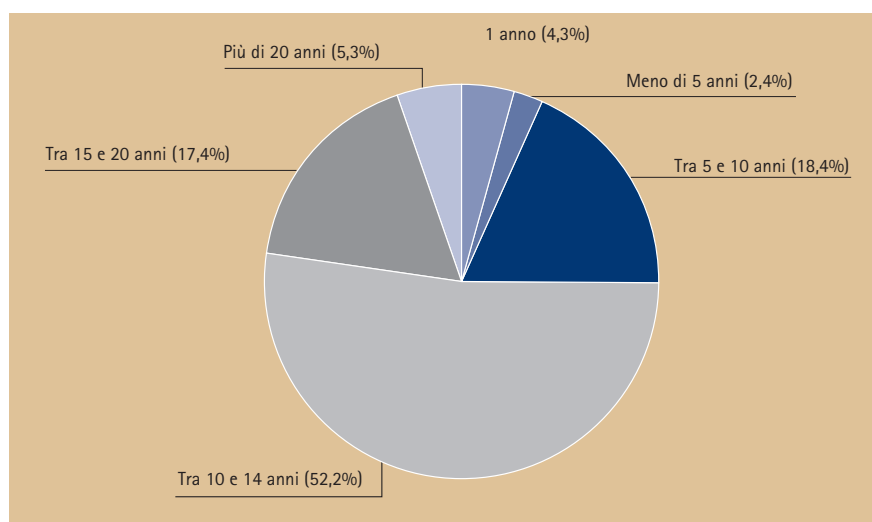


FIG. 4.6 STRUTTURA DEI CONTRATTI (ANNUALI E PLURIENNALI)
ATTIVI NELL'ANNO TERMICO 2004-2005, SECONDO LA DURATA RESIDUA



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.

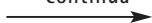
Eni e il controllo delle infrastrutture di importazione

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.)	Scogat (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.	
PROGETTI DI NUOVI GASDOTTI				
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 ^(A)	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(m³);
- 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(m³)/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.

Consequentemente 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 sotterraneo 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 sottterraneo 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 capacità³ 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(m³) 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 ^(A)	88,2	81,9	6,3	93%
Panigaglia (GNL) ^(B)	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 ^(A)	21,5	11,6	9,9	54%
Totale	260,1	242,7	17,4	93%

(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;

XIV LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI — DOCUMENTI

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(m³) standard per giorno

PUNTI DI ENTRATA	CAPACITÀ CONTINUA		CAPACITÀ CONFERITA	CAPACITÀ DISPONIBILE
Anno termico 2005-2006				
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
Anno termico 2006-2007				
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
Anno termico 2007-2008				
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
Anno termico 2008-2009				
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
Anno termico 2009-2010				
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
Anno termico 2010-2011				
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