Verso la creazione di una borsa del gas (delibera n. 22/04)

Nell'ambito del procedimento avviato con la delibera n. 91/03, l'Autorità ha adottato alcune disposizioni in materia di mercato regolamentato delle capacità di trasporto e del gas naturale immesso nella rete nazionale di gasdotti. Basandosi anche sull'esperienza maturata in altri paesi europei e sulle osservazioni e proposte dei soggetti interessati, con la delibera 26 febbraio 2004, n. 22, l'Autorità ha infatti delineato un percorso di interventi regolatori, articolato in quattro passaggi, finalizzato alla graduale istituzione di un mercato centralizzato del gas e delle capacità. Le quattro fasi prevedono:

- l'introduzione di procedure che, attraverso una piattaforma informatica, consentano 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;
- l'introduzione di contratti standard per gli scambi bilaterali di gas e capacità; facilitando la conclusione di transazioni fra gli operatori, cui viene offerta la possibilità di definire i soli prezzo e volume della transazione, tali contratti si rivelano utili a promuovere la liquidità del mercato;
- 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. Questo intervento, che pone i presupposti per una crescita del volume di gas scambiato giornalmente, richiede la modifica del regime di bilanciamento attualmente in vigore definito dalla delibera n. 137/02 e l'introduzione di un sistema che incentivi gli utenti a essere bilanciati attraverso corrispettivi calcolati sulla base del prezzo con il quale il gas naturale viene scambiato sul mercato giornaliero di bilanciamento;
- l'introduzione di un mercato centralizzato del gas naturale gestito in modo indipendente e basato su un sistema automatico di incrocio fra domanda e offerta sul modello inglese della *clearing house*, il quale consenta la determinazione di un prezzo ufficiale quale riferimento per la conclusione delle transazioni.

Dall'1 ottobre 2003 Snam Rete Gas gestisce il sistema informatico per scambi/cessioni di gas al PSV mediante il quale gli utenti della rete di trasporto possono registrare, ai fini del proprio bilanciamento, gli scambi e le cessioni di gas immesso in rete, che definiscono su base bilaterale. L'Autorità ha giudicato tale sistema idoneo a raggiungere il primo dei quattro obiettivi delineati, pertanto ha attribuito al PSV la qualifica di mercato regolamentato delle capacità e del gas. Tuttavia l'Autorità ha anche riconosciuto come, nell'ambito dei possi-

bili interventi volti alla creazione di un efficiente mercato regolamentato del gas, possano essere sviluppate ulteriori funzionalità rispetto a quelle previste dal sistema predisposto da Snam Rete Gas; funzionalità che abbiano lo scopo di offrire elementi aggiuntivi di flessibilità a disposizione degli utenti del sistema di trasporto per ottimizzarne il bilanciamento. In particolare gli elementi individuati dall'Autorità sono:

- 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. Attualmente le transazioni possono essere registrate con un anticipo limitato a 8 giorni;
- 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. Attualmente il Codice di rete predisposto da Snam Rete Gas prevede che le cessioni di capacità di trasporto fra utenti possano avvenire per periodi minimi di un mese coincidenti con il mese di calendario. L'assetto previsto dall'Autorità consente di rendere compatibili i tempi di cessione delle capacità con quelli con i quali è consentito lo scambio di gas immesso in rete;
- la possibilità di concludere e registrare transazioni di gas naturale nello stesso giorno in cui esse vengono contabilizzate ai fini del bilanciamento, allo scopo di permettere agli utenti di correggere nel giorno in corso situazioni di disequilibrio non previste.

La delibera n. 22/04 ha quindi affidato a Snam Rete Gas il compito di presentare all'Autorità una proposta di modifica del sistema da essa predisposto, allo scopo di rendere attive le nuove funzionalità entro il prossimo anno termico. Nel frattempo il PSV è entrato in funzione dallo scorso ottobre e ha già dato i primi risultati, illustrati in dettaglio nel paragrafo relativo all'organizzazione dell'attività di trasporto.

Con la stessa delibera, l'Autorità ha infine avviato un processo di consultazione relativamente alla definizione di contratti standard per gli scambi bilaterali e all'introduzione di un regime di bilanciamento incentrato su un mercato giornaliero, invitando i soggetti interessati a presentare osservazioni e proposte in merito.

Consultazione sul trasporto nei casi di avviamento

Come detto, alcuni specifici profili del servizio di trasporto – i casi di avviamento – non sono adeguatamente disciplinati dalla delibera n. 137/02 e dunque anche dai Codici di rete redatti dalle imprese di trasporto. In tali casi, infatti, sono emerse le seguenti problematiche:

a) la disciplina del conferimento di capacità non risulta adeguata alle esigenze degli impianti in fase di avviamento, che presentano una notevole indeterminatezza del profilo di prelievo. Per tali impianti, infatti, durante l'effettuazione di test di prestazione possono verificarsi, per brevi periodi, prelievi di gas superiori a quelli del funzionamento a regime;
b) non sono considerate le specifiche esigenze nel caso di avviamento di nuovi contratti di importazione. Questi prevedono generalmente un regime transitorio durante il quale si raggiungono le quantità contrattuali media giornaliera e massima giornaliera di regime[3]. Normalmente la realizzazione delle infrastrutture di importazione precede il termine contrattuale in relazione al quale sono previsti gli incrementi di quantità di gas impegnato e si può verificare, per brevi periodi, che la disponibilità di capacità di trasporto non sia coerente con le quantità contrattuali previste nel periodo transitorio di avviamento dei contratti. Lo sfasamento temporale tra la disponibilità di trasporto e l'utilizzo di tale capacità determina oneri economici (il pagamento del corrispettivo di capacità) a carico del soggetto importatore precedenti all'avviamento del contratto di importazione;
c) non vengono considerate le specifiche esigenze degli impianti di nuova realizzazione con avviamento che ha inizio in data successiva a quella dell'anno termico, per i quali vi è uno sfasamento temporale tra la disponibilità di capacità di trasporto e l'avviamento dell'impianto. Tale situazione può verificarsi a causa dei diversi tempi necessari per l'ottenimento dei permessi per la realizzazione sia dell'allacciamento alla rete di trasporto, sia dell'impianto a valle del punto di riconsegna. Lo sfasamento temporale tra la disponibilità di capacità di trasporto nel punto di riconsegna e l'avvio dell'utilizzo dell'impianto del cliente finale, determina oneri economici a carico dell'utente, e quindi del cliente finale, anche per un periodo anteriore all'effettivo esercizio commerciale dell'impianto.

Su questi temi l'Autorità ha diffuso un Documento per la consultazione conte-

3 Questo regime transitorio, previsto negli impegni sottoscritti con i produttori, è generalmente necessario per tenere conto della messa in esercizio graduale dei campi di produzione (*start up* dei campi).

nente proposte per la disciplina del servizio di trasporto nei casi di avviamento. Nel Documento sono stati posti in evidenza alcuni argomenti e opzioni sui quali l'Autorità ha sollecitato contributi che i soggetti interessati potevano inviare entro la fine di marzo 2004.

Le proposte dell'Autorità sono costituite sostanzialmente dalle seguenti disposizioni speciali.

Per il caso di cui alla lettera a) si considera un periodo di avviamento di cinque mesi, durante i quali la capacità di trasporto è conferita in relazione alle capacità utilizzate nel medesimo periodo: per i primi tre mesi la capacità conferita è la media utilizzata nel periodo; per il quarto e il quinto mese la capacità conferita è pari alla massima capacità utilizzata; al termine del periodo di avviamento l'impresa di trasporto procede al conferimento di capacità di trasporto definitivo per l'anno termico. Questa disciplina speciale è giustificata dalla specificità di questa tipologia di impianti, e non altera il principio fondamentale che regola la disciplina dei conferimenti di capacità, ossia il principio secondo il quale il conferimento di capacità massima che l'utente ritiene di prelevare avviene *ex ante* per non incorrere nelle penalità previste per supero di prelievo.

Peraltro il Codice di rete della società Edison T&S S.p.A. prevede una procedura di conferimento particolare per i nuovi punti di riconsegna caratterizzati da una marcata indeterminatezza del profilo di prelievo. Per tali punti l'impresa di trasporto effettua la revisione della capacità conferita per un periodo di sei mesi a partire dal primo mese di fornitura del servizio; la procedura prevede che nei primi sei mesi l'impegno di capacità sia determinato a consuntivo con riferimento ai quantitativi di gas utilizzato: nei primi quattro mesi con riferimento al valore medio delle quantità utilizzate, nel quinto e sesto mese con riferimento alla quantità massima utilizzata nel punto di riconsegna.

Per quanto riguarda i profili b) e c), si prevede che non siano dovuti i corrispettivi di capacità per il periodo compreso tra la data in cui si rende disponibile la nuova capacità, a seguito della realizzazione dell'infrastruttura, e:

- con riferimento alla fattispecie di cui alla lettera b), la data fissata dal contratto di importazione in cui è previsto l'incremento della quantità di gas impegnato;
- con riferimento alla fattispecie di cui alla lettera c), la data in cui viene avviato l'impianto a valle del punto di riconsegna.

Accesso prioritario ai nuovi terminali di rigassificazione (delibera n. 90/03)

Tra le disposizioni in materia di politica energetica, in merito al potenziamento delle infrastrutture internazionali di approvvigionamento di gas naturale, la legge n. 273/02 stabilisce che i soggetti che investono nella realizzazione di nuovi gasdotti di importazione di gas naturale, di nuovi terminali di rigassificazione e di nuovi stoccaggi in sotterraneo di gas naturale, hanno diritto di allocare una quota pari all'80 per cento delle nuove capacità realizzate, per un periodo pari a venti anni (art. 27, comma 2). L'accesso prioritario definito dalla delibera dell'Autorità 15 maggio 2002, n. 91, diviene un diritto di allocazione riconosciuto anche a soggetti diversi dagli utilizzatori del terminale senza limitazioni alla nuova capacità realizzabile e non richiede procedure di accertamento da parte dell'Autorità.

D'altra parte, la nuova Direttiva europea 2003/55/CE del 26 giugno, che abroga la Direttiva 98/30/CE, prevede (nell'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 nuovi terminali di GNL; il potere di decisione sulla deroga viene intestato direttamente 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.

L'Autorità, alla fine di luglio 2003, ha recepito (con la delibera 31 luglio 2003, n. 90) quanto disposto dalla legge n. 273/02, modificando la precedente delibera n. 91/02, in attesa che il Governo dia attuazione alle previsioni di cui all'art. 22 della Direttiva europea 2003/55/CE.

TRASPORTO E STOCCAGGIO

Struttura e organizzazione delle attività di trasporto, di stoccaggio e dei terminali di rigassificazione

Trasporto

Nello scorso anno termico 2002/03 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, specie per le importazioni dal Nord Europa e dalla Russia.

Rispetto alle capacità messe a disposizione nell'anno termico precedente, per l'anno termico 2003/04 si registrano alcune variazioni (Tav. 5.4):

TAV. 5.4 **CAPACITÀ DI TRASPORTO DI TIPO CONTINUO IN ITALIA**

M(m^3) standard per giorno, se non altrimenti indicato; anno termico 2003/04

PUNTO DI ENTRATA DELLA RETE NAZIONALE	CAPACITÀ CONTINUA	CAPACITÀ CONFERITA	CAPACITÀ DISPONIBILE	QUOTA PERCENTUALE CONFERITA/ CONFERIBILE
Passo Gries	57,7	57,7	0,0	100%
Tarvisio	82,0	80,1	1,9	98%
Panigaglia (GNL)	11,5	11,5	0,0	100%
Mazara del Vallo	86,0	74,4	11,6	87%
Gorizia	0,7	0,7	0,0	100%
Totale	**237,9**	**224,4**	**13,5**	**94%**

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

- la capacità di trasporto relativa al punto di entrata di Mazara del Vallo ha subìto un lieve aggiustamento essenzialmente dovuto ad aggiornamenti delle previsioni dei consumi e delle produzioni nazionali lungo la linea di importazione dal Nord Africa;
- la capacità di trasporto presso Passo Gries è diminuita a causa di inconvenienti rilevati sulle unità di compressione installate nella nuova centrale di compressione di Masera;
- la capacità di trasporto relativa al punto di entrata di Tarvisio indicata in tabella mostra un aumento che è effettivo dall'inizio del 2004, grazie all'entrata in esercizio di nuovi potenziamenti, in concomitanza con il *build up* del quarto contratto Eni per l'importazione dalla Russia.

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. In particolare Snam Rete Gas ha valutato i massimi quantitativi che possono essere immessi sulla rete da ciascun punto di entrata senza che siano superati i vincoli minimi di pressione nei vari punti del sistema e senza superare le prestazioni massime degli impianti. Al fine di assicurare la disponibilità del servizio di trasporto al livello richiesto nel corso di tutto l'anno termico, 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).

I risultati del conferimento per l'anno termico 2003/04 mostrano come quasi

interamente soddisfatte le richieste di capacità di tipo continuo per tutti i punti di entrata interconnessi con l'estero: al settembre 2003 22 soggetti hanno richiesto e ottenuto l'accesso presso questi punti.

Ai sensi della delibera n. 137/02, nell'anno 2003 è stato effettuato anche il primo dei conferimenti pluriennali presso i punti di entrata interconnessi con l'estero: 8 soggetti hanno richiesto e ottenuto capacità per il prossimo quinquennio 2004/05 – 2009/10. I risultati del conferimento sono indicati nella tavola 5.5.

Rispetto all'anno precedente, nel 2003 la rete è stata complessivamente estesa di circa l'1,24 per cento in termini di lunghezza.

Snam Rete Gas ha presentato un programma di notevole potenziamento per il prossimo decennio, coerente con lo sviluppo di gasdotti esteri di importazione interconnessi con la rete nazionale. Infine sono proseguite le opere per la realizzazione della nuova importazione dalla Libia.

Punto di scambio virtuale (PSV)

Dall'inizio dell'anno termico 2004/05 Snam Rete Gas ha avviato un sistema per scambi/cessioni giornalieri di gas sulla propria rete, presso il cosiddetto PSV. Insieme alla Bacheca elettronica per scambi/cessioni di capacità, servizio disponibile già dallo scorso anno, il nuovo sistema facilita le transazioni bilaterali tra gli utenti. Il Codice di rete di Snam Rete Gas è predisposto per recepire le transazioni al PSV.

Concettualmente situato tra i punti di entrata e i punti di uscita della rete nazionale di gasdotti, il PSV è un punto presso il quale gli utenti possono effettuare scambi e cessioni di gas con frequenza giornaliera. Al febbraio 2004, i soggetti coinvolti nelle transazioni presso il PSV sono in totale 25: tra questi vi sono gli utenti del servizio di trasporto che hanno ottenuto un conferimento di capacità presso i punti di entrata della rete nazionale interconnessi con l'estero lo scorso settembre.

Il numero delle transazioni è aumentato dal primo mese di attività del PSV: da un massimo di 7 transazioni giornaliere avvenute nel mese di ottobre 2003, a 21 transazioni giornaliere registrate nell'ultimo fine settimana di febbraio 2004. Anche in termini di volume si è registrato un costante aumento: il volume massimo giornaliero del mese di febbraio è stato di oltre 3,7 M(m^3) standard, mentre il volume massimo giornaliero registrato nel mese di ottobre non arrivava alla metà di questo valore. Si osserva inoltre che le transazioni aumentano considerevolmente, tanto in numero quanto in termini di volumi di gas, durante i fine settimana e/o i giorni festivi. Complessivamente i volumi totali di gas scambiati sono passati dai circa 21 M(m^3) standard (pari a circa 798 milioni di GJ) di ottobre a oltre 35 M(m^3) standard nel mese di febbraio (equivalenti a circa 1 353 milioni di GJ).

TAV. 5.5 **CONFERIMENTI AI PUNTI DI ENTRATA DELLA RETE NAZIONALE INTERCONNESSI CON L'ESTERO VIA GASDOTTO PER GLI ANNI TERMICI DAL 2004/05 AL 2009/10**

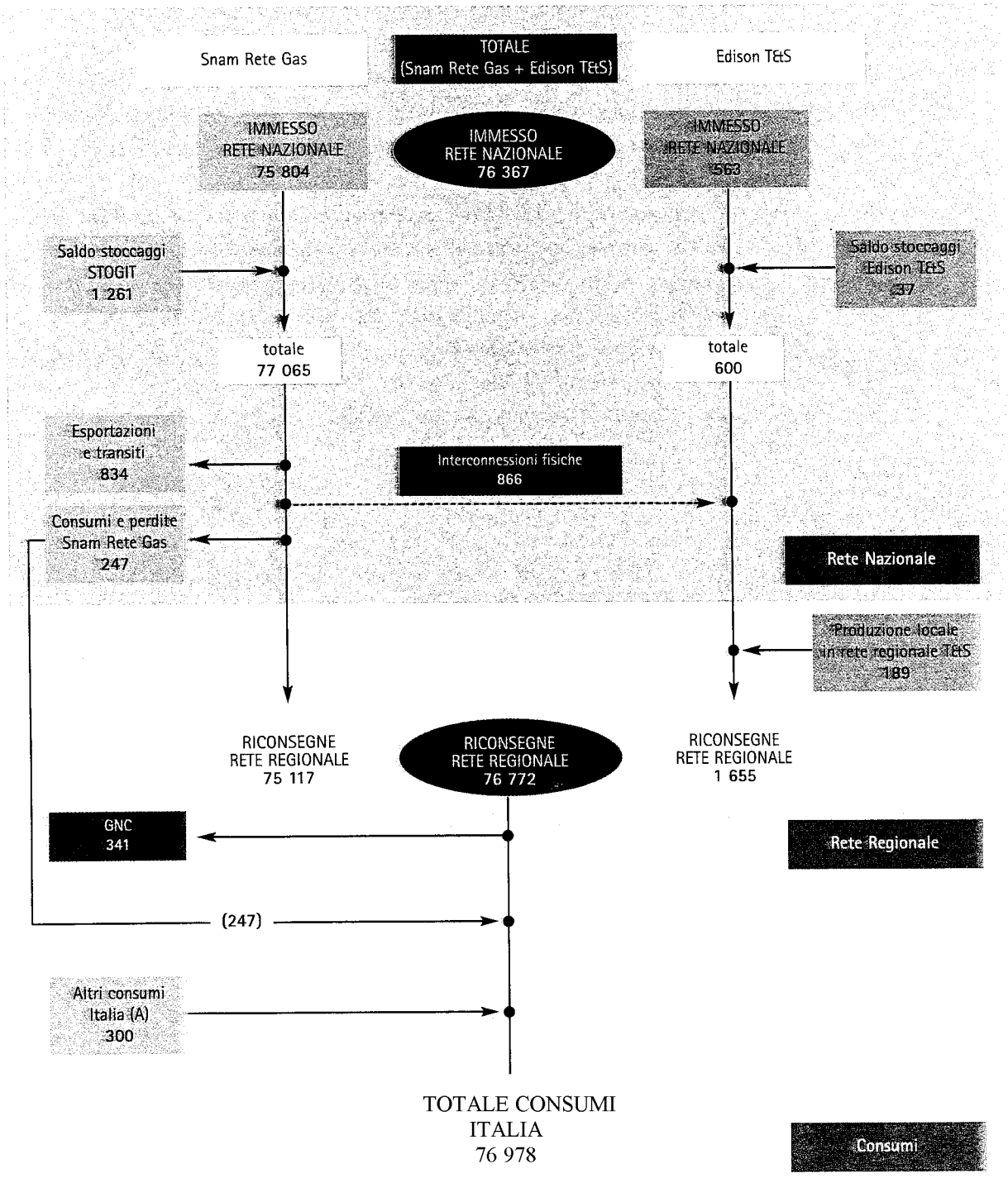
M(m^3) standard per giorno

PUNTI DI ENTRATA	CAPACITÀ CONTINUA		CAPACITÀ CONFERITA	CAPACITÀ DISPONIBILE
Anno termico 2004/05				
Tarvisio	da 01/10/04 a 31/12/04	82,0	73,7	8,3
	da 01/01/05 a 30/09/05	89,0	76,6	12,4
Gorizia		0,7	-	0,7
Passo Gries		57,5	52,7	4,8
Mazara del Vallo		78,0	70,2	7,8
Gela	da 01/10/04 a 31/12/04	8,0	1,4	6,6
	da 01/01/05 a 30/09/05	21,5	2,6	18,9
Anno termico 2005/06				
Tarvisio	da 01/10/05 a 31/12/05	89,0	76,6	12,4
	da 01/01/06 a 30/09/06	91,0	79,2	11,8
Gorizia		0,7	-	0,7
Passo Gries		57,5	51,4	5,8
Mazara del Vallo	da 01/10/05 a 28/02/06	78,0	70,3	7,7
	da 01/03/06 a 31/05/06	79,1	70,3	8,8
	da 01/06/06 a 30/09/06	81,1	70,3	10,8
Gela	da 01/10/05 a 28/02/06	22,0	5,2	16,8
	da 01/03/06 a 30/09/06	25,0	5,5	19,5
Anno termico 2006/07				
Tarvisio	da 01/10/06 a 31/12/06	91,0	79,2	11,8
	da 01/01/07 a 30/09/07	103,5	81,9	21,6
Gorizia		0,7	-	0,7
Passo Gries		59,0	52,7	6,3
Mazara del Vallo		86,0	70,3	15,7
Gela		25,0	5,5	19,5
Anno termico 2007/08				
Tarvisio		103,5	84,9	18,6
Gorizia		0,7	-	0,7
Passo Gries		59,0	52,4	6,6
Mazara del Vallo		86,0	69,2	16,8
Gela		25,0	5,5	19,5
Anno termico 2008/09				
Tarvisio		103,5	85,8	17,7
Gorizia		0,7	-	0,7
Passo Gries		59,0	52,2	6,8
Mazara del Vallo		86,0	69,2	16,8
Gela		25,0	5,5	19,5
Anno termico 2009/10				
Tarvisio		103,5	85,8	17,7
Gorizia		0,7	-	0,7
Passo Gries		59,0	52,2	6,8
Mazara del Vallo		86,0	69,2	16,8
Gela		25,0	5,5	19,5

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

FIG. 5.6 **BILANCIO DELLA RETE NAZIONALE E DEI CONSUMI IN ITALIA, 2003**

Prospetto riepilogativo; M(m^3) standard da 38,1 MJ



(A) Valore stimato che comprende consumi di torcia, rigassificazione a Panigaglia, compressione per centrali.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Snam Rete Gas.

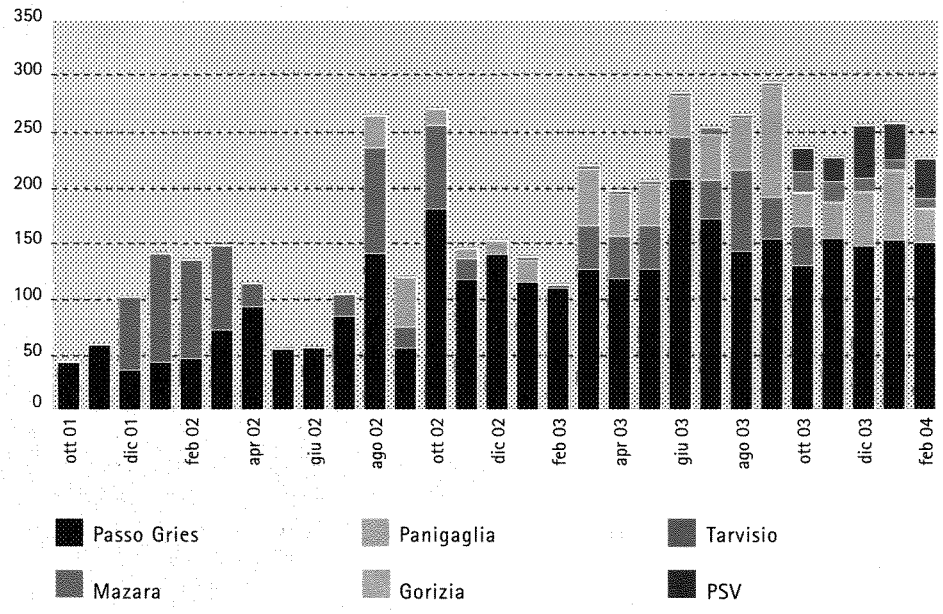
I grafici mostrano le transazioni avvenute nei punti di entrata della rete nazionale interconnessi con l'estero (ove avvengono transazioni su base mensile) a partire dall'ottobre del 2001 e presso il PSV dallo scorso ottobre, in termini di volumi di gas movimentato (Fig. 5.7) e di numero di transazioni effettuate (Fig. 5.8). Per rendere confrontabili le transazioni registrate presso il PSV con quelle avvenute presso i punti di entrata indicati, per il PVS si è considerata, per ogni mese, la media del numero di transazioni giornaliere insieme al totale dei volumi scambiati.

Il maggior numero di transazioni, anche in termini di volumi di gas scambiati, avviene presso il punto di entrata di Passo Gries; ma l'incidenza del PSV aumenta sensibilmente di mese in mese. A febbraio, le transazioni di gas presso il PSV in termini di volumi hanno rappresentato il 16 per cento del totale movimentato (Fig. 5.9).

La maggior parte delle transazioni avvengono per volumi di gas compresi tra i 20 000 e i 30 000 m^3 standard: la figura 5.10 mostra le classi più frequenti, comprese nell'intervallo tra 20 000 e 50 000 e tra 100 000 e 200 000 m^3 standard.

FIG. 5.7 **TRANSAZIONI NEI PUNTI DI ENTRATA DELLA RETE NAZIONALE NEL PERIODO OTTOBRE 2001 – FEBBRAIO 2004**

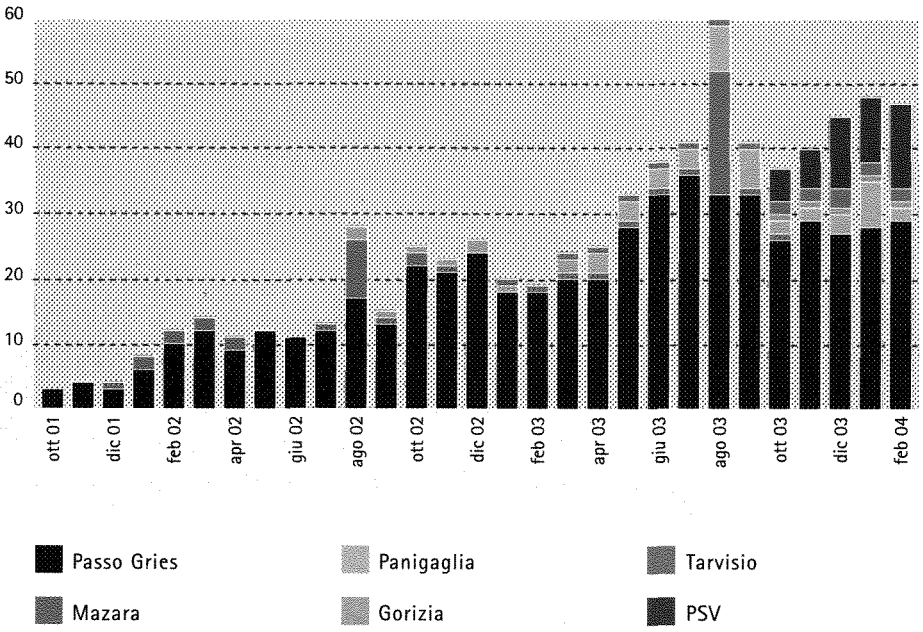
Valori in M(m^3) standard da 38,1 MJ; le transazioni effettuate si riferiscono a gas immesso in rete dall'utente cedente



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Snam Rete Gas.

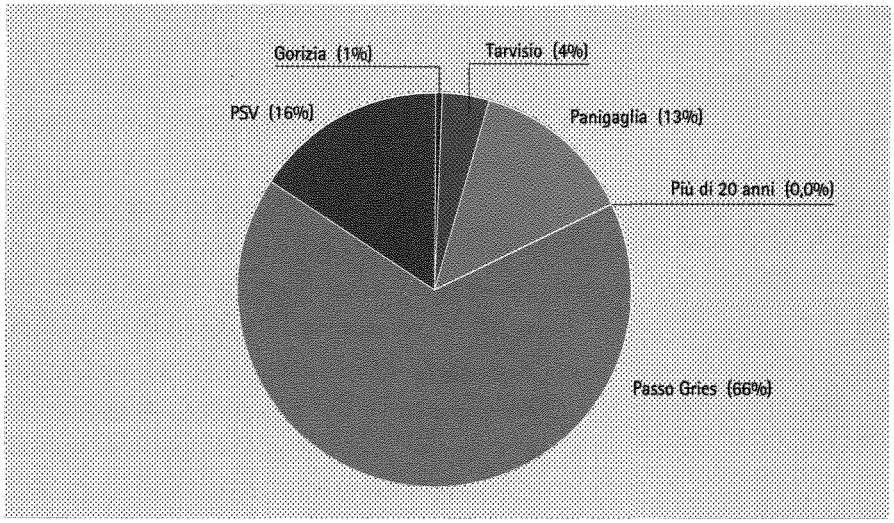
FIG. 5.8 **TRANSAZIONI LATO ITALIA NEL PERIODO OTTOBRE 2001 – FEBBRAIO 2004**

Numero di transazioni per mese



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Snam Rete Gas.

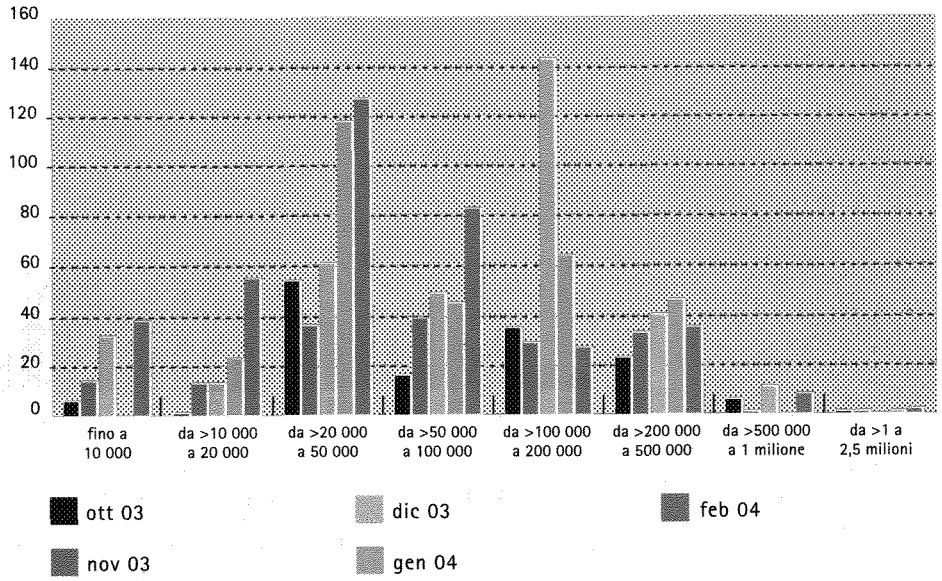
FIG. 5.9 **RIPARTIZIONE DEI VOLUMI SCAMBIATI/CEDUTI NEI PUNTI DI ENTRATA DELLA RETE NAZIONALE INTERCONNESSI CON L'ESTERO E PSV NEL FEBBRAIO 2004**



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Snam Rete Gas.

FIG. 5.10 **FREQUENZA DEI VOLUMI SCAMBIATI PRESSO IL PSV NEL PERIODO OTTOBRE 2003 – FEBBRAIO 2004**

Numero transazioni per classi di volume di gas (valori in m^3 standard da 38,1 MJ)



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Snam Rete Gas.

I mercati del gas naturale nel Regno Unito

Il Regno Unito possiede il mercato del gas naturale più grande e meglio sviluppato d'Europa: ai primi posti nella graduatoria dei produttori europei, questo paese riesce anche a soddisfare la maggior parte della domanda interna. La produzione inglese proviene principalmente dai campi offshore situati nel Mare del Nord e nel Mare d'Irlanda. Il gas, una volta estratto, giunge mediante metanodotti sottomarini presso i sei terminali costieri dove entra nella rete nazionale di proprietà quasi esclusiva della società Transco. L'attività di stoccaggio è effettuata principalmente mediante il giacimento esaurito sottomarino di Rough, nel Mare del Nord, e attraverso il campo salino di Hornsea (vi sono anche due altri campi residuali). Inoltre il Regno Unito possiede cinque impianti di stoccaggio di GNL utilizzati soprattutto per il bilanciamento locale nei periodi di punta.

Fino al 1990 tutto il gas è stato acquistato da British Gas (BG) in base a contratti take or pay di lungo periodo con un prezzo indicizzato al greggio. In questo modo si è garantito ai produttori un ragionevole ritorno nel lungo termine che ha permesso loro di continuare le attività di esplorazione ed estrazione in totale sicurezza; d'altra parte BG ha usufruito della garanzia di una fornitura del gas naturale a prezzo costante. Agli inizi degli anni Novanta non vi sono stati grossi cambiamenti nella modalità di trading: i nuovi partecipanti al mercato del gas naturale, collegati solitamente ai produttori, hanno continuato a sottoscrivere contratti di fornitura con clausole take or pay o similari. L'introduzione della concorrenza nel mercato del gas naturale ha comportato anche la nascita del mercato spot.

La nascita del mercato spot e gli scambi bilaterali di gas ai terminali

L'attività di trading spot si è sviluppata innanzitutto presso i terminali costieri dove il gas naturale, una volta estratto dai campi offshore, arriva sulla terraferma. Dei sei terminali solo due, Bacton e St. Fergus, si sono sviluppati come mercati spot del gas. Le prime operazioni di compravendita spot si sono manifestate a partire dal 1992, quando diverse società hanno cercato di vendere le forniture in eccesso. Si trattava di scambi informali e bilaterali, organizzati telefonicamente per periodi che andavano dalle 24 ore a più mesi. A partire dal 1994 si è sviluppato un mercato spot vero e proprio, nel quale il gas viene scambiato attraverso negoziazioni di breve periodo i cui prezzi rispondono agli andamenti della domanda e dell'offerta.

Nella fase iniziale le negoziazioni hanno riguardato esclusivamente contrattazioni di tipo "fisico" caratterizzate da scambi di gas naturale utilizzato di norma per l'attività di fornitura o di bilanciamento. All'origine dello sviluppo del mercato spot vi sono molteplici fattori, fra i quali:

- *l'introduzione, nel 1989, di una norma che ha impedito a BG di acquistare quantità superiori al 90 per cento del gas prodotto da ogni giacimento. Dopo l'introduzione di questa norma i produttori iniziarono a vendere il gas residuo a imprese indipendenti che competevano con BG sul mercato all'ingrosso. Inizialmente le vendite avvenivano con contratti a medio e lungo termine, ma successivamente la necessità di bilanciare domanda e offerta nel breve termine portò anche alla vendita spot del gas;*
- *l'introduzione di programmi di cessioni di gas, con i quali l'Autorità di regolazione inglese (Ofgas) ha richiesto a BG di rendere disponibili ai concorrenti circa 4,9 G(m^3) tra il 1992 e il 1995, mediante vendite sul mercato spot;*
- *i ritardi nell'avvio di tre nuove centrali elettriche, che hanno determinato una perdita di domanda per i produttori di gas di circa 6,2 M(m^3)/giorno (pari al 3 per cento della domanda media giornaliera), inducendo così i produttori stessi a dirottare il surplus di gas sul mercato spot;*
- *fenomeni di eccesso di offerta dovuti alla sovrastima della domanda da parte dei produttori indipendenti nel 1995 (il surplus di gas è finito sul mercato spot).*

In particolare, in seguito all'ultimo dei fattori elencati si è verificata una forte riduzione del prezzo spot (da 20 p/therm nella primavera 1994 a 9 p/therm nell'inverno 1995) che ha generato una forte spinta verso lo sviluppo del nascente mercato. In tal modo i grandi utenti hanno potuto acquistare il gas naturale sul mercato con uno sconto molto elevato rispetto al prezzo di fornitura dei contratti di lungo periodo. Sebbene nei mesi successivi il prezzo spot sia ritornato a livelli più elevati e il prezzo di lungo periodo si sia allineato su valori più bassi, dal 1995 in avanti il mercato spot ha acquisito sempre più importanza.

Negli anni successivi si sono sviluppati mercati spot differenziati per ogni terminale

costiero. L'attività di trading è svolta principalmente tramite telefono e molte transazioni vengono condotte da intermediari o broker che fanno incontrare l'offerta con la domanda e garantiscono un certo livello di anonimato delle transazioni. Il mercato spot nel Regno Unito può essere suddiviso in tre grandi segmenti in base alla data di consegna di un contratto:

- *prompt trades: riguarda le consegne within day (giornaliere o intra day);*
- *spot trades: riguarda i contratti di breve periodo solitamente da un giorno a un mese;*
- *forward trades: riguarda i contratti che vanno da diversi mesi a qualche anno.*

In seguito allo sviluppo del mercato e alle connesse fluttuazioni dei prezzi è aumentata la volontà dei venditori di effettuare contrattazioni di durata sempre maggiore. Si è così sviluppato un trading finanziario di contratti, così definito in quanto costituito da negoziazioni che non prevedono scambi fisici di gas, bensì la compensazione di ogni transazione con un'altra di segno opposto, versando solo la differenza di prezzo. Spesso per questo tipo di trading vengono utilizzati contratti forward.

Il mercato spot per scambi bilaterali di gas in rete

Dopo la pubblicazione del Codice di rete (Network Code) da parte di Transco nel 1996, sono stati individuati alcuni punti presso i quali è possibile effettuare il trading di gas naturale:

- *il National Balancing Point (NBP);*
- *i punti di riconsegna ai consumatori;*
- *i terminali della rete nazionale che costituiscono i punti di interconnessione con le imprese locali di distribuzione.*

Il trading di gas al National Balancing Point

Il National Balancing Point (NBP) non costituisce un hub fisico per lo scambio di gas naturale, funziona invece come un system hub (o hub virtuale) utile per gli scambi di gas in rete. Il trading al NBP ha assunto un'importanza rilevante in quanto costituisce, in base al Network Code, il punto attraverso il quale tutto il gas naturale fluisce e il luogo in cui la domanda e l'offerta vengono bilanciate ogni giorno. Infatti il NBP è diventato il principale punto di riferimento nel Regno Unito per il trading di gas naturale, sia per quanto riguarda gli scambi fisici di tipo bilaterale denominati Over The Counter (OTC), sia per quanto riguarda il trading finanziario di contratti attraverso l'International Petroleum Exchange (IPE), dopo il lancio di un contratto future su tale mercato.

Il Network Code prevede che si debba prenotare la capacità di entry exit necessaria

rispettivamente per trasportare il gas naturale fino al NBP e per prelevarlo dal NBP. Gli scambi di gas in rete avvengono invece da NBP a NBP. Ciò comporta un notevole vantaggio dal punto di vista dell'omogeneità degli scambi che quando avvengono al NBP non risentono della diversa provenienza del gas né della differente destinazione. Si tratta comunque di transazioni bilaterali la cui realizzazione finanziaria resta a carico degli shipper. Il tipo di transazioni bilaterali che si svolge al NBP non è dunque difforme da quelle che si svolgono ai terminali di Bacton e St. Fergus, cioè:

- *transazioni within day, che avvengono durante il giorno gas e sono utilizzate dagli shipper per mantenere in equilibrio il proprio portafoglio di contratti;*
- *transazioni day ahead, che prevedono la consegna per il giorno successivo e il gas è utilizzato per il bilanciamento giornaliero oppure per operazioni di arbitraggio sui prezzi;*
- *transazioni spot di durata inferiore a tre mesi;*
- *transazioni a medio e lungo termine.*

Il NBP è ben presto diventato il centro del trading di gas naturale: nei mesi di novembre e dicembre 1996, il 70 per cento degli scambi sono avvenuti presso il NBP contro il 17 per cento di St Fergus e il 7 per cento di Bacton. Negli anni successivi la proporzione degli scambi è aumentata ulteriormente grazie al fatto che, da un lato, il gas è già immesso nella rete (a differenza degli scambi presso i terminali costieri), e dall'altro rende più agevole il trading per finalità di bilanciamento: si è venuto a creare quindi un unico, grande mercato caratterizzato da un'elevata liquidità. Si è assistito inoltre a un forte aumento del trading finanziario: prima dell'introduzione del Codice di rete nel 1996, e quindi del NBP, la maggior parte degli scambi presso i terminali costieri riguardava contratti fisici per la fornitura e il bilanciamento. In effetti nel mese di marzo 1996 il 69 per cento degli scambi era fisico e il 31 per cento era finanziario; invece due anni più tardi le proporzioni si erano invertite, con il 13 per cento degli scambi sul mercato fisico e il rimanente 87 per cento sul mercato finanziario.

Nuovi terminali di GNL

Il terminale di rigassificazione di GNL di Edison previsto al largo di Rovigo ha già ottenuto dal Ministero delle attività produttive la concessione per la costruzione e l'esercizio. Lo scorso ottobre è stato emanato il decreto di pronuncia di compatibilità ambientale relativo al metanodotto di collegamento del terminale alla rete nazionale di trasporto. La capacità prevista è attualmente 4,6 G(m^3)/anno, ma è stata presentata una richiesta per espandere tale capacità fino a 8 G(m^3)/anno che è ancora in corso di istruttoria, in attesa dei pareri del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e della Regione. La realiz-

zazione del progetto è stata recentemente prorogata fino alla fine del 2007 e la concessione, per quanto riguarda l'esercizio, è stata estesa fino al 2027 in maniera congruente alle disposizioni della legge n. 273/02, relative alla riserva ventennale di capacità per i soggetti che investono in nuove infrastrutture. Il progetto ha avuto un finanziamento dal ministero mediante un contratto di programma, per circa 70 milioni di euro, finanziamento recentemente riconfermato dal CIPE anche in presenza del nuovo termine di fine lavori. La realizzabilità economica dell'opera è stata recentemente riconfermata con la prossima entrata nel progetto, con quote rilevanti, della Exxon Mobil e della compagnia Ras Gas, che dal Qatar fornirà GNL.

Il progetto per il terminale di rigassificazione di GNL della British Gas Italia S.p.A. a Brindisi è già stato autorizzato dal Ministero delle attività produttive. La capacità annua è prevista in 4 miliardi espandibili a 8 (con la stessa autorizzazione), operativi entro il 2007. A seguito dell'ingresso, con una quota del 50 per cento, di Enel nella nuova società Brindisi LNG S.p.A. che gestirà il terminale, Enel ha annunciato il suo intendimento a non realizzare le altre iniziative proposte in precedenza (i tre progetti per terminali di rigassificazione presso i siti di Vado Ligure, Muggia e Taranto).

Rimangono invece in corso di istruttoria altri tre progetti e precisamente:

- il progetto presentato dalla società OLT Offshore LNG Toscana, per un nuovo terminale di rigassificazione di GNL su nave, da realizzare a largo di Livorno, per una capacità complessiva di 3 G(m^3)/anno, espandibili a 6; seppur con alcuni problemi tecnologici ancora da risolvere, questo progetto non pone problemi di trasporto alla rete nazionale, essendo già posizionato in prossimità dei centri di consumo. La Regione Toscana ha espresso parere favorevole, nonostante le perplessità delle Province di Pisa e Livorno. La Valutazione di impatto ambientale (VIA) per questo progetto è comunque in fase di conclusione;
- anche il progetto di Edison (con una possibile partecipazione di BP Italia S.p.A.) per la realizzazione di un terminale di GNL di tipo tradizionale nel sito dello stabilimento della Solvay a Rosignano Marittimo (Livorno), per una capacità di 3 G(m^3)/anno, non pone problemi in termini di infrastrutture di trasporto, essendo ubicato vicino a centri di consumo. La VIA è appena agli inizi e riguarderà anche le modifiche del ciclo dell'etilene nello stabilimento della Solvay;
- in Calabria, per i due progetti confinanti in concorrenza a Gioia Tauro (della Società Petrolifera Gioia Tauro S.r.l.) e a San Ferdinando (della società LNG Terminal) è appena iniziato l'iter autorizzativo; il terminale ubicato all'esterno del porto ha ricevuto un appoggio da parte dell'autorità portuale e