n. 75, per il Codice di rete Snam Rete Gas; delibera 12 dicembre 2003, n. 144, per il Codice di rete Edison T&S), è seguita un’intensa attività di aggiornamento degli stessi. Si trattava infatti della prima esperienza di predisposizione di un documento molto complesso, composto da condizioni contrattuali che riguardano in maniera puntuale tutti gli aspetti dell’attività di trasporto, con importanti implicazioni su tutte le altre attività del settore. Vi era inoltre l’esigenza di verificare l’uniformità e l’omogeneità dei Codici di rete, seppure nel rispetto dell’autonomia contrattuale dei soggetti contraenti.

È opportuno ricordare che ai sensi della delibera n. 137/02, i Codici di rete prevedono una procedura per il loro aggiornamento aperta alle parti interessate. La disciplina di aggiornamento contenuta nei Codici di rete contempla che tutti i soggetti interessati (non solo gli utenti, ma anche imprese di distribuzione, clienti finali ecc.) possano suggerire alle imprese di trasporto modifiche del Co-

dice, debitamente motivate. Le imprese trasmettono le loro proposte di aggiornamento e quelle avanzate da altri soggetti, accompagnate da un loro giudizio (positivo o negativo, anche questo debitamente illustrato), all'Autorità per la valutazione e l'eventuale approvazione.

Le modifiche apportate al Codice di rete Snam Rete Gas, soprattutto quelle avanzate nei primi mesi di applicazione, erano volte principalmente alla correzione di errori manifesti presenti nel testo e alla migliore formulazione di alcune clausole (senza peraltro modificarne il contenuto).

Ulteriori modifiche sono incorse, o sono tuttora previste, a seguito delle nuove disposizioni emanate dall'Autorità in ambito dell'attività del trasporto, ma non solo. Il Codice di rete, in quanto insieme delle condizioni generali di fornitura del servizio di trasporto, ha implicazioni su tutta la filiera del gas: lo sforzo dell'Autorità è stato volto anche all'armonizzazione delle regole del trasporto con quelle previste per le altre attività, *in primis* la distribuzione: è naturale dunque che non solo le necessità delle imprese di trasporto e degli operatori, ma anche l'attività di regolamentazione attuata dalla stessa Autorità abbia guidato l'aggiornamento del Codice di rete.

Per quanto riguarda il Codice Snam Rete Gas, nel corso dell'anno termico 2003-2004 sono pervenute complessivamente, senza contare le modifiche apportate da intervenute nuove disposizioni dell'Autorità, 51 richieste di aggiornamento, alcune delle quali presentate con "procedura d'urgenza" (la procedura d'urgenza comporta un *iter* di valutazione/trasmisione accelerato da parte dell'impresa di trasporto, e la possibilità di presentare tali richieste in qualunque momento dell'anno, anziché entro i termini previsti dal Codice per le altre: l'adozione di tale procedura vale per le richieste relative alla correzione di errori materiali manifesti, nonché nei casi in cui l'inserimento nella procedura ordinaria costituisse grave pregiudizio per la sicurezza e l'efficienza del sistema di trasporto). Nel corso del 2004 sono state effettuate quattro sessioni di aggiornamento, a gennaio, luglio, ottobre. L'ultima sessione, del 18 ottobre, in concomitanza con la delibera n. 180/04, illustrata in precedenza.

Delle proposte pervenute, 26 sono state recepite nei Codici di rete (28, considerando due approvazioni parziali): sul sito dell'Autorità sono indicati tutti gli aggiornamenti ai Codici effettuati, con il testo delle modifiche consultabile da tutti gli interessati; 17 proposte sono state respinte, avendo peraltro ricevuto giudizio negativo, quanto alla possibilità della loro adozione, già dall'impresa di trasporto: parte di tali proposte non era recepitibile o non poteva trovare accoglimento presso il Codice di rete in quanto prevedeva la modifica del quadro normativo a monte del Codice stesso. Alcune delle proposte respinte invece non erano implementabili nell'immediato dall'impresa di trasporto poiché comportavano notevoli modifiche di tipo tecnico ai sistemi dell'impresa di trasporto.

L'Autorità ha tenuto comunque conto di tali proposte o ne terrà conto laddove le ritenesse valide, ai fini della predisposizione di provvedimenti sul tema. Esempio ne sia la delibera n. 41/05 – descritta in precedenza – sull'esenzione dai corrispettivi di scostamento per i carri bombolai, con la quale è stata anche accolta la richiesta di modifica del Codice avanzata a livello di associazione, dalle imprese che gestiscono stazioni di autotrazione. Infine, 6 proposte restano allo studio degli Uffici.

Dato il grande numero e l'alta frequenza di arrivo delle richieste, tali da necessitare di una gestione quasi giornaliera dell'attività di aggiornamento, Snam Rete Gas ha predisposto con l'avvio del nuovo anno termico un supporto informativo (Paggio) per gli utenti, disponibile sul sito Internet dell'impresa di trasporto, tramite il quale tutti i soggetti interessati possono avanzare le loro proposte, o presentare commenti alle proposte pubblicate per la consultazione, o ancora trovare la serie storica degli aggiornamenti, il testo delle proposte e il testo del Codice modificato, nonché lo stato delle proposte stesse nell'*iter* di presentazione/approvazione presso l'Autorità. Il supporto informatico è condiviso con l'Autorità per lo snellimento delle procedure di trasmissione dei documenti relativi all'aggiornamento del Codice di rete.

Nel febbraio 2005 è avvenuto il quinto aggiornamento del Codice di rete, stavolta dettato da una decisione del TAR Lombardia a cui l'Autorità ha dovuto prestare acquiescenza (delibera 16 febbraio 2005, n. 23, trattata nel box relativo al contenzioso sui Codici di rete).

Tale delibera ha comportato alcune modifiche pure del Codice di rete SGI: nel contempo è stato effettuato il primo aggiornamento del Codice SGI, per recepire anche le modifiche di tipo formale legate al cambio di ragione sociale della società e alla correzione di errori di testo.

### Contenzioso sulle norme relative alla regolamentazione del trasporto

#### Delibera n. 23/05: Ottemperanza alla sentenza del TAR n. 2643, su alcune clausole dei Codici di rete Snam Rete Gas e SGI

*L'accoglimento di un punto del ricorso presentato nell'ottobre 2003 da Eni presso il TAR Lombardia avverso le delibere di approvazione dei Codici di rete (delibere n. 75/03 e n. 144/03), è alla base della delibera dell'Autorità n. 23/05.*

*È utile, per chiarire quale fosse la contestazione di Eni, richiamare alcune disposizioni contenute nei Codici di rete.*

*Il Codice di rete prevede che la durata del conferimento di capacità di trasporto sia come minimo annuale, con relativa corresponsione della tariffa sulla medesima base annuale. Da ciò deriva che presso qualunque punto della rete, a prescin-*

dere dal momento in cui gli utenti chiedano il conferimento di capacità, essi corrispondano la relativa tariffa dall'inizio dell'anno termico, a eccezione dei seguenti casi:

- casi di nuova capacità di trasporto resa disponibile da parte dell'impresa di trasporto durante l'anno: in tal caso gli utenti che ottengono tale capacità ne corrispondono la tariffa a partire dal momento in cui essa è disponibile;
- casi di trasferimento di capacità per subentro nella fornitura a clienti finali.

È appunto sulla seconda fattispecie, che verte il punto del ricorso di Eni in questione.

In merito a questo aspetto, il Codice prevede che in caso di trasferimento di capacità di trasporto da un utente a un altro, presso un punto di riconsegna della rete di trasporto, a seguito di subentro nella fornitura a un cliente finale, l'utente subentrante – avvalendosi del diritto a una valutazione ex novo della capacità che gli è necessaria per servire il cliente finale che ha acquisito – possa richiedere una capacità inferiore, uguale, o superiore alla capacità utilizzata dal fornitore precedente ("utente uscente") per servire il medesimo cliente.

Nel caso in cui l'utente subentrante chieda maggiore capacità rispetto all'utente uscente, per la quota di capacità ulteriore (definita "addizionale" da Snam Rete Gas, e "incrementale" da SGI), l'utente subentrante corrisponde la tariffa a partire dal momento del subentro.

Il Codice di rete Snam Rete Gas prevede inoltre che l'utente subentrante, qualora posteriormente al subentro necessiti di ulteriore capacità per servire il medesimo cliente finale nel corso dell'anno termico, corrisponda comunque la tariffa per tale quota di nuova capacità (capacità "aggiuntiva") a partire dalla data del subentro e non dall'inizio dell'anno termico.

Eni ha contestato gli aspetti che riguardano la corresponsione della tariffa di trasporto per entrambe le capacità, addizionale (ovvero incrementale) e aggiuntiva.

Con le sentenze n. 2643/2004 e n. 116/2005, il TAR Lombardia, accogliendo la contestazione ha ordinato la rimozione delle clausole della disciplina del trasferimento di capacità richiamate al secondo elenco).

L'Autorità, ottemperando quindi alle sentenze del TAR Lombardia, ha eliminato tali clausole con la delibera n. 23/05.

**Delibera 18 febbraio 2005, n. 28: Appello presso il Consiglio di Stato avverso le sentenze del TAR Lombardia di annullamento parziale della delibera dell'Autorità n. 137/02, in seguito ai ricorsi di Energia S.p.A. ed Eni S.p.A.**

In data 1 dicembre 2004 sono state depositate le sentenze n. 6097 e n. 6098, con le quali TAR Lombardia ha accolto – in parte qua – uno dei motivi dei ricorsi presenta-

ti dalle società Eni ed Energia, avverso la delibera n. 137/02 (la delibera contenente i criteri e gli obblighi per la predisposizione dei Codici di rete per l'attività del trasporto).

La contestazione delle due società riguarda l'art. 9 della delibera n. 137/02 (relativo all'accesso), nel quale le ricorrenti riscontrano una "illegittimità" rispetto ai dettami del decreto legislativo n. 164/00, laddove tale decreto dispone espressamente (art. 3, comma 8) che i contratti di importazione prevedano sempre un margine di flessibilità non inferiore a una soglia definita pari al 10 per cento della quantità contrattuale media giornaliera riconosciuta nella delibera n. 137/02.

Accogliendo la richiesta di Eni e di Energia, il TAR Lombardia ha ritenuto illegittime le disposizioni dei commi 9.1 e 9.4 della delibera n. 137/02, con riferimento al comma 3.8 del decreto, sostenendo che nel regolamentare il conferimento di capacità di trasporto nei punti della rete nazionale interconnessi con l'estero, l'Autorità non abbia tenuto conto "dell'elemento di flessibilità contemplato nel citato comma del decreto".

L'Autorità lo scorso febbraio ha presentato appello presso il Consiglio di Stato avverso tale decisione del TAR Lombardia. Ciò in quanto in realtà l'Autorità nel predisporre le regole per l'accesso ha in effetti considerato la disposizione che il TAR ritiene non sia stata accolta.

Peraltro lo stesso TAR nel corso delle sentenze riconosce all'Autorità, e solo a questa, il potere di disporre i criteri per l'accesso, attribuendole il compito di conciliare da un lato di "l'esigenza di garantire la pluralità di accesso alla rete in nome del principio di concorrenzialità e competitività del mercato" e dall'altro "l'esigenza di garantire ai titolari di contratti di importazione take or pay un accesso adeguato ai volumi di gas concordati".

E in effetti, come anche si legge nei considerati della delibera n. 137/02, l'Autorità al momento della predisposizione delle regole dell'accesso, ben conscia di queste esigenze, ha riconosciuto quale giusto compromesso il disporre un sistema di priorità che in primis tutelasse l'accesso dei contratti ante direttiva europea, ma pure ponendo il limite di tale tutela nella quantità contrattuale media (su base giornaliera), riconoscendo la flessibilità di cui al comma 3.8 del decreto legislativo n. 164/00 insieme ai contratti annuali.

**Coordinamento internazionale della regolazione del settore del gas naturale** Il 2004 è stato l'anno di inizio delle attività dell'*European Regulators Group for electricity and gas* (ERGEG – [www.ergreg.org](http://www.ergreg.org)), nuovo soggetto istituito nel dicembre 2003 e composto dai regolatori europei dell'energia, che opera come corpo consultivo all'attività della Commissione europea. L'ERGEG si affianca al *Council of European Energy Regulators* (CEER – [www.ceer-eu.org](http://www.ceer-eu.org)), differen-

ziandosene per il riconoscimento formale che il primo ha ottenuto da parte della Commissione europea.

In seno all'ERGEG e al CEER l'Autorità ha contribuito, nel corso del 2004, con attiva partecipazione, alla redazione dei contributi sul tema del gas naturale, che sono stati presentati in occasione di due Forum di Madrid, in luglio e dicembre.

Il tema dell'accesso alle infrastrutture di stoccaggio è stato preponderante per tutto il 2004 e ha rappresentato la prima esperienza di attività dell'ERGEG. Per la rilevanza in Europa dell'esperienza italiana di regolazione della fase dello stoccaggio, l'Autorità ha svolto un ruolo propulsivo essendo a capo, in collaborazione con il CRE (il regolatore francese), della *task force* che si è occupata di redigere le *Linee guida* per l'accesso allo stoccaggio in Europa (*Guidelines for Good Third Party Access Practice for Storage System Operators – GGPSSO*).

Le *Linee guida* per l'accesso allo stoccaggio hanno dato inizio al confronto con l'industria, proseguendo il progetto già tracciato con le raccomandazioni per l'introduzione dell'accesso di terzi alle infrastrutture di stoccaggio, redatte dall'Autorità e adottate dal CEER alla fine del 2003. La scelta della maggior parte degli Stati membri di optare per un regime di accesso negoziato alle infrastrutture di stoccaggio (anche in assenza di reali condizioni concorrenziali per questo servizio nell'Europa continentale) amplifica la portata delle *Linee guida*. Queste ultime intendono rimuovere uno dei principali "colli di bottiglia" – la chiusura ai terzi delle infrastrutture di stoccaggio – per l'apertura del mercato, identificando a livello europeo un *set* minimo di regole condivise che garantisca effettive condizioni non discriminatorie e omogenee tra paesi europei in tema di accesso allo stoccaggio di gas naturale.

Al fine di massimizzare il coinvolgimento di tutti gli attori interessati al processo di scrittura delle *Linee guida* per l'accesso allo stoccaggio, esse sono state oggetto di una consultazione formale, la prima sotto l'egida dell'ERGEG. La consultazione svolta nell'autunno del 2004 ha permesso di registrare un ampio consenso sui temi cardine delle GGPSSO, evidenziando i rimanenti punti ancora oggetto di dibattito. L'accordo su un testo condiviso è stato possibile solo nel marzo 2005. L'implementazione delle *Linee guida* dovrà avvenire entro l'1 aprile 2005.

I principali aspetti portati all'attenzione del dibattito da parte dell'Autorità, quali la trasparenza delle condizioni commerciali e la loro pubblicazione, l'obbligo di offerta di un servizio minimo di stoccaggio e di gestione confidenziale delle informazioni, sono stati recepiti nel testo approvato lo scorso marzo. L'Autorità, in collaborazione con il regolatore francese, monitorerà l'applicazione delle *Linee guida* nei paesi dell'Unione europea.

Oltre ai lavori sull'accesso alle infrastrutture di stoccaggio, l'Autorità ha supportato gli esercizi di *Benchmarking* relativi all'applicazione del regime tariffa-

rio *entry-exit* per le infrastrutture di trasporto e delle *Linee guida* sul trasporto adottate dal settimo Forum di Madrid nel 2003.

In merito all'adozione del regime *entry-exit* in Europa è stata rilevata una generale mancanza di trasparenza sulle tariffe applicate e sui servizi offerti. Spesso questi ultimi infatti fanno parte di pacchetti complessivi (*bundle*) che non permettono l'identificazione e l'accesso ai singoli servizi. L'Italia, che da tempo ha implementato le tariffe *entry-exit*, è citata come uno degli esempi di riferimento, essendo le imprese di trasporto del nostro paese collocate tra le *best practice* del settore.

Anche relativamente alle *Linee guida* sul trasporto si è registrato un livello di implementazione non soddisfacente, che tuttavia migliora nei paesi in cui vi è un ente regolatore in grado di intervenire con competenze e poteri rilevanti. Il basso livello di implementazione ha dimostrato la reale utilità del regolamento gas (che riprende le *Linee guida* del trasporto) da poco approvato dal Parlamento europeo, con cui si è dato rilievo formale al contenuto degli accordi su base volontaristica di Madrid.

## Struttura e organizzazione delle attività di stoccaggio e dei terminali di rigassificazione

### Stoccaggio

Il sistema di stoccaggio per l'anno termico 2004-2005 (si ricorda che l'anno termico relativamente all'attività di stoccaggio comincia ad aprile, in concomitanza con l'inizio del ciclo di riempimento degli stoccaggi e si conclude nel marzo successivo, al termine dello svasso degli stessi) ha fornito complessivamente, ossia considerando nell'insieme i siti di stoccaggio gestiti da Stogit e da Edison Stoccaggio S.p.A., una disponibilità in termini di spazio per il *working gas* pari a circa 12,8 G(m<sup>3</sup>) al momento del conferimento. Tale valore comprende la quota riservata allo stoccaggio strategico, quest'ultima stabilita dal Ministero delle attività produttive ogni anno, ai sensi del decreto legislativo n. 164/00, sulla base della maggiore delle importazioni.

Per quanto riguarda il 2004, la quota di stoccaggio strategico dichiarata dal ministero (l'importazione di riferimento è stata quella dalla Russia), si è mantenuta come negli scorsi anni pari a 5,1 G(m<sup>3</sup>) (Tav. 4.8).

Lo spazio in stoccaggio che residua dalla riserva strategica, pari a quasi 7,7 G(m<sup>3</sup>), costituisce la disponibilità per i servizi di stoccaggio minerario e di modulazione ciclica. La massima disponibilità di punta giornaliera in erogazione è complessivamente circa 252 M(m<sup>3</sup>) standard, valore subordinato al riempimento degli stoccaggi da parte degli utenti in misura almeno pari al 90 per cento dello spazio reso disponibile. I risultati della campagna conferimenti effettuata dalle imprese di stoccaggio lo scorso marzo 2004 sono riportati nella tavola 4.9.

La tavola mostra una variazione rispetto al 2003 per quanto riguarda il numero

TAV. 4.8 **DISPONIBILITÀ DI STOCCAGGIO IN ITALIA**

	MILIONI DI GJ AL GIORNO, PER LA PUNTA	MILIONI DI m <sup>3</sup> STANDARD
Spazio per stoccaggio strategico	198,27	5.110,13
Spazio per stoccaggio di modulazione ciclica e minerario	297,92	7.682,53
Disponibilità di punta per stoccaggio strategico	1,52	38,88
Disponibilità di punta per stoccaggio minerario, per modulazione oraria e bilanciamento operativo della rete di trasporto e di modulazione ciclica	8,29	213,62
Disponibilità di punta per stoccaggio di modulazione ciclica (interrompibile)	2,29	58,88

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Stogit ed Edison T&S.

TAV. 4.9 **CONFERIMENTI DI CAPACITÀ DI STOCCAGGIO RELATIVI AL SERVIZIO DI MODULAZIONE CICLICA**

IMPRESSE DI STOCCAGGIO	ANNO TERMICO 2003-2004		ANNO TERMICO 2004-2005	
	NUMERO OPERATORI	CAPACITÀ (GJ)	NUMERO OPERATORI	CAPACITÀ (GJ)
Stogit	23	272.728.158 <sup>(A)</sup>	29	289.060.000 <sup>(A)</sup>
Edison Stoccaggio	5	9.602.374	5	8.859.424 + 952.500 (non garantito)

(A) Per il sistema di stoccaggi Stogit il PCS di riferimento è 38,7 MJ/m<sup>3</sup> standard nel 2003-2004 e 37,8 nel 2004-2005.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Stogit ed Edison T&S.

dei fruitori del servizio di stoccaggio di modulazione ciclica (servizio di stoccaggio “di base” che prevede il periodo di iniezione da aprile a settembre e la possibilità di erogazione da ottobre al successivo marzo) presso Stogit. Il rialzo è correlabile all'aumentato numero di utenti del servizio di trasporto, cui il servizio di stoccaggio è funzionale.

Le capacità in termini di volumi di riserva attiva (*working gas*) messe a disposizione da Stogit nel 2004 sono state complessivamente pari a circa 12,55 G(m<sup>3</sup>) (circa 486,9 milioni di GJ, considerando un PCS pari a 38,8 MJ/m<sup>3</sup> standard): 7,45 (circa 289 milioni di GJ) per il servizio di modulazione ciclica e minerario e 5,1 G(m<sup>3</sup>) per la riserva strategica. Rispetto allo scorso anno lo spazio per il servizio di modulazione offerto dalla società è leggermente superiore (di circa 400 M(m<sup>3</sup>), aumento dovuto principalmente a ottimizzazioni del complesso degli stoccaggi.

Gli utenti del servizio di modulazione ciclica di Stogit sono stati 29, di questi 9 erano titolari di stoccaggio strategico. Considerando anche i servizi speciali (17 utenti del servizio di modulazione aciclica e 28 del servizio di sbilanciamento), nonché la quota assegnata a Snam Rete Gas per il bilanciamento e la modula-

zione oraria, Stogit ha servito in tutto 38 utenti.

I volumi di gas movimentati dal complesso degli stoccaggi Stogit, al febbraio 2005 risultano pari a circa 14,68 G(m<sup>3</sup>): 7,32 in erogazione e a lordo dei consumi, 7,36 in iniezione.

Le capacità in termini di volumi di *working gas* messe a disposizione da Edison Stoccaggio nell'anno termico 2004-2005 sono state pari a circa 268 M(m<sup>3</sup>), di cui circa 25 M(m<sup>3</sup>) interrompibili a causa della concomitanza dei lavori di potenziamento della centrale di Collalto. Lo spazio è stato conferito agli utenti del servizio di modulazione ciclica e del servizio strategico, nonché, ai fini del bilanciamento della rete di trasporto, alla SGI. In tutto, gli utenti del sistema di stoccaggio Edison sono stati sette: 5 quelli del servizio di base (di cui uno ha usufruito anche del servizio di stoccaggio strategico), e 2 dei servizi speciali (servizio di stoccaggio ai fini di bilanciamento della rete di trasporto, e stoccaggio di modulazione "Asimport"). Alcuni utenti del servizio di modulazione ciclica inoltre nel corso dell'anno hanno potuto ottenere un incremento in termini di spazio e di punta per il servizio di base.

I volumi di gas movimentati complessivamente dallo *hub* stoccaggio Edison (campi di Cellino e Collalto) nell'anno termico 2004-2005 (consuntivo al febbraio 2005) sono stati pari a circa 439 M(m<sup>3</sup>) (16.758.627 GJ): più o meno 235 movimentati in iniezione (8.968.685 GJ) e 204 (7.789.942 GJ) movimentati in erogazione. A completamento dell'anno termico si prevede che l'erogato complessivo sarà di circa 246 M(m<sup>3</sup>) (considerando le previsioni per il mese di marzo 2005).

Per quanto riguarda il sistema Edison Stoccaggio, attualmente sono in fase di realizzazione i lavori per una prima fase di potenziamento del campo di Collalto che termineranno durante l'estate del 2005; ciò consente di mettere a disposizione dei clienti prestazioni superiori al precedente anno termico.

#### Emergenza climatica del febbraio 2005

Il sistema gas nazionale nel corso degli ultimi mesi invernali è stato duramente messo alla prova, in particolare nel periodo fine febbraio, inizio marzo 2005. In applicazione di quanto stabilito al punto 21 della procedura di emergenza per fronteggiare la mancanza di copertura del fabbisogno di gas naturale, approvata con decreto del Ministero delle attività produttive del 25 giugno 2004, su conforme parere del Comitato tecnico di emergenza e monitoraggio del sistema del gas, in data 24 gennaio è stata dichiarato lo stato di "emergenza climatica".

È opportuno ricordare a tal proposito che la procedura citata prevede una serie di misure da applicare in base alla necessità di gas del sistema, misure che vanno dalla massimizzazione delle importazioni, all'interruzione delle forniture interrompibili, all'interruzione della fornitura di gas per le centrali *dual fuel*, sino al ricorso allo stoccaggio strategico. Inoltre il decreto del ministero prevede la sospensione dell'applicazione dei corrispettivi di bilanciamento disposti dall'Auto-

rità nella delibera n. 137/02, in particolare dei corrispettivi di scostamento presso i punti di entrata in rete degli stoccaggi e dei corrispettivi di disequilibrio.

Nel corso dell'emergenza climatica sono state applicate alcune di queste misure, quali la massimizzazione delle importazioni e l'interruzione delle forniture con contratto interrompibile. Alcune imprese hanno fatto inoltre ricorso allo stoccaggio strategico.

Lo stato di emergenza è cessato in data 15 marzo. Il Ministero delle attività produttive, congiuntamente con l'Autorità, ha avviato una indagine conoscitiva sugli eventi dell'inverno 2004-2005 e sui comportamenti degli utenti e degli operatori del sistema gas. È necessario infatti far luce sulle cause che hanno determinato l'emergenza in presenza di un inverno mediamente non rigido – infatti solo in pochi casi si sono raggiunte temperature prossime a quelle dell'inverno freddo con frequenza ventennale – e verificare le disponibilità complessive del sistema, con particolare riguardo agli stoccaggi, ai fini della salvaguardia e della sicurezza dello stesso.

#### Situazione delle istanze di concessione per nuovi stoccaggi

Per quanto riguarda i progetti di nuovi siti di stoccaggio, la tavola 4.10 riassume lo *status* dell'assegnazione delle concessioni da parte del Ministero delle attività produttive, comprendente i siti selezionati dal Ministero delle attività

TAV. 4.10 ISTANZE DI CONCESSIONE DI STOCCAGGIO AL DICEMBRE 2004

DENOMINAZIONE ISTANZA	TIPOLOGIA	CAPACITÀ NOMINALE M(m <sup>3</sup> )	REGIONE	PROV.	STATO ISTRUTTORIA
Alfonsine	Giacimento	1.550	Emilia Romagna	RA	Assegnato a Stogit
Bordolano	Giacimento	1.440	Lombardia	CR	Assegnato a Stogit
Rivara	Acquifero	3.000	Emilia Romagna	MO-BO	Assegnato a Independent Gas Management per 5 anni – VIA da fare
Canton	Acquifero	1.500	Veneto	VE	Sospesa (in attesa esito Rivara)
Colle Tronco	Acquifero	80	Lazio	FR	Rigettata
Cornegliano	Giacimento	590-1.010	Lombardia	LO	Accolta – VIA da fare
Cotignola	Giacimento	380	Emilia Romagna	RA	Assegnata a Edison Stoccaggio- VIA da fare
San Potito	Giacimento	260			
Cugno Le Macine	Giacimento	420	Basilicata	MT	Assegnato a Geogas – VIA da fare
Serra Pizzuta	Giacimento	100/180			

Fonte: Ministero delle attività produttive.

produttive per la conversione a stoccaggio nel 2001 nonché siti individuati dagli operatori (Rivara, Canton, Colle Tronco, istanze di stoccaggio in acquifero presentate da Independent Gas Management).

## Terminali di GNL

La tavola 4.11 riassume i dati dei progetti presentati per la realizzazione di nuovi terminali sulle coste italiane e lo stato attuale del loro *iter* autorizzativo. Per quanto riguarda il terminale di Rovigo, ai sensi dell'art. 1, comma 17, della legge n. 239/04, la società Edison Lng S.r.L. ha presentato richiesta di esenzione

TAV. 4.11 STATO DEI PROGETTI DI TERMINALI GNL PRESENTATI E AUTORIZZATI

PROGETTO	UBICAZIONE	SOCIETÀ	CAPACITÀ DI RIGASSIFICAZIONE G(m <sup>3</sup> )/ANNO	STATO DELL'ITER AUTORIZZATIVO
Porto Levante Offshore	Porto Levante (Rovigo)	Edison LNG	Ampliamento fino a 8	Rilasciata (nov '04) autorizzazione MAP all'ampliamento
Brindisi	Brindisi	Brindisi LNG	8	Rilasciata (gen '03) autorizzazione MAP; progetto in discussione presso le autorità locali
Toscana Offshore	Al largo della costa tra Livorno e Marina di Pisa	OLT - Offshore LNG Terminal	3 (espandibili a 6)	Effettuata VAS Regione positiva (lug '04); VIA MATT positiva; parere contrario di Provincia e Comune di Pisa; in attesa esito da riunione Conferenza dei servizi
Rosignano	Rosignano Marittimo (Livorno)	Edison	3	Effettuata VAS Regione (lug '04); VIA Regione negativa; richiesta di modifiche al progetto da parte del Comune; VIA nazionale positiva; delibera negativa della giunta regionale in pendenza al TAR che non ha riconosciuto la sospensiva
Gioia Tauro <sup>(A)</sup>	Gioia Tauro (Reggio Calabria)	Società Petrolifera Gioia Tauro	4,2 (espandibili a 8)	Conferenza dei servizi svolta (apr '03); VIA attivata da autorità portuale; parere negativo del Consiglio superiore dei lavori pubblici sul piano dell'autorità portuale con richiesta di modifiche al progetto; verbale della conferenza dei servizi impugnato al TAR per parere espresso dall'autorità portuale
San Ferdinando <sup>(A)</sup>	San Ferdinando (Reggio Calabria)	LNG Terminal	6 (espandibili a 12)	Conferenza dei servizi svolta (apr '03); richiesta di modifiche al progetto per renderlo compatibile con il potenziamento del porto di Gioia Tauro
Taranto	Taranto	Gas Natural	8	Prima riunione conferenza dei servizi (set '04); in attesa di VIA
Zaule	Zaule (Trieste)	Gas Natural	8	Competente è la Regione Friuli Venezia Giulia; procedimento da iniziare
Trieste Offshore	Trieste	Endesa	8	Esaminato progetto preliminare
Porto Empedocle	Porto Empedocle (Agrigento)	Nuove Energie	8	Competente è la Regione Sicilia; procedimento iniziato

(A) Presentato (marzo 2005) un nuovo progetto unificato da parte della società LNG Med Gas Terminal nel porto di Gioia Tauro con capacità di 12 G(m<sup>3</sup>)/anno.

Fonte: Ministero delle attività produttive.

dalla disciplina che prevede il diritto di accesso di terzi, per una quota della nuova capacità realizzata con il terminale di rigassificazione. Si ricorda che il Ministero delle attività produttive già nel 2000 aveva autorizzato la società Edison Gas, cui successivamente è subentrata la società Edison Lng, a realizzare il terminale per una capacità massima di rigassificazione equivalente a 4 G(m<sup>3</sup>) all'anno. Nel novembre 2004 (decreto 11 novembre 2004, n. 17282), ne è stata autorizzata l'espansione sino alla capacità di 8 G(m<sup>3</sup>)/anno. Ai sensi della legge n. 239/04, il ministero, su parere dell'Autorità (delibera 23 novembre 2004, n. 206), ha concesso l'esenzione per una quota pari all'80 per cento della capacità del nuovo terminale, per un periodo di tempo pari a venticinque anni dall'avvio dell'operatività del terminale.

La società Edison Lng, interamente controllata da Edison, è stata costituita con lo scopo di realizzare e gestire impianti per la rigassificazione del GNL. Nel novembre 2003 ExxonMobil Italiana Gas S.r.L. (società del gruppo ExxonMobil) e Qatar Petroleum (società dello Stato del Qatar) hanno sottoscritto con Edison un accordo per l'acquisto del 45 per cento ciascuna del capitale sociale di Edison Lng, al fine di costituire un'impresa comune avente per oggetto la realizzazione e la gestione del terminale di Rovigo. L'operazione di concentrazione realizzata con tale accordo è stata approvata dall'AGCM (provvedimento 25 marzo 2004, n. 13036). La quota di capacità del terminale, oggetto della richiesta di esenzione, è destinata a essere utilizzata per la rigassificazione di GNL prodotto in Qatar e fornito dalla società Ras Laffan Liquefied Natural Gas Company Limited II (di seguito: Rasgas) detenuta al 30 per cento da società del gruppo ExxonMobil e per il 70 per cento da Qatar Petroleum. Nel 2003, Edison ha concluso con Rasgas un contratto per l'acquisto di GNL, con consegna presso il terminale, per un periodo di 25 anni.

Il progetto per la realizzazione del terminale di rigassificazione di GNL a Brindisi della British Gas, che con la partecipazione di Enel al 50 per cento ha costituito la società Brindisi Lng S.p.A., è stato autorizzato dal Ministero delle attività produttive. La capacità annua, prevista inizialmente in 4 miliardi di metri cubi, è cresciuta a 8 G(m<sup>3</sup>). Anche Brindisi Lng ha presentato richiesta di esenzione dalla disciplina di accesso ai terzi: il ministero ha concesso l'esenzione per una quota pari all'80 per cento della capacità di rigassificazione del terminale per un periodo di 20 anni, su parere favorevole dell'Autorità (intervenuta con delibera 22 marzo 2005, n. 46).

## Attività di regolazione economica e tecnica dello stoccaggio e dei terminali di rigassificazione

Nel corso del 2003 l'attività di regolazione economica da parte dell'Autorità ha riguardato l'aggiornamento delle tariffe di stoccaggio e di rigassificazione del GNL. Per quanto concerne la regolazione tecnica, gran parte dell'attività svolta è stata relativa a disposizioni in materia di criteri per l'accesso e l'utilizzo dei terminali di rigassificazione del GNL.

### Aggiornamento delle tariffe di stoccaggio

Ai sensi dell'art. 8, comma 4, della delibera 27 febbraio 2002, n. 26, sono state pubblicate sul sito Internet dell'Autorità le tariffe relative al servizio di stoccaggio del gas naturale riferite all'anno termico 2004-2005 delle società Stogit ed Edison T&S (Tav. 4.12)

TAV. 4.12 **TARIFFE DI STOCCAGGIO PER L'ANNO TERMICO 2004-2005**

€/GJ/anno se non altrimenti indicato

CORRISPETTIVI	STOGIT	EDISON T&S
Corrispettivo unitario di spazio fs	0,255461	0,45
Corrispettivo unitario per la disponibilità di punta giornaliera fp	10,099129	13,10
Corrispettivo unitario per la disponibilità di punta giornaliera (interrompibile) fp	-	9,17
Corrispettivo unitario per la messa a disposizione del gas detenuto dall'impresa ai fini dello stoccaggio strategico fd	0,171085	-
Corrispettivo unitario di iniezione ed erogazione CVS	0,091449 (€/GJ)	-
Corrispettivo unitario di iniezione ed erogazione (flusso) CVS	-	0,25 (€/GJ)
Corrispettivo unitario di iniezione ed erogazione (controflusso) CVS	-	0,1 (€/GJ)
Corrispettivo di punta giornaliera fpg	-	0,35
Corrispettivo di spazio giornaliero fsg	-	0,01

Le tariffe di Stogit sono state aggiornate secondo quanto previsto dall'art. 8, comma 1, della delibera n. 26/02, tenuto conto dell'inflazione e del recupero di produttività fissato dall'Autorità, pari al 2,75 per cento annuo. In conseguenza di tale meccanismo di aggiornamento le tariffe del servizio di stoccaggio sono diminuite rispetto all'anno termico precedente dello 0,25 per cento.

Le tariffe del servizio di stoccaggio della società Edison T&S sono state invece determinate ai sensi dei commi 2 e 4 dell'art. 5, della delibera n. 26/02, relativi ai nuovi campi di stoccaggio e ai campi di stoccaggio non ancora a regime.

**Aggiornamento delle tariffe dei terminali di GNL (delibera n. 114/04)**

Insieme alle tariffe di trasporto l'Autorità ha approvato, con delibera 14 luglio 2004, n. 114, le tariffe per l'utilizzo dei terminali di GNL per l'anno termico 2003-2004 (Tav. 4.13) ultimo anno del periodo di regolazione, che terminerà il 30 settembre 2005. Tali tariffe sono ridotte dell'1,7 per cento nominale rispetto a quelle dell'anno precedente (cosa che corrisponde a una riduzione media del 4,2 per cento in termini reali). Complessivamente, nel primo periodo di regolazione la tariffa di rigassificazione è diminuita, in termini reali, di circa il 13 per cento.

TAV. 4.13 **TARIFFE PER L'UTILIZZO DEL TERMINALE DI PANIGAGLIA DI GNL ITALIA PER L'ANNO TERMICO 2004-2005**

CORRISPETTIVI UNITARI	UNITÀ DI MISURA	VALORE
Di impegno associato ai quantitativi di GNL scaricato CQS	€/a/m <sup>3</sup> liquido	3,102968
Associato agli approdi contrattuali CNA	€/numero di approdi in un anno	23.816,756937
Variabili per l'energia associata ai volumi rigassificati CVL	€/GJ	0,065321
CVLP	€/GJ	0,004277
Perdite	per m <sup>3</sup> rigassificato	2%

**Garanzie di libero accesso al servizio di rigassificazione del GNL**

Nel luglio del 2004 l'Autorità ha pubblicato un Documento per la consultazione sulle garanzie di libero accesso al servizio di rigassificazione del GNL e norme per la predisposizione dei Codici di rigassificazione. Allo stato attuale sono pervenute osservazioni da parte di operatori del settore. È in corso di predisposizione il relativo provvedimento, sulla base del quale le imprese di rigassificazione redigeranno e invieranno all'Autorità i loro Codici di rigassificazione per l'approvazione.

**Adozione di un provvedimento nei confronti di GNL Italia e avvio di istruttoria formale (delibera n. 120/04)**

Con la delibera 12 febbraio 2004, n. 16, l'Autorità ha avviato una istruttoria formale nei confronti di GNL Italia in relazione al rifiuto opposto alla richiesta formulata dalla società Gas Natural Vendita Italia S.p.A. per l'accesso al servizio di rigassificazione continuativo per l'anno termico 2003-2004 presso il terminale di rigassificazione di GNL gestito dalla medesima GNL Italia (si veda a proposito la *Relazione Annuale* dello scorso anno).

L'Autorità ha ritenuto illegittimo il rifiuto opposto da GNL Italia riscontrando la violazione delle disposizioni transitorie in materia contenute nella delibera n. 120/01, le quali prevedono che la capacità di rigassificazione sia conferita su base annuale assicurando la parità di trattamento degli utenti. Conseguentemente con la delibera del 20 luglio 2004, n. 120, l'Autorità ha ordinato a GNL

Italia di consentire l'accesso al servizio di rigassificazione da essa gestito alla società Gas Natural Vendita Italia e ha avviato un'istruttoria formale nei confronti della medesima GNL Italia, ai fini dell'adozione di una sanzione amministrativa pecuniaria ai sensi dell'art. 2, comma 20, lettera c), della legge n. 481/95. Tale istruttoria si è conclusa con la delibera n. 2 del 12 gennaio 2005 con la quale l'Autorità ha approvato l'irrogazione di una sanzione amministrativa pecuniaria nei confronti della società GNL Italia.

**Approvazione delle condizioni generali di accesso predisposte da GNL Italia (delibera n. 184/04)**

Al fine di dare piena attuazione ai contenuti della delibera n. 120/04, GNL Italia ha definito condizioni generali per l'accesso al servizio di rigassificazione e modalità di erogazione del servizio valide per l'anno termico 2004-2005. L'Autorità con la delibera del 20 ottobre 2004, n. 184, ha approvato tali condizioni subordinatamente ad alcune modifiche sostanziali che tengono conto dell'esigenza di massimizzare l'utilizzo del terminale nell'attuale contesto dell'approvvigionamento di GNL per il mercato italiano, caratterizzato dalla parziale indisponibilità dell'impianto di liquefazione algerino di Skikda, a seguito dell'incidente avvenuto nel gennaio 2004, che ha determinato una forte riduzione dei volumi di GNL consegnati presso il terminale. A tal fine l'Autorità ha previsto che la capacità di rigassificazione per l'anno termico 2004-2005 sia conferita prioritariamente ai soggetti che si impegnano a consegnare su base annuale volumi di GNL presso il terminale e limitatamente a tali volumi. Nel caso in cui un utente non consegna i volumi di GNL oggetto della priorità di accesso, è prevista l'applicazione di un corrispettivo.

Inoltre, al fine di rendere disponibile in tempi adeguati ad agevolarne l'utilizzo la capacità di rigassificazione impegnata, ma non utilizzata, dagli utenti continuativi del terminale, l'Autorità ha previsto una programmazione delle consegne di GNL anticipata rispetto a quella inizialmente prevista nelle condizioni generali di accesso al servizio predisposte da GNL Italia. In particolare i volumi consegnati in ciascun mese sono comunicati da ogni utente entro la fine del secondo mese precedente, anziché entro la fine del mese precedente.

**Avvio di istruttoria conoscitiva sulla gestione del terminale di Panigaglia (delibera n. 204/04)**

Nel corso dell'attività di regolazione e istruttoria relativa al servizio di rigassificazione è emersa l'esigenza di approfondire alcuni temi relativi all'approvvigionamento del GNL per il mercato italiano e alle modalità con le quali si è svolto tale servizio presso l'impianto di Panigaglia. In particolare tali temi riguardano:

- il mancato utilizzo da parte della società Eni dell'intera capacità del terminale a essa conferita per gli anni termici 2002-2003 e 2003-2004, relativamente ai quali altri utenti avevano formulato richieste per l'accesso al servizio di rigassificazione di tipo continuo, rifiutate da GNL Italia, invece, per

insufficienza di capacità;

- le modalità con le quali si è svolto l'accesso al servizio di rigassificazione *spot*, relativamente al quale, negli anni termici 2001-2002 e 2002-2003, un unico operatore ha ottenuto il 90 per cento della capacità conferita;
- l'incertezza dei tempi e delle modalità, segnalate da alcuni operatori, con le quali la società GNL Italia effettua le necessarie verifiche sull'omologazione delle navi metaniere ai fini dell'approvazione per la scarica presso il terminale di Panigaglia;
- la mancata realizzazione di interventi di potenziamento del terminale di rigassificazione di Panigaglia, a seguito dell'offerta da parte di alcuni operatori di sostenerne il costo al fine di ottenere l'accesso al terminale.

Con riferimento a questi temi l'Autorità, allo scopo di verificare la sussistenza dei presupposti per l'adozione di provvedimenti di propria competenza per la tutela e la promozione della concorrenza nonché per la tutela della libertà di accesso al terminale stesso, ha avviato, con la delibera del 18 novembre 2004, n. 204, una istruttoria conoscitiva sulla gestione e l'utilizzo del terminale di rigassificazione di GNL di Panigaglia.

## Struttura e organizzazione delle attività di distribuzione

### Aggiornamento struttura distribuzione

Da un triennio si assiste a una costante diminuzione del numero delle imprese di distribuzione e all'acquisizione da parte di grandi gruppi industriali, italiani e stranieri, di piccole e medie imprese. Nel periodo marzo-ottobre 2004, 17 società di distribuzione sono state acquisite da altre imprese operanti nel settore o si sono fuse per la costituzione di una nuova società; a queste si aggiungono le 17 acquisizioni registrate nel 2002 e le 30 nel 2003.

Durante il 2004 circa 80 distributori, di cui 50 Comuni che gestivano direttamente il servizio, hanno ceduto le proprie attività ad altri soggetti. Nel corso del 2002, erano state effettuate 110 cessioni (di cui 10 da parte di Comuni) e 80 gestioni dirette erano cessate.

Complessivamente, dai 750 soggetti operanti nella distribuzione alla fine degli anni Novanta si è scesi ai 560 circa del 2003 e ai circa 480 del 2004.

Da questi dati si può percepire che la ristrutturazione del settore è in corso e sta proseguendo, dopo una fase più intensa, a un andamento leggermente più lento rispetto allo scorso biennio. La tendenza positiva di una aggregazione degli esercenti della distribuzione rimane; il settore si sta riorganizzando migrando verso una struttura industriale costituita da imprese medio-grandi.

Sotto il profilo della natura societaria del soggetto esercente l'attività di distri-

TAV. 4.14 TIPOLOGIA DI NATURA SOCIALE DEGLI ESERCENTI IL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE GAS

TIPOLOGIA	NUMERO	QUOTA PERCENTUALE
Diretta del Comune	61	12,7
Società per azioni	206	42,7
Società a responsabilità limitata	185	38,4
Società in nome collettivo	2	0,4
Società in accomandita semplice	2	0,4
Società consortile per azioni	2	0,4
Società consortile a responsabilità limitata	5	1,0
Società cooperativa a responsabilità limitata	4	0,8
Azienda speciale	6	1,2
Azienda speciale consortile	5	1,0
Consorzi	4	0,8
<b>Totali</b>	<b>482</b>	<b>100,0</b>

buzione, al primo ottobre 2004 risultavano prevalenti le società per azioni e le società a responsabilità limitata (rispettivamente pari al 42,7 e al 38,4 per cento). Complessivamente, gli impianti di distribuzione all'inizio del nuovo periodo regolatorio (1 ottobre 2004) erano 3.268.

#### Gare sulla distribuzione

Per quanto riguarda le gare per l'affidamento del pubblico servizio del gas naturale, vi è da rilevare che l'avvicinamento di norme e orientamenti giurisprudenziali, pur perseguendo l'obiettivo di anticipare il regime di liberalizzazione del mercato del gas secondo i principi concorrenziali imposti dalla norme comunitarie, sembra comunque rimettere nuovamente in discussione l'equo contemperamento tra l'interesse pubblico a una gestione concorrenziale del servizio (onde migliorare la qualità del servizio e diminuirne tendenzialmente i costi) e gli interessi privati dei soggetti eroganti il servizio medesimo, i quali già vedono limitate le proprie prospettive di guadagno alla luce della scadenza anticipata delle loro concessioni.

Dopo l'adozione da parte dell'Autorità della proposta al Ministero delle attività produttive avente a oggetto lo schema di contratto tipo per l'affidamento del servizio di distribuzione, ai sensi dell'art. 14, comma 1, del decreto legislativo n. 164/00, l'entrata in vigore della legge n. 239/04, ha in parte modificato

quanto previsto dall'art. 15 del medesimo decreto legislativo che disciplina il regime di transizione nell'attività di distribuzione del gas al fine di attuare, con gradualità, gli obiettivi di liberalizzazione e di concorrenza in questo settore. Ciò, in particolare, per l'interpretazione autentica contenuta nell'art. 1, comma 69, della legge n. 239/04, secondo cui è fatta salva la facoltà di riscatto anticipato del servizio, durante il periodo transitorio e da parte degli enti locali.

Sul medesimo regime è poi intervenuta la Direzione Generale dell'Energia e delle Risorse Minerarie del Ministero delle attività produttive che ha inviato agli enti locali e alle imprese di distribuzione, per il tramite delle associazioni di categoria, una circolare di chiarimento nella quale ha affermato, tra l'altro, che il termine del periodo transitorio di cui all'art. 15 del decreto legislativo n. 164/00, per effetto dell'entrata in vigore della legge n. 239/04, è ora fissato al 31 dicembre 2007.

Successivamente e in merito al medesimo tema, è giunta la sentenza del 28 febbraio 2005, n. 111, del TAR Lombardia, sezione di Brescia, che si è posta in contrasto con quanto affermato dalla sopra citata circolare e la sentenza del 25 gennaio 2005, n. 36, del medesimo tribunale secondo cui è fatta salva, a seguito dell'interpretazione autentica contenuta nell'art. 1, comma 69, della legge n. 239/04, la facoltà di riscatto anticipato del servizio da parte degli enti locali durante il periodo transitorio.

## Attività di regolazione economica e tecnica della distribuzione

### Regolazione dell'accesso alla rete di distribuzione (delibera n. 138/04)

In merito all'attività di regolazione tecnica della distribuzione, con la delibera n. 138/04, l'Autorità ha stabilito i criteri atti a consentire il libero accesso alle infrastrutture appartenenti agli impianti di distribuzione e gli obblighi per le imprese che svolgono il servizio di distribuzione, ai sensi dell'art. 24, comma 5, del decreto legislativo n. 164/00.

Il provvedimento si compone di due parti: la prima, relativa all'accesso, definisce gli obblighi per le imprese e disciplina la fase pre-contrattuale, ossia la fase che si conclude con la sottoscrizione del contratto di distribuzione tra utente e impresa di distribuzione; la seconda provvede a regolare l'erogazione del servizio (il dettaglio delle disposizioni della delibera è contenuto nel riquadro a essa dedicato). Allegato al provvedimento vi è uno schema di Codice di rete che l'Autorità ha disposto, anche sulla base dell'esperienza del Codice di rete per il trasporto, al fine di uniformare il contenuto dei Codici di rete delle diverse imprese di distribuzione, indicando nelle sezioni e nei capitoli previsti il contenuto minimo che ogni Codice di rete deve comprendere.

Le sezioni dello schema di Codice di rete per la distribuzione, organizzate in ca-

pitoli, riguardano: l'informazione, l'accesso e l'erogazione del servizio, la misura e la qualità del gas naturale, l'amministrazione, le emergenze, la qualità del servizio e la procedura di aggiornamento del Codice stesso.

A integrazione dei criteri e degli obblighi definiti nel provvedimento, l'Autorità ha previsto inoltre (con la collaborazione delle associazioni rappresentative delle imprese di distribuzione), la definizione di un "Codice di rete tipo" per la distribuzione, a garanzia che i Codici di rete adottati dalle imprese di distribuzione abbiano un contenuto quanto più omogeneo. Data infatti la complessa situazione dell'attività allo stato attuale in Italia, connotata da un numero elevato di imprese e da un elevato grado di frammentazione e di varietà delle forme organizzative, l'applicazione della disposizione del decreto legislativo n. 164/00 (art. 24, comma 5) per la quale ogni impresa di distribuzione adotta un proprio Codice, avrebbe determinato una eccessiva diversificazione dei Codici di distribuzione e avrebbe costituito un possibile ostacolo all'apertura del mercato del gas alla concorrenza (si pensi a un venditore che per arrivare al cliente finale debba sottoscrivere più contratti di distribuzione e dunque sottostare a più Codici di distribuzione tra loro diversi).

In seguito all'entrata in vigore del Codice di rete tipo, l'impresa di distribuzione può adottare il proprio Codice di rete optando fra le seguenti alternative:

- adottare il Codice di rete tipo, mediante apposita dichiarazione scritta trasmessa all'Autorità;
- redigere il proprio Codice sulla base dello schema di Codice di rete allegato al provvedimento.

Laddove l'impresa di distribuzione adotti il Codice tipo quale proprio Codice di rete, l'approvazione si intende automaticamente rilasciata. L'impresa, laddove ne abbia necessità, e motivando debitamente le proprie specifiche esigenze, può comunque integrare il Codice tipo con ulteriori clausole, le quali saranno però sottoposte ad approvazione da parte dell'Autorità.

**Delibera n. 138/04****Natura del servizio di distribuzione**

*Recepando il dettato del decreto legislativo n. 164/00, il provvedimento definisce il servizio di distribuzione del gas come servizio pubblico, consistente nell'utilizzo di un impianto di distribuzione mediante il prelievo, a uno o più punti di riconsegna, del gas naturale immesso presso uno o più punti di consegna del medesimo impianto di distribuzione o dell'impianto direttamente o indirettamente interconnesso.*

*Nel caso in cui un medesimo impianto di distribuzione sia gestito da più imprese di distribuzione, e nel caso di impianti di distribuzione alimentati da altri impianti di distribuzione (e non direttamente dalla rete di trasporto), per i punti di interconnessione tra diversi impianti di distribuzione e/o per le diverse porzioni del medesimo impianto, il provvedimento dispone la definizione di accordi per l'ottimizzazione della gestione tecnica degli impianti.*

*L'utente interessato alla fornitura di un punto di riconsegna (presso un cliente finale) stipula il contratto di distribuzione solamente con l'impresa che gestisce tale punto di riconsegna.*

**Obblighi informativi e di coordinamento**

*Il provvedimento dispone una serie di obblighi informativi in capo e/o a vantaggio degli utenti e delle imprese di distribuzione e di trasporto, oltre che per l'Autorità: ciò al fine di colmare le asimmetrie informative tra i venditori che operano nelle realtà distributive locali in regime di monopolio, e gli altri operatori che mirano a ottenere l'accesso in quelle realtà ma che non dispongono di informazioni in merito.*

*L'impresa di distribuzione pubblica e mantiene aggiornato, anche sul proprio sito Internet, l'elenco degli impianti di distribuzione gestiti, la loro ubicazione, l'elenco dei punti di consegna direttamente o indirettamente (tramite altri impianti di distribuzione) collegati ai punti di riconsegna presenti sugli impianti che gestisce e dei punti di interconnessione (qualora presenti) con altri impianti. Indica, inoltre, le proprie sedi, presso le quali mette a disposizione di eventuali richiedenti le informazioni tecniche e descrittive degli impianti.*

*Per ciascun impianto di distribuzione l'impresa di distribuzione rende pubblici, con diverse scadenze, i piani di sviluppo e manutenzione relativi agli impianti gestiti.*

*Il provvedimento prevede per le imprese di distribuzione obblighi informativi nei confronti di altre imprese di distribuzione, quelle interconnesse con il proprio impianto: lo scopo di questi obblighi è principalmente quello di garantire l'efficienza e la sicurezza del servizio di distribuzione e di favorire il libero gioco della concorrenza nel segmento della vendita, scoraggiando comportamenti opportunistici nei processi di accesso e di allocazione.*

*L'impresa di distribuzione è inoltre tenuta al rispetto di obblighi informativi nei confronti dell'impresa di trasporto. Tali obblighi sono funzionali al corretto svolgimento delle operazioni di allocazione dei volumi di gas riconsegnati agli utenti nel punto di interconnessione (punto di consegna).*

*Il provvedimento dispone che ogni impresa di distribuzione renda pubblici i propri profili di prelievo standard, associati a categorie d'uso del gas: successivamente l'Autorità definirà con proprio provvedimento tali profili e le associate categorie.*

### **Accesso al servizio di distribuzione**

*Il provvedimento introduce la procedura relativa all'accesso presso i punti di riconsegna degli impianti di distribuzione, elencando il contenuto della richiesta di accesso e le modalità di esame della stessa da parte dell'impresa di distribuzione.*

*Dalla procedura di accesso sono esclusi i punti di riconsegna già attivi al momento dell'entrata in vigore del provvedimento: per tali punti, che costituiscono oggetto dei rapporti contrattuali in essere, vige il concetto della "continuità dell'accesso".*

*La procedura di accesso si applica ai punti di riconsegna con prelievi annui superiori a 50.000 m<sup>3</sup> standard nei casi di:*

- *nuove attivazioni;*
- *variazione del massimo prelievo orario nei punti di riconsegna già attivi;*
- *riattivazioni.*

*Tenuto conto che il servizio di distribuzione è funzionale alla fornitura del cliente finale, la richiesta di accesso descritta dal provvedimento è caratterizzata da un insieme di dati relativi alle caratteristiche correlate al punto di riconsegna e alle modalità di prelievo, e da dichiarazioni che attestino l'esistenza di contratto di fornitura con il cliente finale presso il punto di riconsegna nonché la disponibilità di gas presso il punto o i punti di consegna.*

*Il provvedimento introduce anche la procedura relativa all'accesso per sostituzione nella fornitura al cliente finale (switching) riguardante tutti i punti di riconsegna, per qualsiasi entità di prelievo.*

*Tale procedura comporta il trasferimento dell'accesso dall'utente uscente all'utente subentrante, inteso come automatica surrogazione dell'utente subentrante nella posizione dell'utente uscente, a parità di condizioni di riconsegna (massimo prelievo orario, impegno giornaliero, categoria d'uso), senza disattivazione del punto di riconsegna.*

*Il provvedimento prevede, tra la documentazione da inserire nella richiesta di accesso per sostituzione nella fornitura al cliente finale, una dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà o atto equipollente rilasciata dal cliente finale che*

*attesti la cessazione del rapporto contrattuale tra il medesimo cliente finale e l'utente uscente.*

*La tempistica per la procedura di switching è stata predisposta al fine di rendere compatibile l'operazione di switching nel sistema di distribuzione con la medesima operazione prevista nel sistema di trasporto. Il sistema di distribuzione e il sistema di trasporto a monte sono strettamente legati, essendo uno in un certo senso il prosieguo dell'altro: dal sistema di trasporto derivano i flussi di gas che vengono distribuiti nel sistema di distribuzione, e il confine tra i due sistemi è la cabina Remi (cabina di regolazione e misura) che rappresenta, allo stesso tempo, il punto terminale del sistema di trasporto (punto di riconsegna) e il punto iniziale (punto di consegna) del sistema di distribuzione.*

#### **Interruzione e sospensione dell'erogazione del servizio**

*Il provvedimento prevede una procedura dettagliata riguardante la chiusura del punto di riconsegna e l'eventuale interruzione della fornitura di gas in caso di morosità del cliente finale. In caso di morosità del cliente finale nei confronti dell'utente, infatti, quest'ultimo può richiedere all'impresa di distribuzione la chiusura del punto di riconsegna o l'interruzione del punto, al fine di evitare che lo stesso cliente finale si appropri indebitamente di gas.*

*Sono inoltre disciplinati i casi in cui l'impresa di distribuzione sospende l'erogazione del servizio di distribuzione. Nei casi di interventi di manutenzione, interventi di dismissione, estensione o potenziamento dell'impianto di distribuzione, interventi derivanti da interferenze con opere di terzi l'impresa di distribuzione provvede a organizzare il servizio sostitutivo necessario a garantire l'alimentazione dei punti di riconsegna interessati, sostenendo i costi di tale servizio e ripartendo i costi relativi alla materia prima tra gli utenti interessati dal servizio sostitutivo.*

#### **Allocazione dei volumi di gas presso i punti di consegna condivisi**

*Il provvedimento prevede obblighi e responsabilità in capo all'impresa di distribuzione, agli utenti del servizio e all'impresa di trasporto riguardo all'attività di allocazione dei volumi di gas transitati presso i punti di consegna degli impianti di distribuzione.*

*La procedura di allocazione prevede scambi informativi tra i soggetti interessati che consentono di ricostruire la "mappa" degli scambi commerciali di gas, a partire dal cliente finale e risalendo la catena, sino ai punti di consegna degli impianti della distribuzione, al fine di determinare i quantitativi di gas di competenza di ogni singolo utente del servizio di trasporto a partire dai volumi di competenza degli utenti della distribuzione.*

*La procedura di allocazione sarà attivata gradualmente al termine di un periodo che consenta all'impresa di trasporto di redigere un piano per l'adeguamento del proprio sistema informativo, di implementare tale sistema e di "testarlo".*

*In parallelo esisterà un processo di aggiornamento della "mappa" delle relazioni contrattuali, tale da consentire un corretto processo di allocazione e un processo di riconciliazione dei volumi riconsegnati da parte degli utenti della distribuzione con i volumi misurati presso i punti di consegna.*

#### **Monitoraggio del gas immesso e prelevato e del PCS**

*Il provvedimento infine prevede il monitoraggio da parte dell'Autorità sui volumi di gas immesso presso i punti di consegna e prelevato presso i punti di riconsegna, al fine di meglio valutare l'efficienza dei singoli impianti (le imprese di distribuzione, per singolo impianto gestito o per la porzione di impianto gestita, trasmettano annualmente all'Autorità i dati riguardanti il volume di gas prelevato presso la totalità dei punti di riconsegna e quello transitato presso i punti di consegna, evidenziando eventuali volumi di gas di titolarità dell'impresa di distribuzione), nonché sulla qualità del gas (potere calorifico superiore convenzionale ed effettivo); per quanto quest'ultimo aspetto, si mantiene transitoriamente la metodologia per la determinazione del potere calorifico superiore prevista dalla delibera 28 dicembre 2000, n. 237, rimandando al momento dell'entrata in vigore dei Codici di rete una metodologia definitiva.*

#### **Avvio dei gruppi di lavoro: determinazione n. 170/04**

Ai sensi dell'art. 3, comma 1, della delibera n. 138/04, il Direttore generale dell'Autorità con determinazione 13 dicembre 2004, n. 170, ha avviato un procedimento per la formazione del Codice di rete tipo per il servizio di distribuzione, istituendo a tal fine un gruppo di lavoro.

Il gruppo di lavoro, costituito dalle associazioni rappresentative delle imprese di distribuzione e, nel caso di particolari argomenti in discussione, dai soggetti interessati alla discussione, deve consentire alle Direzioni dell'Autorità di acquisire elementi utili sulla base dei quali elaborare una proposta di Codice di rete da sottoporre all'Autorità per l'adozione.

La determinazione prevede la possibilità nel corso dei lavori del gruppo di convocare anche ulteriori soggetti che possano fornire il proprio contributo, qualora ciò sia ritenuto opportuno in ragione degli interessi coinvolti o di particolari problematiche che dovessero emergere; o anche la possibilità di lavorare su specifiche tematiche con la costituzione di sottogruppi di lavoro dedicati.

Il gruppo di lavoro è stato convocato presso la sede dell'Autorità di Milano in data 8 marzo e ha visto la partecipazione di rappresentanti delle associazioni degli operatori del settore: Aiget, Antigas, Assogas, Federenergia, Federestrattiva, Federgasacqua.

In tale riunione di insediamento l'Autorità ha previsto la consegna di alcuni capitoli del Codice di rete predisposti, secondo lo schema allegato alla delibera

n. 138/04, dagli Uffici dell'Autorità per una successiva congiunta discussione. Quanto al meccanismo di lavoro ai fini della predisposizione del Codice di rete tipo, è stato disposto che i contributi e i documenti elaborati all'interno del gruppo di lavoro siano, di volta in volta, pubblicati nel sito Internet dell'Autorità, in un'apposita sezione denominata "*Consultazione on line - Gruppo di lavoro - Codice di Rete per la Distribuzione*", al fine di consentire a tutti i soggetti interessati di presentare, nei tempi e nelle forme previste dai responsabili del procedimento, osservazioni e commenti sui predetti contributi e documenti.

**Contenzioso, problematiche, segnalazioni relative all'accesso al servizio di distribuzione**

Nel corso del 2004 sono pervenute diverse segnalazioni di contenzioso e/o richieste di chiarimenti relativi a problematiche sull'accesso al servizio di distribuzione del gas naturale, in particolar modo dopo l'adozione da parte dell'Autorità della delibera n. 138/04.

Le segnalazioni di contenziosi che gli Uffici dell'Autorità hanno ricevuto sono state complessivamente 44, di cui 39 si sono risolte con l'intervento dell'Autorità e 5 sono ancora aperte. Le segnalazioni si possono così raggruppare per argomento:

- applicazione del dispositivo dell'art. 14 della delibera n. 138/04, ossia della disciplina dello *switching* (subentro nella fornitura a uno o più clienti finali);
- attivazione del fornitore di ultima istanza (è il fornitore che interviene per garantire la continuità della fornitura ai clienti finali di un'area nel caso, per motivi indipendenti dalla loro volontà, tali clienti si vengano a trovare temporaneamente sprovvisti di un fornitore);
- neutralità del distributore circa le vicende intercorrenti tra clienti finali e utenti del servizio di distribuzione;
- casi di sospensione dell'erogazione del servizio di distribuzione;
- autorizzazione alla vendita come requisito per l'accesso al sistema;
- gestione da parte del distributore della facoltà di ripensamento esercitata dal cliente finale ai fini della procedura di *switching* (delibera del 22 luglio 2004, n. 126);
- gestione della attività di misura (delibera del 21 dicembre 2001, n. 311).

**Approvazione OTB primo periodo di regolazione**

Il 30 giugno 2004 si è concluso il primo periodo di regolazione dell'attività di distribuzione, in cui le tariffe sono state regolate, sia per il gas naturale sia per gli altri gas, dalla delibera n. 237/00 e sue successive modifiche e integrazioni. Nel corso del 2004, gli Uffici dell'Autorità hanno svolto, come negli anni precedenti, le consuete verifiche e controlli delle proposte tariffarie formulate dagli esercenti. In esito a tale attività sono state adottate varie delibere di approvazione delle opzioni tariffarie base proposte dalle imprese di distribuzione (deli-

bere 5 febbraio 2004, n. 9, 26 marzo 2004, n. 42, 26 marzo 2004, n. 43, 24 giugno 2004, n. 101, 27 giugno 2004, n. 130, 30 settembre 2004, n. 172 e 29 dicembre 2004, n. 249) con cui si è praticamente completato il quadro di approvazione delle tariffe di distribuzione per il primo periodo di regolazione.

Per due imprese l'Autorità ha provveduto ad attivare la procedura prevista dall'art. 13, comma 7, della delibera n. 237/00, determinando le opzioni tariffarie base con le deliberazioni 7 ottobre 2004, n. 177 e 3 febbraio 2005, n. 16.

#### **Nuove tariffe di distribuzione (delibera n. 170/04)**

Da più parti era stato proposto all'Autorità di far coincidere gli anni termici della distribuzione e del trasporto: a questo scopo l'Autorità, con la delibera 25 giugno 2004, n. 104, ha definito il secondo periodo di regolazione come il periodo intercorrente tra l'1 ottobre 2004 e il 30 settembre 2008, ha prorogato la validità delle tariffe in vigore al 30 giugno 2004 fino al 30 settembre 2004 e ha stabilito le norme da utilizzare nel periodo transitorio per la valutazione delle quote del Fondo nazionale di compensazione.

Nel corso del procedimento avviato con la delibera 6 maggio 2004, n. 69, ai fini della adozione di provvedimenti in materia tariffaria, l'Autorità ha diffuso alla fine di luglio 2004 il Documento per la consultazione *Criteri per la determinazione delle tariffe per l'attività di distribuzione del gas naturale nel secondo periodo di regolazione*. In tale documento si è svolta un'ampia analisi delle strutture tariffarie che sono state applicate nel corso del primo periodo di regolazione.

Tale analisi ha evidenziato una notevole disomogeneità delle strutture tariffarie utilizzate dalle imprese di distribuzione. Si è infatti riscontrata una grande variabilità sia nel numero di scaglioni utilizzati, che poteva essere liberamente scelto da un minimo di 1 a un massimo di 7, sia nella loro ampiezza, che poteva essere scelta tra 20 valori estremi. Inoltre le imprese di distribuzione hanno utilizzato ripartizioni molto diverse dei loro ricavi tra quote fisse e quote variabili. In circa il 5 per cento degli ambiti le quote fisse erano state articolate, come consentiva la normativa del primo periodo, in base alla classe dei contatori anziché in base allo scaglione di consumo. Questa grande variabilità delle strutture tariffarie utilizzate dalle imprese di distribuzione è stata giudicata come un fattore di scarsa chiarezza del mercato e come un ostacolo allo sviluppo della concorrenza: pertanto la consultazione per la definizione dei criteri tariffari per il secondo periodo di regolazione è stata volta a limitare tale variabilità.

In esito alla consultazione si è adottata la delibera 29 settembre 2004, n. 170, che ha innovato la struttura delle tariffe di distribuzione del gas naturale sotto numerosi profili. Tra questi il più rilevante è appunto rappresentato dalla forte riduzione della variabilità tariffaria, ottenuta per mezzo dell'introduzione di un'articolazione tariffaria di base omogenea per tutto il territorio nazionale, composta da una quota fissa unica di 30 euro/cliente/anno e da una quota va-

riabile, da applicare su sette scaglioni di consumo. La tariffa di distribuzione di ogni singolo ambito si ottiene applicando alle quote variabili della tariffa nazionale di riferimento un coefficiente di ambito, definito in funzione del vincolo sui ricavi e dei ricavi convenzionali, a loro volta determinati applicando la tariffa nazionale al numero dei clienti e ai volumi di gas venduto nell'ambito. L'Autorità ritiene che la semplificazione tariffaria introdotta con la nuova struttura favorisca la promozione della concorrenza nel settore. Inoltre, sono stati aggiornati i parametri relativi al recupero annuale di produttività, fissato al 5 per cento, e il tasso di remunerazione del capitale investito, fissato al 7,5 per cento da confrontare con l'8,8 per cento utilizzato nel primo periodo di regolazione. La delibera n. 170/04 prevede inoltre che il vincolo sui ricavi di distribuzione sia calcolato secondo un regime ordinario, a partire dal valore del vincolo dell'anno termico precedente. Parallelamente al regime ordinario, la delibera ha istituito il regime individuale di calcolo del vincolo sui ricavi, basato sui bilanci certificati, ai sensi delle vigenti disposizioni di legge.

A ogni impresa di distribuzione è infatti riconosciuta la facoltà di presentare proposte tariffarie contenenti il vincolo sui ricavi calcolato sulla base di criteri definiti dall'Autorità i quali:

- consentono di ottenere un riconoscimento adeguato dei costi di pertinenza dell'attività di distribuzione efficientemente sostenuti, qualora essi siano superiori ai costi riconosciuti;
- consentono all'Autorità di verificare la correttezza dei dati forniti;
- fanno riferimento, tra l'altro, ai dati trasmessi ai sensi della delibera n. 311/01 sulla separazione contabile e amministrativa dell'attività di distribuzione, nonché agli ulteriori dati necessari anche ai fini della determinazione del costo storico originario rivalutato delle immobilizzazioni.

Tenuto conto che, ai sensi dell'art. 14, comma 10, del decreto legislativo n. 164/00, a decorrere dall'1 gennaio 2002 tutte le imprese del gas sono tenute alla certificazione di bilanci; nonché dal 2003 sono divenuti efficaci gli obblighi di separazione contabile e amministrativa previsti dalla delibera n. 311/01, tutti gli esercenti sono in grado di accedere alla metodologia di calcolo del regime individuale.

Le modalità applicative del regime individuale di calcolo del vincolo sui ricavi di distribuzione saranno definite in esito al procedimento avviato con la delibera 29 ottobre 2004, n. 190. Nel Documento per la consultazione, pubblicato nel gennaio 2005, l'Autorità ha illustrato gli orientamenti e le proposte per la definizione di tali criteri.

In attuazione della delibera n. 170/04 e della delibera 30 settembre 2004,

n. 173, le imprese di distribuzione hanno presentato le proposte tariffarie per via telematica, utilizzando le sezioni del sito Internet dell'Autorità appositamente predisposte. Tramite il sito sono stati aggiornati sia l'elenco delle imprese di distribuzione titolari di ambiti tariffari (per le quali si evidenzia la riduzione da 557 a 482), sia l'estensione territoriale in cui ogni impresa opera. Gli Uffici dell'Autorità hanno proceduto al controllo delle proposte presentate e, in esito a tale controllo, l'Autorità ha approvato le proposte tariffarie formulate da 394 imprese titolari di ambito tariffario (delibera 16 febbraio 2005, n. 22).

La sentenza n. 531/05 del TAR Lombardia ha parzialmente annullato la delibera n. 170/04, richiedendo l'introduzione di criteri di calcolo del vincolo sui ricavi di distribuzione che tengano conto degli investimenti effettuati successivamente all'approvazione del vincolo per l'anno termico 2003-2004 e contestando l'adozione di un valore di recupero di produttività costante valevole per l'intero secondo periodo di regolazione. Con delibera 31 marzo 2005, n. 62, l'Autorità ha avviato un procedimento per l'ottemperanza parziale alla sentenza del TAR. Inoltre, tenendo conto dei commenti proposti dagli operatori al Documento per la consultazione del luglio 2004 in merito all'introduzione di tariffe omogenee su base regionale, nella delibera n. 62/05 ha stabilito di mantenere l'applicazione di tariffe per ambiti per il secondo periodo di regolazione.

**Condizioni economiche  
di fornitura del gas naturale  
a mezzo di carro bombolaio  
(delibera n. 174/04)**

La fornitura di gas naturale tramite reti canalizzate alimentate da carro bombolaio è un'attività che in genere ha carattere transitorio, ed è svolta nelle more del collegamento degli impianti di distribuzione alle reti di trasporto di metano. Attualmente tale attività è svolta da 14 imprese e interessa 28 località. Con la delibera 30 settembre 2004, n. 174, è stata introdotta, per il secondo periodo di regolazione, una normativa specifica per le tariffe di fornitura del gas naturale in reti alimentate a mezzo di carro bombolaio. La delibera n. 174/04 ha fissato criteri coerenti con quelli stabiliti dalla delibera 4 dicembre 2003, n. 138, per le condizioni di fornitura del gas naturale da metanodotto: anche nel caso delle reti alimentate da carro bombolaio infatti le tariffe di fornitura sono definite come la somma di un corrispettivo di commercializzazione all'ingrosso, una componente di distribuzione, un corrispettivo di vendita al dettaglio e una componente tariffaria relativa a trasporto e altri costi. Quest'ultima viene aggiornata, per gli anni termici del secondo periodo di regolazione successivi al primo, con l'indice Istat dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati.

## VENDITA

### Struttura e organizzazione dell'attività di vendita

Alla fine del 2004 le società autorizzate dal Ministero delle attività produttive a effettuare attività di vendita di gas erano 389. La maggior parte di queste società sono nate con la scissione del ramo di vendita delle precedenti società di distribuzione integrate. Il processo di riassetto del settore della compravendita di gas naturale con la fusione di queste società o il loro accorpamento in altre entità maggiori è ancora molto dinamico e l'elenco dei venditori autorizzati dal Ministero delle attività produttive non riflette in tempo reale il quadro aggiornato degli operatori. Inoltre, esistono diverse società grossiste che, non effettuando attività di vendita sul mercato finale, non sono obbligate a richiedere l'autorizzazione per la vendita al Ministero delle attività produttive, ai sensi dell'art. 17 del decreto legislativo n. 164/00. I dati riportati in questa sezione derivano dalle indagini svolte dall'Autorità nel corso degli anni ed è possibile che non vi sia una perfetta coincidenza con il numero di operatori ricavabile

TAV. 4.15 ATTIVITÀ DEI GROSSISTI NEL PERIODO 2002-2004

	2002	2003	2004
<b>NUMERO DI OPERATORI</b>	<b>55</b>	<b>40</b>	<b>41</b>
Eni Gas Et Power	1	1	1
Grossisti con vendite superiori a 10 G(m <sup>3</sup> )	1	1	1
Grossisti con vendite tra 1 e 10 G(m <sup>3</sup> )	4	4	6
Grossisti con vendite tra 0,1 e 1 G(m <sup>3</sup> )	17	20	19
Grossisti con vendite inferiori a 0,1 G(m <sup>3</sup> )	32	14	14
<b>VOLUME VENDUTO (miliardi di m<sup>3</sup>)</b>	<b>85,2</b>	<b>90,6</b>	<b>95,9</b>
Eni Gas Et Power	52,3	51,3	53,6
Grossisti con vendite superiori a 10 G(m <sup>3</sup> )	12,9	17,8	16,3
Grossisti con vendite tra 1 e 10 G(m <sup>3</sup> )	15,8	15,6	18,4
Grossisti con vendite tra 0,1 e 1 G(m <sup>3</sup> )	4,0	5,6	7,6
Grossisti con vendite inferiori a 0,1 G(m <sup>3</sup> )	0,2	0,2	0,1
<b>VOLUME MEDIO UNITARIO (milioni di m<sup>3</sup>)</b>	<b>1.550</b>	<b>2.264</b>	<b>2.340</b>
Eni Gas Et Power	52.349	51.320	53.632
Grossisti con vendite superiori a 10 G(m <sup>3</sup> )	12.865	17.808	16.268
Grossisti con vendite tra 1 e 10 G(m <sup>3</sup> )	3.954	3.902	3.061
Grossisti con vendite tra 0,1 e 1 G(m <sup>3</sup> )	234	279	399
Grossisti con vendite inferiori a 0,1 G(m <sup>3</sup> )	7	17	7

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 4.16 ATTIVITÀ DEI VENDITORI NEL PERIODO 2002-2004

	2002	2003	2004
<b>NUMERO DI OPERATORI</b>	<b>504</b>	<b>432</b>	<b>353</b>
Venditori con vendite superiori a 1.000 M(m <sup>3</sup> )	2	5	4
Venditori con vendite tra 100 e 1.000 M(m <sup>3</sup> )	42	40	37
Venditori con vendite tra 10 e 100 M(m <sup>3</sup> )	222	176	149
Venditori con vendite inferiori a 10 M(m <sup>3</sup> )	237	211	163
<b>VOLUME VENDUTO (miliardi di m<sup>3</sup>)</b>	<b>26,6</b>	<b>33,0</b>	<b>31,4</b>
Venditori con vendite superiori a 1.000 M(m <sup>3</sup> )	7,5	15,8	14,6
Venditori con vendite tra 100 e 1.000 M(m <sup>3</sup> )	11,2	11,1	11,6
Venditori con vendite tra 10 e 100 M(m <sup>3</sup> )	6,8	5,2	4,6
Venditori con vendite inferiori a 10 M(m <sup>3</sup> )	1,0	0,8	0,7
<b>VOLUME MEDIO UNITARIO (milioni di m<sup>3</sup>)</b>	<b>53</b>	<b>76</b>	<b>89</b>
Venditori con vendite superiori a 1.000 M(m <sup>3</sup> )	3.756	3.169	3.640
Venditori con vendite tra 100 e 1.000 M(m <sup>3</sup> )	267	279	313
Venditori con vendite tra 10 e 100 M(m <sup>3</sup> )	31	30	31
Venditori con vendite inferiori a 10 M(m <sup>3</sup> )	4	4	4

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

dagli elenchi ministeriali.

Il criterio di classificazione, adottato nel paragrafo dedicato al bilancio del settore gas del presente capitolo, individua 41 operatori che vendono il gas sia ad altri operatori, sia direttamente al mercato finale e circa 350 operatori che svolgono quasi esclusivamente rivendite a clienti finali, ricorrendo ad altri operatori solo nel caso di eccedenze e bilanciamenti. In linea con la terminologia impiegata in precedenza, queste due tipologie di operatori vengono indicate nel seguito per semplicità, rispettivamente, come “grossisti” e “venditori”.

La fluidità del mercato del gas nell'attuale fase di transizione viene messa in risalto nelle tavole 4.15 e 4.16 che sintetizzano, rispettivamente, il quadro delle attività dei grossisti e dei venditori negli ultimi tre anni. I dati evidenziano una forte concentrazione del settore della vendita che è tuttora in atto e difficilmente potrà esaurirsi in tempi brevi. In molti casi, le strategie di vendita adottate dalle imprese sono ancora allo stato sperimentale. Le imprese maggiori in termini di quantità vendute hanno costituito società specializzate in specifiche attività di vendita e segmenti di mercato. Altre imprese hanno preferito operare con la stessa società indifferentemente sul mercato al dettaglio e su quello all'ingrosso.

Mentre le maggiori imprese hanno ormai consolidato le proprie attività di vendita, altre sono ancora alla ricerca della strategia migliore. Con il progredire

della liberalizzazione, l'acquisizione di maggiore esperienza ha portato alla ridefinizione dei ruoli con la nascita e successiva scomparsa, ridimensionamento o ampliamento di grossisti e venditori all'interno della stessa casa madre. Questo spiega tra l'altro la variabilità dei volumi venduti e del numero di operatori tra il 2002 e il 2003, dovuta al fatto che le vendite sul mercato finale di alcune aziende primarie venivano effettuate da operatori classificati come grossisti nel 2002 e come venditori nell'anno successivo.

La tavola 4.17 riporta i principali dati sulle attività caratteristiche dei primi 25 operatori identificati come grossisti che coprono il 97 per cento delle vendite complessive e il 98 per cento delle importazioni dei grossisti nel 2004. Questi operatori ottengono la materia prima prevalentemente mediante importazione, seguita a distanza da acquisti interni da altri operatori (non riportati nella tavola) e quindi da produzione propria: rispettivamente nella misura del 73, 15 e 12 per cento degli approvvigionamenti complessivi. Solo due tra questi operatori non hanno fatto ricorso all'importazione. Una quantità significativa delle importazioni (quasi il 25 per cento di quelle effettuate da operatori diversi da Eni Gas & Power) si configura come vendite innovative dell'Eni oltre frontiera. Quasi tutti i grossisti hanno fatto ricorso ai servizi di stoccaggio assicurando anche la maggior parte delle attività di modulazione per i venditori. Tuttavia, nel 2004 i prelievi netti dagli stoccaggi sono ammontati nel complesso a meno dello 0,5 per cento delle vendite finali (tuttavia con punte per alcuni operatori che hanno superato il 10 per cento delle vendite totali).

Completamente diversa è la panoramica dei primi 25 venditori riportati nella tavola 4.18 che coprivano il 78 per cento delle vendite finali. Solo quattro di questi, tra cui Gaz de France, hanno effettuato importazioni e solo una (Prometeo) ha avuto attività di produzione nel 2004. Con l'unica eccezione di Hera Comm, tutti i venditori hanno utilizzato i servizi di modulazione e stoccaggio forniti dai grossisti.

## Azioni dell'Autorità nella promozione della concorrenza nella vendita di gas

**Modalità di aggiornamento della componente materia prima e revisione del corrispettivo per la commercializzazione all'ingrosso (delibera n. 248/04)**

A fronte di un andamento delle quotazioni internazionali dei prodotti petroliferi in sostanziale e costante ascesa dal 2003, l'Autorità ha ritenuto opportuno intervenire, con delibera 29 dicembre 2004, n. 248, modificando la modalità di aggiornamento della componente materia prima delle condizioni economiche di fornitura del gas e rivedendo il corrispettivo variabile relativo alla commercializzazione all'ingrosso.

Rispetto alle assunzioni adottate nel processo di definizione della delibera

TAV. 4.17 ATTIVITÀ E CARATTERISTICHE DEI MAGGIORI GROSSISTI NEL 2004

M(m<sup>3</sup>); gli acquisti interni da altri grossisti e/o venditori sono pari alla differenza tra vendite e approvvigionamenti

	IMPORTAZIONI			PRODU- ZIONE	IMMISSIONE IN STOCCAGGI	VENDITE		
	OLTRE FRONTIERA	LATO ITALIA	TOTALE			A GROSSISTI E VENDITORI	A CLIENTI FINALI	TOTALE
Eni – Divisione Gas & Power <sup>(A)</sup>	41.953	0	41.953	10.807	-908	22.942	30.690	53.632
Enel Trade	9.373	0	9.373	0	147	6.915	9.353	16.268
Edison	6.687	156	6.842	1.027	235	4.936	4.629	9.565
Plurigas	3.317	353	3.671	0	84	2.453	1.053	3.506
Energia	1.511	88	1.598	0	7	796	827	1.623
Blumet	64	158	222	0	-7	385	1.068	1.454
Blu Gas	139	215	354	0	53	1.045	59	1.104
Gas Natural Vendita Italia	191	562	752	0	30	758	75	833
Italtrading	248	215	463	0	73	664	50	714
Dalmine Energie	730	2	732	0	21	282	297	580
Energas	201	260	461	0	-51	525	45	570
Amga Commerciale	0	637	637	0	0	200	368	568
Worldenergy SA	348	62	410	0	8	406	0	406
Enoi	359	16	375	0	16	347	41	388
Hera Trading	241	75	317	0	101	306	0	306
AceaElectrabel Trading	150	15	165	0	2	301	0	301
EGL Italia	0	257	257	0	9	139	118	257
Elettrogas	0	99	99	0	24	224	0	224
Gas della Concordia	0	202	202	19	24	219	2	221
Energetic Source	105	41	147	0	5	111	36	147
Easygas	0	53	53	0	0	53	53	105
E.On Ruhrgas AG	94	12	106	0	13	92	0	92
BP Italia	61	15	76	0	7	79	6	85
Exergia	0	0	0	0	0	69	12	81
Acos Energia	0	0	0	0	0	15	52	67

(A) Le importazioni oltre frontiera comprendono i transiti (Geoplin).

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 4.18 ATTIVITÀ E CARATTERISTICHE DEI MAGGIORI VENDITORI NEL 2004

M(m<sup>3</sup>); gli acquisti interni da altri grossisti e/o venditori sono pari alla differenza tra vendite e approvvigionamenti

	IMPORTAZIONI			PRODU- ZIONE	IMMISSIONE IN STOCCAGGI	VENDITE		
	OLTRE FRONTIERA	LATO ITALIA	TOTALE			A GROSSISTI E VENDITORI	A CLIENTI FINALI	TOTALE
Italgas Più	0	0	0	0	0	348	7.097	7.445
Enel Gas	0	0	0	0	0	8	4.455	4.462
Hera Comm	121	15	136	0	-53	12	1.764	1.776
Aem Energia	0	0	0	0	0	0	1.053	1.053
Gaz de France	829	164	993	0	2	35	880	915
Italcogim Vendite	0	0	0	0	0	0	814	814
Ascotrade Energia e Servizi	0	85	85	0	0	1	794	796
Edison Energia	0	0	0	0	0	0	565	565
Fiorentina Gas Clienti	0	0	0	0	0	0	531	531
Asmea	0	0	0	0	0	0	520	520
Toscana Gas Clienti	0	0	0	0	0	0	488	488
Napoletana Gas Clienti	0	0	0	0	0	0	458	458
Amps Energie	0	0	0	0	0	0	374	374
Consiagas Servizi Energetici	0	0	0	0	0	0	352	352
Meta	0	0	0	0	0	0	340	340
Edison per Voi	0	0	0	0	0	0	323	323
Trenta	0	0	0	0	0	0	320	320
Co.Gas Vendita	0	0	0	0	0	0	318	318
Agsm Verona	0	0	0	0	0	0	317	317
SGR Servizi	0	0	0	0	0	0	312	312
ENERcom	0	0	0	0	0	0	292	292
Erogasmet Vendita	0	0	0	0	0	13	275	289
Prometeo	0	0	0	270	0	0	273	273
Sinergas	0	0	0	0	0	0	261	261
SPEIA	86	125	212	0	0	4	241	245

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

29 novembre 2002, n. 195<sup>4</sup>, e in considerazione delle finalità poste dal quadro normativo, l'Autorità ha preso atto:

- dei cambiamenti che si sono verificati negli ultimi anni sui mercati internazionali e nel mercato all'ingrosso per effetto di mutamenti strutturali e normativi intervenuti nel settore;
- dell'imprevedibile quanto eccezionale mutamento, rispetto alle condizioni di mercato esistenti e valutabili nel 2002, dello scenario di riferimento per i prezzi energetici nei mercati internazionali: in particolare, vi è stata evidenza di un congiunturale e inaspettato aumento dei prezzi dei prodotti petroliferi<sup>5</sup>;
- del fatto che la suddetta dinamica di incremento dei prezzi energetici sia dovuta almeno in parte a pratiche speculative e congiunturali sul mercato internazionale del greggio;

e ha quindi avviato un procedimento per la revisione, alla luce di tutti i possibili elementi conoscitivi, delle modalità di aggiornamento della componente materia prima.

Al fine di acquisire ulteriori elementi sulle effettive condizioni di costo nel mercato degli approvvigionamenti di gas naturale, in particolar modo per quanto concerne le importazioni<sup>6</sup>, l'Autorità ha emanato la delibera 27 ottobre 2004, n. 188, per la richiesta di informazioni e documenti relativi ad accordi e contratti di approvvigionamento del gas naturale ai soggetti importatori titolari di contratti annuali e pluriennali. Alcuni dei soggetti destinatari della richiesta hanno avanzato ricorso contro la delibera n. 188/04 presso il TAR Lombardia che, nel novembre 2004, ha temporaneamente accolto, fino alla pubblicazione del dispositivo della sentenza di merito della controversia, la domanda di sospensione "alla sola parte della delibera in cui è prescritto che gli importatori di gas naturale abbiano a fornire all'Autorità informazioni circa i nomi dei loro

---

4 La delibera n. 195/02, a seguito del decreto legge 4 settembre 2002, n. 193, poi convertito con legge 28 ottobre 2002, n. 238 e del decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 31 ottobre 2002, ha modificato i criteri di indicizzazione delle tariffe di fornitura ai clienti del mercato vincolato del gas naturale, dei GPL e di altri gas per la parte relativa al costo della materia prima, stabiliti in precedenza con delibera 22 aprile 1999, n. 52.

5 Per quanto concerne i valori medi del Brent, si è passati dai 24 \$/barile del novembre 2002 ai circa 50 \$/barile dell'ottobre 2004.

6 L'Autorità non ha tenuto conto della produzione nazionale dato che il suo contributo all'approvvigionamento nazionale è decrescente nel tempo.

fornitori e i prezzi stabiliti nei singoli contratti di importazione”<sup>7</sup>. Sono tuttavia pervenute all’Autorità le risposte, in alcuni casi solo parziali, di 30 operatori. Le informazioni acquisite nell’ambito della richiesta dati ai sensi della delibera n. 188/04, congiuntamente a quelle trasmesse nell’ambito della consultazione e a quelle già in possesso dell’Autorità, anche in esito all’istruttoria conoscitiva congiunta dell’Autorità e dell’AGCM sullo stato della liberalizzazione del mercato del gas, avviata nel febbraio 2003 e conclusasi nel giugno 2004, hanno tuttavia permesso di predisporre alcune modifiche della metodologia in vigore, in modo da renderla maggiormente rispondente alle attuali condizioni di mercato.

Pur confermando nella sostanza l’impianto della delibera n. 195/02 (ovvero il mantenimento della periodicità trimestrale delle cadenze di aggiornamento, il riferimento alle medie mobili a nove mesi degli indicatori scelti nell’indice e la soglia di invarianza posta al 5 per cento), con la delibera n. 248/04 l’Autorità è quindi intervenuta modificando da un lato alcuni elementi della metodologia di aggiornamento, quali i coefficienti adottati nell’indice di riferimento e i riferimenti per le quotazioni dei greggi, dall’altro integrando la vigente metodologia con la previsione di una clausola che attenui l’incidenza delle quotazioni dei prodotti petroliferi, qualora l’andamento delle stesse non rientri in un predeterminato intervallo di prezzo.

Per quanto concerne le modifiche del metodo esistente, l’Autorità ha inteso rivedere i coefficienti adottati nell’indice  $I_t$ , introducendo un’indicizzazione della componente materia prima basata per il 46 per cento sul BTZ, per il 41 per cento sul gasolio e per il 13 per cento sul greggio (a fronte del precedente *set* di pesi: 38 per cento per il BTZ, 49 per cento per il gasolio e 13 per cento per il greggio). Ciò allo scopo di rendere l’indice più aderente alle reali condizioni praticate nell’importazione e nei mercati all’ingrosso; è stato inoltre necessario modificare i riferimenti adottati per le quotazioni dei greggi assumendo, alla luce della diminuita rappresentatività dei greggi scelti nella precedente formulazione dell’indice dei prezzi di riferimento, per l’indicatore greggio il valore del *Brent dated*. Questo riferimento è stato eletto in ragione della sua caratteristica di diffusa notorietà e rilievo nella contrattualistica internazionale, cosa che si riflette anche in una semplificazione delle attività di copertura finanziaria.

La particolare e intensa congiuntura negativa registrata sui prezzi del petrolio

---

7 In data 24 marzo 2005 sono state pubblicate, mediante deposito in cancelleria, le sentenze del TAR Lombardia n. 89/2005, n. 90/2005, n. 91/2005 e n. 92/2005 con le quali è stato disposto il parziale accoglimento del ricorso e, per l’effetto, l’annullamento dell’impugnata delibera n. 188/04 esclusivamente “per quanto attiene alle ivi richieste di informazioni di cui alle lettere a) e b) dell’allegato A della stessa”.

negli ultimi mesi, ha reso inoltre necessaria un'integrazione alla delibera n. 195/02, che non contemplava specifiche misure da adottare a fronte del verificarsi di situazioni anomale sul mercato dei prodotti petroliferi<sup>8</sup>. L'Autorità ha ritenuto opportuno provvedere a tale eventualità con l'introduzione di una clausola di salvaguardia nel sistema di aggiornamento trimestrale della componente materia prima. Si tratta di una formula che riduce le variazioni da apportare alla componente materia prima al 75 per cento quando il prezzo del Brent ricade al di fuori di un intervallo prefissato tra i 20 e i 35 \$/barile. L'introduzione della clausola di salvaguardia completa la tutela dei consumatori, evitando il trasferimento sui prezzi finali di picchi al rialzo corrispondenti a crescita sui mercati petroliferi e garantendo maggiore stabilità alle tariffe. Infatti la dinamica introdotta con la nuova formulazione dà luogo, per valori medi delle quotazioni del *Brent dated* al di fuori dell'intervallo 20-35 \$/barile, a variazioni minori dei prezzi del gas rispetto a quelle calcolate mediante le disposizioni della delibera n. 195/02. Dal punto di vista redistributivo la manovra introdotta garantisce una migliore ripartizione di rischi e benefici tra imprese e consumatori, temperando sia l'esigenza di remunerare i costi di attività di esportazione/importazione di gas in caso di quotazioni dei prodotti petroliferi eccezionalmente basse, sia la necessità di ripartire più equamente i benefici derivanti da alte quotazioni dei prodotti petroliferi senza che queste ultime si traducano esclusivamente in aumenti dei profitti delle imprese del settore.

Nell'ambito delle osservazioni pervenute durante la consultazione, alcune società di vendita hanno paventato gravi ripercussioni nel mercato nazionale del gas all'ingrosso a seguito dell'introduzione della clausola di salvaguardia; secondo tali operatori, in particolare, essa avrebbe posto un onere eccessivo in capo all'acquirente nei contratti di compravendita in essere, nel caso in cui tali contratti non avessero previsto clausole di adeguamento o di revisione automatica dei prezzi a seguito di modifiche della disciplina di aggiornamento trimestrale. Per assicurare un'adeguata tutela agli operatori attivi nel mercato nazionale del gas all'ingrosso, l'Autorità ha quindi adottato una specifica direttiva che impone agli esercenti l'attività di vendita di offrire ai propri clienti condizioni economiche coerenti con gli esiti dell'aggiornamento della componente materia prima, anche nei contratti di compravendita all'ingrosso di gas già in essere al momento della modifica della metodologia di aggiornamento della componente materia prima e che non contengano clausole di aggiornamento o di revisione dei prezzi

---

8 Il recente aumento dei prezzi dei prodotti petroliferi si è verificato nel periodo successivo all'adozione della delibera n. 195/02, ossia nell'arco temporale compreso tra il 2003 e il 2004.

automatiche nel caso di modifiche della medesima metodologia.

I dati trasmessi ai sensi della delibera n. 188/04, come pure le informazioni desunte, sia pure limitatamente al 2002, nell'ambito dell'Istruttoria conoscitiva congiunta con l'AGCM, hanno peraltro evidenziato che a fronte di un prezzo medio all'importazione in linea, se non inferiore, alla media europea, in Italia si sono avute iniziative di importazione anche per prezzi sensibilmente superiori alla media europea. Nell'ambito dell'attività di vigilanza sui contratti di vendita di gas all'ingrosso, l'Autorità ha inoltre rilevato la tendenza al manifestarsi di un'ulteriore, seppure contenuta, riduzione dei prezzi sul mercato nazionale all'ingrosso, rispetto a quella che si registra nella definizione delle condizioni economiche di riferimento (stabilite con la delibera n. 138/03). Tuttavia tale tendenza nel mercato all'ingrosso non si è tradotta in un corrispondente beneficio per il consumatore finale oggetto della tutela prevista dalle condizioni economiche di cui alla delibera n. 138/03<sup>9</sup>. Alla luce delle dinamiche evidenziate e tenuto conto della necessità di tutelare il consumatore, di incentivare comportamenti efficienti e di non indebolire le capacità negoziali degli operatori, l'Autorità ha ritenuto opportuno, quindi, prevedere una riduzione di circa 0,26 c€/m<sup>3</sup> del valore attualmente riconosciuto del corrispettivo variabile relativo alla commercializzazione all'ingrosso, allo scopo di trasferire al consumatore finale i vantaggi di costo inizialmente lasciati al venditore. Al contempo, accogliendo, come si è visto, le osservazioni di alcune società di vendita in merito alla necessità di tutelare i contratti di fornitura con i clienti finali già in essere ed efficaci sino al 30 settembre 2005, l'Autorità ha deciso che la riduzione del valore riconosciuto del corrispettivo variabile relativo alla commercializzazione all'ingrosso abbia effetto a partire dall'1 ottobre 2005.

Sulla base della nuova metodologia, nel dicembre 2004 l'Autorità ha poi provveduto all'aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale per il trimestre gennaio-marzo 2005, determinando un aumento del 2 per cento della tariffa media nazionale comprensiva di imposte, rispetto al trimestre precedente.

La delibera n. 248/04 è stata impugnata da alcune società e associazioni di imprese; il TAR Lombardia ne ha disposto la parziale sospensione, nei limiti degli artt. 1, 2 e 4 della sua parte dispositiva, e ha fissato per la fine di giugno 2005 l'udienza per la trattazione del merito del ricorso.

---

9 In occasione della definizione di tali condizioni economiche, e in particolare nella definizione del corrispettivo variabile relativo alla commercializzazione all'ingrosso, l'Autorità ha espressamente motivato la ripartizione in misura equa tra esercenti e clienti finali dei benefici derivanti, a quella data, dalle riduzioni di costo già registrate nel settore nella fase della vendita all'ingrosso, con la necessità di incentivare, nell'attuale fase di apertura del mercato, l'entrata di nuovi operatori.

La decisione del TAR Lombardia, su cui il Consiglio di Stato non ha concesso la sospensiva, ma contro la quale pende comunque un ricorso dell'Autorità, ha reso necessario il ricalcolo del valore del prezzo del gas naturale riconosciuto in tariffa sulla base dei meccanismi in vigore nell'ultimo trimestre del 2004. Il ricalcolo dovuto all'ordinanza del TAR Lombardia, si è basato sulla media delle quotazioni dei greggi e dei prodotti petroliferi, cui è indicizzato il prezzo del gas naturale, che è aumentata nel periodo marzo 2004 – novembre 2004 rispetto ai nove mesi precedenti, determinando un aumento dell'1,7 per cento in media nazionale comprese le tasse con retroattività dallo scorso 1 gennaio. Tale aumento va a sommarsi al rialzo calcolato in precedenza con la delibera n. 248/04, pari al 2 per cento. Le nuove condizioni economiche di riferimento così determinate per il trimestre gennaio-marzo non hanno tuttavia subito variazioni per il trimestre aprile-giugno, poiché gli ulteriori aumenti medi dei prezzi internazionali non hanno superato la soglia di invarianza del 5 per cento.

## Regolazione della fornitura del GPL e altri gas a mezzo reti locali (o cittadine)

Dalla più recente rilevazione tariffaria, è stata confermata la tendenza alla crescita delle reti canalizzate a GPL, la cui diffusione è in aumento nelle località non collegate alla rete dei metanodotti. All'1 ottobre 2004, le imprese attive nella distribuzione di GPL erano 85 e le località servite 499. Al 30 giugno 2003, data di formulazione delle precedenti proposte tariffarie, le imprese erano 70 e le località servite 430 (Tav. 4.19).

Le località servite con gas manifatturato (gas incondensabile da raffineria, o gas composto da miscele a base di gas naturale o di propano) sono cinque, e i clienti serviti complessivamente circa 26.000.

### Nuove tariffe di fornitura dei gas diversi dal gas naturale (delibera n. 173/04)

Il 30 giugno 2004, si è concluso il primo periodo di regolazione relativo alle attività di distribuzione e fornitura di GPL e di gas diversi da gas naturale, in cui le tariffe sono state regolate dalla delibera n. 237/00 e sue successive modifiche e integrazioni. In analogia a quanto disposto per la distribuzione del gas naturale l'Autorità, con la delibera 25 giugno 2004, n. 105, ha definito il secondo periodo di regolazione come il periodo intercorrente tra l'1 ottobre 2004 e il 30 settembre 2008, ha prorogato la validità delle tariffe in vigore al 30 giugno 2004 fino al 30 settembre 2004 e ha avviato il procedimento per la individuazione dei criteri di determinazione delle tariffe di fornitura per il nuovo periodo di regolazione.

Nell'ambito del procedimento avviato con la delibera n. 105/04, nell'agosto 2004 l'Autorità ha diffuso il Documento per la consultazione *Criteri per la determinazione delle tariffe per l'attività di fornitura di gas diversi da gas na-*

TAV. 4.19 EVOLUZIONE DELLA DISTRIBUZIONE DI GPL E ALTRI GAS A MEZZO RETE

Numero di comuni serviti

REGIONE	AL 30.06.2002	AL 30.06.2003	AL 1.10.2004
Piemonte	57	53	59
Val d'Aosta	1	1	2
Lombardia	34	35	34
Trentino Alto Adige	4	5	4
Veneto	4	56	5
Friuli Venezia Giulia	8	3	8
Liguria	56	8	59
Emilia Romagna	40	36	44
Toscana	115	107	123
Umbria	17	18	20
Marche	29	26	29
Lazio	33	29	36
Abruzzo	19	17	9
Molise	2	2	2
Campania	12	11	12
Puglia	2	2	2
Basilicata	3	3	5
Calabria	5	5	5
Sicilia	3	2	4
Sardegna	18	11	37
<b>TOTALE</b>	<b>462</b>	<b>430</b>	<b>499</b>

*turale da metanodotto distribuiti a mezzo di reti urbane per il secondo periodo di regolazione.*

In esito a tale consultazione è stata adottata la delibera n. 173/04, che ha fissato i criteri per la definizione delle tariffe di fornitura dei gas diversi dal gas naturale per il secondo periodo di regolazione. Tale delibera prevede la determinazione del vincolo sui ricavi di distribuzione con due regimi diversi: il regime ordinario, in cui il valore del vincolo deriva da quello determinato nel precedente periodo di regolazione, e il regime individuale, per il quale i criteri di determinazione sono rinviati a un successivo provvedimento. La delibera n. 173/04, nel calcolo del vincolo sui ricavi di distribuzione con il regime ordinario, ha ridotto il tasso di remunerazione del capitale investito dall'8,8 per cento, utilizzato nel primo periodo di regolazione, al 7,5 per cento, mentre ha confermato per il secondo periodo di regolazione il valore del 3 per cento per il recupero annuale di produttività. A causa delle particolarità del servizio di fornitura e distribuzione di gas diversi dal gas naturale, la delibera n. 173/04 consente di mantenere la struttura tariffaria definita dalla delibera n. 237/00 per il primo periodo di regolazione, articolata su sette scaglioni di consumo i cui valori estremi coincidano con quelli

delle fasce di consumo definite dall'Autorità, nonché articolata in quote fisse e variabili in modo da rispettare il vincolo sui ricavi e la condizione di degressività. Con la delibera n. 190/04, è stato avviato il procedimento volto all'individuazione dei criteri per la determinazione del vincolo sui ricavi con metodo individuale. Nell'ambito di tale procedimento, nel gennaio 2005 è stato diffuso il Documento per la consultazione *Modalità applicative del regime individuale di calcolo del vincolo sui ricavi di distribuzione di gas naturale e di gas diversi dal gas naturale, istituito dall'art. 9 della delibera dell'Autorità 29 settembre 2004, n. 170 e dall'art. 9 della delibera 30 settembre 2004, n. 173.*

## PREZZI E TARIFFE DEL GAS

### Tariffe del gas e inflazione

L'andamento delle quotazioni internazionali dei prodotti petroliferi in sostanziale continua ascesa dalla primavera 2003 ha causato una marcata accelerazione delle tariffe del gas per le famiglie italiane nel corso del 2003, mentre nel 2004 i meccanismi di indicizzazione stabiliti dall'Autorità sono riusciti a calmierare notevolmente il prezzo del gas. La dinamica dell'indice elementare del gas raccolto mensilmente dall'Istat nell'ambito del paniere di rilevazione dell'inflazione<sup>10</sup> è illustrata nella tavola 4.20.

Nella prima parte del 2004, il prezzo del gas naturale per le famiglie italiane ha invertito il *trend* di ascesa che aveva mantenuto per tutto il 2003, registrando diversi cali; la riduzione si è interrotta solo a partire dall'autunno, quando si sono registrati tre aumenti consecutivi, mediamente dello 0,6 per cento rispetto al mese precedente.

Valutando i dati in media d'anno, si può affermare che, con una variazione complessiva pari allo 0,2 per cento, nel 2004 il prezzo del gas ha registrato una sostanziale stabilità rispetto all'anno precedente. Poiché nel frattempo il livello generale dei prezzi è cresciuto del 2,1 per cento, la dinamica del gas ha registrato una riduzione in termini reali di quasi due punti percentuali.

Interessante è osservare, per lo stesso periodo, l'andamento del prezzo del gas italiano nel confronto con i principali paesi europei, utilizzando gli indici dei prezzi al consumo armonizzati raccolti da Eurostat (Fig. 4.11).

---

10 Più precisamente, nell'ambito del paniere nazionale dei prezzi al consumo per l'intera collettività, l'Istat rileva il prezzo del gas (che comprende il gas impiegato per riscaldamento, per cottura cibi e produzione di acqua calda, distribuito a mezzo rete urbana o bombole) all'interno della categoria della "spesa per l'abitazione". Il peso dell'indice elementare del gas nel paniere al netto dei tabacchi è pari all'1,1 per cento.

TAV. 4.20 INDICI MENSILI ISTAT DEI PREZZI DEL GAS

Numeri indice 1995=100 e variazioni percentuali

MESI	2003				2004			
	PREZZO NOMINALE	var. % 2003/ 2002	PREZZO REALE <sup>(A)</sup>	var. % 2003/ 2002	PREZZO NOMINALE	var. % 2004/ 2003	PREZZO REALE <sup>(A)</sup>	var. % 2004/ 2003
Gennaio	123,4	-1,0	102,3	-3,8	128,7	4,3	104,5	2,1
Febbraio	124,6	-0,1	103,1	-2,5	127,6	2,4	103,2	0,1
Marzo	125,0	1,8	103,1	-0,9	127,3	1,8	102,9	-0,2
Aprile	128,2	6,2	105,6	3,6	127,3	-0,7	102,7	-2,8
Maggio	128,4	7,5	105,5	4,9	127,3	-0,9	102,3	-3,0
Giugno	128,4	7,6	105,4	4,9	127,1	-1,0	102,0	-3,2
Luglio	128,6	6,9	105,4	4,2	126,9	-1,3	101,8	-3,5
Agosto	128,5	6,8	105,1	4,0	126,9	-1,2	101,5	-3,4
Settembre	128,8	6,7	105,1	3,9	127,2	-1,2	101,8	-3,2
Ottobre	128,7	6,4	105,0	3,8	128,1	-0,5	102,5	-2,4
Novembre	128,8	6,4	104,8	3,8	129,1	0,2	103,2	-1,5
Dicembre	129,0	6,4	104,9	3,9	129,6	0,5	103,5	-1,3
<b>Media annua</b>	<b>127,5</b>	<b>5,1</b>	<b>104,6</b>	<b>2,4</b>	<b>127,8</b>	<b>0,2</b>	<b>102,7</b>	<b>-1,9</b>

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

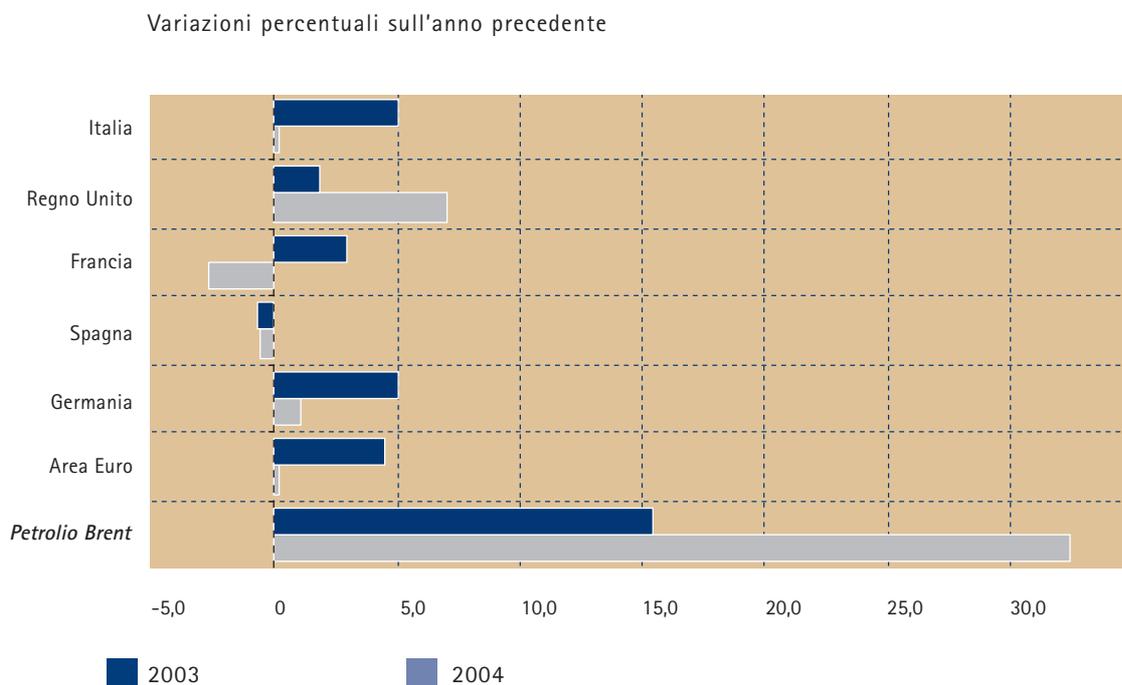
Fonte: Elaborazione AEEG su dati Istat, numeri indice per l'intera collettività – indici nazionali.

A fronte di marcate variazioni del prezzo del petrolio Brent, rispettivamente superiori al 15 e al 30 per cento nei due anni considerati (riprodotte per memoria nel grafico), si nota come l'Italia sia riuscita a contenere l'incremento del prezzo del gas su valori simili a quelli della media dei paesi dell'area dell'euro. Valutando le cifre per i due anni complessivamente, si osserva che a fronte di una *performance* migliore da parte di Francia e Spagna, due paesi che sono meno dipendenti da petrolio e gas di quanto non lo sia l'Italia, gli aumenti sono stati più sensibili in Germania e Regno Unito.

#### Tariffa media nazionale di riferimento del gas

Gli andamenti registrati dall'Istat trovano una sostanziale conferma nella tariffa media nazionale di riferimento pubblicata dall'Autorità con riferimento ai piccoli consumatori che utilizzano meno di 200.000 m<sup>3</sup> all'anno, riprodotta nella figura 4.12. Si tratta della tariffa di riferimento, definita dalla delibera n. 138/03, che dall'1 gennaio 2004 le società di vendita devono obbligatoriamente offrire, accanto a eventuali altre proprie condizioni, ai piccoli consumatori del commercio, dell'artigianato e alle famiglie (vale a dire ai clienti del vecchio mercato vincolato).

FIG. 4.11 VARIAZIONI DEI PREZZI DEL GAS NEI PRINCIPALI PAESI EUROPEI



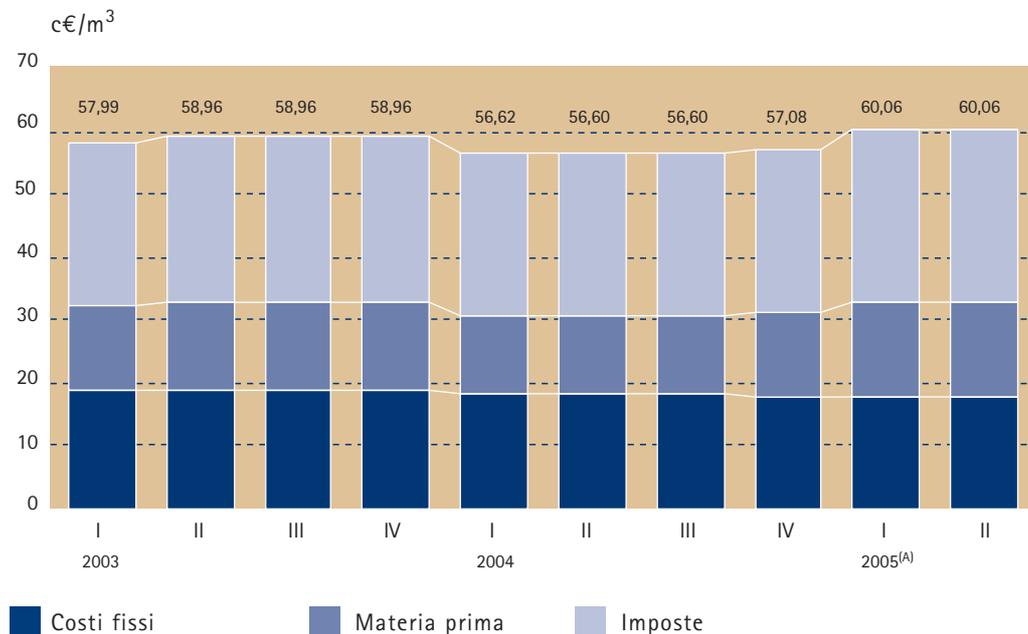
Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat, numeri indice dei prezzi al consumo armonizzati.

L'impatto dei rincari petroliferi è stato attenuato nel 2003 dal meccanismo di indicizzazione grazie al quale il valore della componente materia prima ha subito un unico aumento, da 13,21 a 14,02 c€/m<sup>3</sup>, nel secondo trimestre dell'anno per poi rimanere stabile nei due trimestri successivi; nel 2004 alla riduzione a 12,83 c€/m<sup>3</sup> registrata nel primo trimestre, sono poi seguiti due trimestri di invarianza e una risalita finale a 13,68 c€/m<sup>3</sup>. L'impatto di questo aumento della componente materia prima è stato però parzialmente attenuato sul valore della tariffa totale dalla contemporanea riduzione che nel quarto trimestre 2004 si è avuta nella componente a copertura dei costi di distribuzione sulle reti locali e cittadine (inclusa nella voce dei costi fissi). Risale ad allora, infatti, il provvedimento dell'Autorità che ha definito i criteri per la formulazione delle tariffe di distribuzione del gas per il secondo periodo regolatorio, 1 ottobre 2004 – 30 settembre 2008 (come si è visto in un precedente paragrafo di questo capitolo). Per effetto dei provvedimenti, la componente della distribuzione è scesa, nella tariffa di riferimento media nazionale, da 8,04 a 7,53 c€/m<sup>3</sup>, riducendo la propria incidenza sulla tariffa finale del gas al 13,2 per cento.

Il 2005 si è poi aperto con un nuovo e sensibile incremento tariffario, le cui cause risiedono, ancora una volta, nel perdurare dell'innalzamento delle quotazioni petrolifere internazionali, oltre che nell'aumento delle imposte che gravano sul gas (si veda più oltre).

Al fine di attenuare le spinte sulla tariffa complessiva, l'Autorità era intervenuta

FIG. 4.12 ANDAMENTO DELLA TARIFFA MEDIA NAZIONALE DI RIFERIMENTO DEL GAS NATURALE NEGLI ULTIMI DUE ANNI



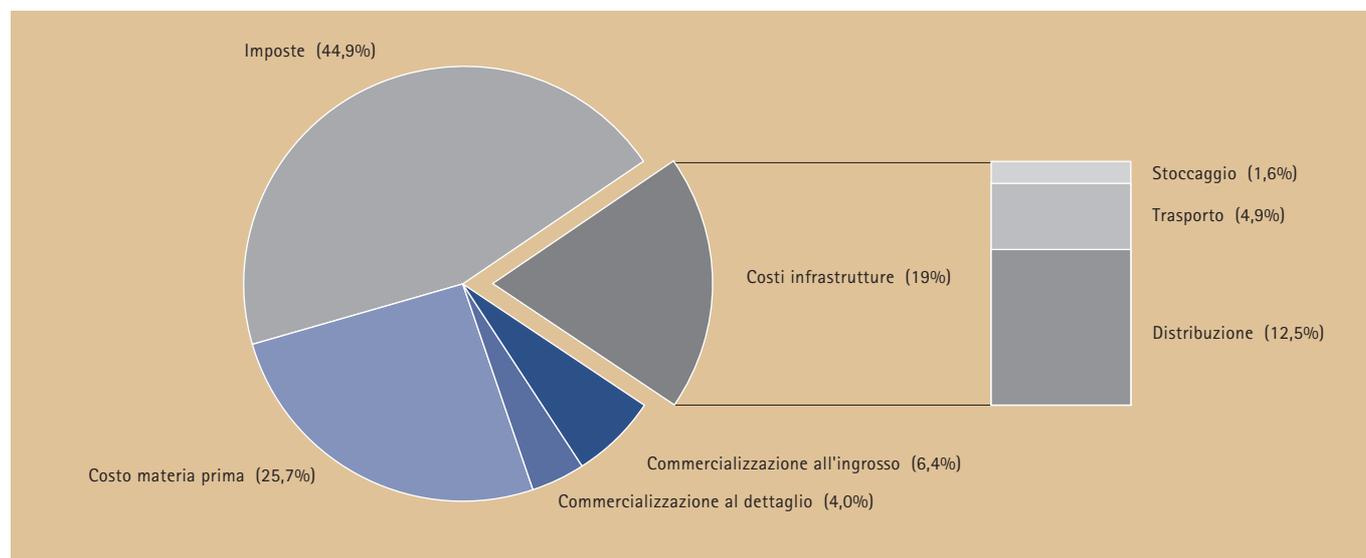
(A) Il valore del primo trimestre 2005 è stato ricalcolato (in base alla metodologia prevista dalla delibera n. 195/02) e modificato retroattivamente in occasione dell'aggiornamento tariffario per il secondo trimestre.

mettendo a punto, alla fine del 2004, un nuovo meccanismo di indicizzazione della componente materia prima (delibera n. 248/04). Esso aveva permesso di contenere la risalita della componente QE nel primo trimestre dell'anno a 14,63 c€/m<sup>3</sup>, innalzando la tariffa complessiva a 59,09<sup>11</sup> c€/m<sup>3</sup>. A seguito della sospensione della delibera n. 248/04 (si veda il paragrafo sulle azioni dell'Autorità per la promozione della concorrenza nella vendita, nel quale è descritto in dettaglio l'*iter* di questa delibera), nel secondo trimestre 2005 il valore della componente materia prima è stato ricalcolato (con valore retroattivo al primo trimestre 2005) secondo il vecchio metodo di aggiornamento, quello previsto dalla delibera n. 195/02, ed è quindi salito a 15,44 c€/m<sup>3</sup>. La tariffa complessiva è passata, di conseguenza, a 60,06 c€/m<sup>3</sup>, valore a cui è rimasta invariata nel secondo trimestre dell'anno. Così, come illustrato nella figura 4.13, all'1 aprile 2005 la tariffa media nazionale di riferimento risulta composta per il 55 per cento circa da componenti a copertura dei costi e per il restante 45 per cento dalle imposte che gravano sul settore del gas naturale (imposta di consumo, addizionale regionale e IVA).

<sup>11</sup> I valori della tariffa complessiva citati nel testo non corrispondono a quelli diffusi nei comunicati stampa che accompagnavano le revisioni trimestrali della tariffa di riferimento per il I e il II trimestre 2005, in quanto in quei comunicati non si è tenuto conto dell'aumento delle imposte sul gas.

FIG. 4.13 **COMPOSIZIONE PERCENTUALE DELLA TARIFFA MEDIA NAZIONALE DI RIFERIMENTO DEL GAS NATURALE AL 1° APRILE 2005**

Tariffa di riferimento per consumi inferiori a 200.000 m<sup>3</sup> annui.



Il costo della materia prima incide sul valore complessivo della tariffa per quasi un terzo (25,7 per cento), i costi di commercializzazione per il 10,4 per cento e quelli per l'uso e il mantenimento delle infrastrutture per il restante 19 per cento. Nell'ambito dei costi per le infrastrutture la componente più rilevante è quella necessaria a coprire la distribuzione: la componente Cd incide infatti per il 12,5 per cento sulla tariffa complessiva; l'incidenza della componente a copertura dei costi di trasporto raggiunge quasi il 5 per cento, mentre è pari all'1,6 per cento l'incidenza della componente per lo stoccaggio.

La tavola 4.21 mostra il valore delle accise e le aliquote IVA in vigore per l'anno 2005. Nella tavola compare ancora la distinzione tariffaria per tipologia d'uso del gas perché l'art. 2 del decreto legge 28 dicembre 2001, n. 452, convertito con modificazioni dalla legge 27 febbraio 2002, n. 16, ne ha prorogato la validità, seppure ai soli fini fiscali, fino alla revisione organica del regime tributario del settore.

I valori dell'imposta di consumo, determinati per l'anno in corso nell'ambito della legge finanziaria per il 2005 (legge 31 dicembre 2004, n. 311) hanno subito un incremento rispetto allo scorso anno (escluso solo per le località ricadenti nell'ex area della Cassa del Mezzogiorno), a causa della cessazione in vigore del decreto del Ministro dell'economia e delle finanze 12 febbraio 2004 che, per attenuare i costi esorbitanti del petrolio, aveva disposto abbattimenti d'imposta per l'anno 2004. Le aliquote di accisa sono quindi tornate ai livelli fissati dal decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 15 gennaio 1999 che aveva introdotto la *carbon tax*. Gli aumenti, sono di entità variabile e in alcuni casi

TAV. 4.21 IMPOSTE SUL GAS

c€/m<sup>3</sup> per le accise e aliquote percentuali per l'IVA, in vigore nel 2005

TARIFFA	T1	T2		T3	T4
USO	COTTURA E ACQUA CALDA	RISCALDAMENTO INDIVIDUALE		RISC. CENTR. USI ARTIG. E COMM.	USI INDUSTRIALI
CONSUMO ANNUO		<250 m <sup>3</sup> /a	>250 m <sup>3</sup> /a		
<b>Imposta di consumo</b>					
Normale	4,48491	7,88526	17,33074	17,33074	1,24980
Località ex Cassa del Mezzogiorno <sup>(A)</sup>	3,86516	3,86516	12,42182	12,42182	1,24980
<b>Addizionale regionale<sup>(B)</sup></b>					
Piemonte	2,2425	2,5800	2,5800	2,5800	0,6249
Veneto	0,5165	0,5165	1,2911	1,2911	0,6249
Liguria <sup>(C)</sup>	2,2425	2,5800	2,5800	2,5800	0,6249
Emilia Romagna	2,2425	3,09874	3,09874	3,09874	0,6249
Toscana	2,0000	2,0000	2,6000	2,6000	0,6000
Umbria	0,5200	0,5200	0,5200	0,5200	0,5200
Marche	1,5500	1,5500	1,5500	1,5500	0,6249
Lazio	2,2425 <sup>(D)</sup>	3,09874 <sup>(D)</sup>	3,1000	3,1000	0,6200
Abruzzo	1,9326	1,9326	2,582 <sup>(E)</sup>	2,582 <sup>(E)</sup>	0,6249
Molise <sup>(F)</sup>	1,5000	1,5000	1,5000	1,5000	1,5000
Campania	1,93258	1,93258	3,1000	3,1000	0,6249
Puglia	1,93258	1,93258	2,5800	2,5800	0,6249
Basilicata	1,93258	1,93258	2,5800	2,5800	0,6249
Calabria	1,93258	1,93258	2,58228	2,58228	0,6249
<b>Aliquota IVA (%)</b>	<b>10</b>	<b>20</b>	<b>20</b>	<b>20</b>	<b>20</b>

(A) Si tratta delle Regioni: Abruzzo, Molise, Campania, Puglia, Basilicata, Calabria, Sicilia e Sardegna; delle Province di: Frosinone, Latina; di alcuni Comuni della provincia di Roma compresi nel comprensorio di bonifica di Latina; di Comuni della provincia di Rieti compresi nell'ex circondario di Cittaducale; di alcuni Comuni della Provincia di Ascoli Piceno inclusi nel territorio di bonifica del Tronto; delle Isole d'Elba, del Giglio e Capraia.

(B) Le Regioni a statuto speciale hanno posto l'addizionale regionale pari a zero; la Regione Lombardia, invece, l'ha abolita dal 2002 (articolo 1, comma 10, LR 18/12/2001, n. 27).

(C) Per le tariffe T1, T2 e T3 aliquota invariata e ridotta a 1,55 per i Comuni appartenenti alla fascia climatica "E" e a 1,03 per quelli nella fascia "F".

(D) Aliquota ridotta a 1,93258 nelle località che ricadono nell'ex area della Cassa del Mezzogiorno.

(E) Aliquota pari a 1,033 nelle località che ricadono nella fasce climatiche "E" e "F".

(F) Aliquota pari a 2,8 nelle località che ricadono nella fascia climatica "C"; pari a 2,1 nella fascia climatica "D" e pari a 0,8 nella fascia climatica "F".

piuttosto rilevanti: passa da 4 a 4,48 c€/m<sup>3</sup> l'imposta sulla T1, da 4 a 7,89 c€/m<sup>3</sup> quella sul primo scaglione della T2 (consumi annui sino a 250 m<sup>3</sup>), da 17,32 a 17,33 c€/m<sup>3</sup> quella sul secondo scaglione della T2 (consumi annui superiori a 250 m<sup>3</sup>) e sulla T3; rimane invariata a 1,25 c€/m<sup>3</sup> l'imposta sulla T4. È appena il caso di ricordare che l'aumento dell'imposta di consumo trascina con sé l'incremento di alcune addizionali regionali. Com'è noto, ciascuna Amministrazione regionale è libera di fissare, con proprie norme, il valore dell'accisa addizionale, purché esso rimanga all'interno di una fascia prestabilita e uguale per tutte le Regioni. L'imposta sul valore aggiunto, infine, produce un effetto moltiplicativo dell'incremento iniziale delle accise, visto che queste entrano nella base imponibile dell'IVA.

Complessivamente, l'effetto dell'aumento fiscale sul valore della tariffa media nazionale per il primo trimestre 2005 è valutabile in una maggiorazione dell'1,5 per cento.