della Capitaneria di porto, le quali hanno invece dato parere negativo all'adiacente progetto nell'attiguo Comune di San Ferdinando in quanto non compatibile con il futuro progetto di apertura di una seconda bocca del porto. Entrambi i progetti devono subire varie modifiche per l'adattamento alla futura configurazione del porto; l'autorità portuale sta iniziando la procedura di VIA per la necessaria variante al Piano regolatore portuale per il terminale della Società Petrolifera Gioia Tauro.

Infine, i progetti di terminali nei siti di Lamezia Terme e Corigliano Calabro della LNG Terminal sono stati cancellati per il parere negativo della Regione Calabria.

Stoccaggio

Considerando nell'insieme i siti di stoccaggio gestiti da Stogit S.p.A. e da Edison T&S, il *working gas* per la campagna di conferimento di stoccaggio 2003/04 è stato pari a circa 12,42 G(m^3). Tale valore è comprensivo della quota riservata allo stoccaggio strategico, che ai sensi del decreto legislativo n. 164/00 viene stabilita dal Ministero delle attività produttive sulla base della maggiore delle importazioni e comunicata annualmente: quest'anno si conferma il valore degli scorsi due anni termici, pari a 5,1 G(m^3) (Tav. 5.6).
Gli oltre 7 G(m^3) rimanenti costituiscono dunque lo spazio messo a disposizione e conferito dalle imprese di stoccaggio agli utilizzatori, lo scorso marzo 2003, per la campagna di ricostituzione dei siti per i servizi di stoccaggio minerario e di modulazione ciclica. In erogazione, la punta massima giornaliera (in condi-

TAV. 5.6 **DISPONIBILITÀ DI STOCCAGGIO IN ITALIA**
Anno termico 2003/04

	MILIONI DI GJ	MILIONI DI m^3 STANDARD
Spazio per stoccaggio strategico	194,7	5 110
Spazio per stoccaggio di modulazione ciclica e minerario	278,4	7 308
Portate giornaliere		
Disponibilità di punta per stoccaggio strategico	1,5	39
Disponibilità di punta per stoccaggio minerario, per modulazione oraria e bilanciamento operativo della rete di trasporto e di modulazione ciclica	8,9	218
Disponibilità di punta per stoccaggio di modulazione ciclica (interrompibile)	1,5	38,9

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

TAV. 5.7 **CONFERIMENTI DI CAPACITÀ DI STOCCAGGIO RELATIVI AL SERVIZIO DI MODULAZIONE CICLICA**

IMPRESE DI STOCCAGGIO	ANNO TERMICO 2002/03 NUMERO OPERATORI	ANNO TERMICO 2002/03 CAPACITÀ (MILIONI DI GJ)	ANNO TERMICO 2003/04 NUMERO OPERATORI	ANNO TERMICO 2003/04 CAPACITÀ (MILIONI DI GJ)
Stogit	13	268,6	23	272,7[A]
Edison T&S	4	9,9	5	9,6

(A) Per il sistema di stoccaggi Stogit, il PCS di riferimento è 38,7.

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

zioni di massimo riempimento degli stoccaggi), raggiunge complessivamente quasi 218 M(m^3) standard.

Quanto ai risultati del conferimento, la tavola mostra che dal 2002 al 2003 è aumentato il numero 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), in corrispondenza dell'aumento del numero degli utenti del servizio di trasporto. Sempre di meno sono stati gli utenti di quest'ultimo che non hanno richiesto capacità di stoccaggio, dati anche gli obblighi di modulazione in capo ai venditori per i clienti del mercato civile previsti dal decreto legislativo n. 164/00 (art. 18, comma 4).

Gli utenti del servizio di modulazione ciclica di Stogit sono stati 23 (18 hanno avuto il conferimento ad aprile, i restanti 5 nei mesi successivi), mentre quelli del servizio di stoccaggio strategico sono stati 7 (in corrispondenza delle importazioni da paesi extra europei, come previsto dal decreto del Ministero delle attività produttive 27 marzo 2001), quasi tutti clienti anche per il servizio di modulazione. Considerando anche i servizi speciali, nonché la quota assegnata a Snam Rete Gas per il bilanciamento e la modulazione oraria, Stogit ha servito in tutto 29 utenti.

I volumi di gas movimentati complessivamente dai campi di Stogit nell'anno termico 2003/04 sono stati pari a circa 13,3 G(m^3): 7,63 in erogazione e al lordo dei consumi e 5,67 in iniezione.

Lo spazio di *working gas* di Edison T&S, pari a circa 267 M(m^3), è stato interamente conferito agli utenti del servizio di modulazione ciclica e del servizio strategico, nonché, ai fini del bilanciamento della rete di trasporto, alla stessa Edison T&S. In particolare, il numero degli utenti del servizio di base è salito da 4 nel precedente anno di stoccaggio, a 5; il servizio di stoccaggio strategico è stato assegnato a un utente, per uno spazio pari a circa 10 M(m^3).

I volumi di gas movimentati dai campi di Cellino e Collalto nell'anno termico 2003/04 sono stati pari a circa 478 M(m^3): 258 in erogazione, 219 in iniezione.

Stoccaggio: i servizi addizionali

Selezionabili insieme a un servizio di base, quale è lo stoccaggio di modulazione ciclica, i servizi speciali (o addizionali) sono aumentati molto in termini di servizi offerti, in quanto si adattano in maniera più flessibile alle necessità degli operatori, e ogni anno aumenta il numero dei soggetti che vi accede. Di seguito sono indicati i servizi offerti dalle due imprese di stoccaggio nazionali per l'anno termico 2003/04.

La Stogit ha offerto i seguenti servizi, compatibilmente con le disponibilità del proprio sistema di stoccaggio:

- *servizio di stoccaggio di modulazione aciclica, che consiste nella prestazione del servizio di iniezione e di erogazione per periodi di tempo (uno o più mesi) non coincidenti con le cadenze temporali dello stoccaggio di modulazione ciclica, incluso l'eventuale utilizzo da parte dell'utente di gas di proprietà dell'impresa di stoccaggio in caso di eccesso di prelievo rispetto alle quantità conferite per la modulazione ciclica. Il servizio è prestato secondo il principio del first come first served;*
- *servizio di controflusso, che consiste in un servizio di erogazione in controflusso, fisico o solo contabile, per uno o più mesi, nel periodo primaverile-estivo (controflusso estivo), o autunnale-invernale (controflusso invernale). Il servizio è automaticamente applicato anche a consuntivo, agli utenti che sulla base delle allocazioni risultino avere di fatto usufruito del servizio di controflusso.*

Per l'anno termico 2003/04, gli utenti in modulazione aciclica sono stati 18, di cui 4 solo nel periodo aprile-ottobre (con diverse durate). Gli utenti del servizio di stoccaggio in controflusso sono rispettivamente 13 per il periodo estivo e 14 per quello invernale.

Stogit ha inoltre offerto, tramite meccanismo di offerta su base d'asta:

- *uno spazio incrementale per l'iniezione, pari a 2 366 800 GJ (pari a circa 62 M(m^3) standard), parzialmente assegnato a 3 utenti per un totale di 1 191 945 GJ (pari a oltre 31 M(m^3) standard);*
- *una disponibilità di punta integrativa in erogazione (PMG integrativa), offerta nel periodo dicembre-marzo in 5 fasi successive e conferita in tutto a 12 utenti per un valore complessivo di 184 320 GJ (pari a circa 48,4 M(m^3) standard).*

Stogit inoltre effettua compensazioni delle rispettive posizioni gas fra gli utenti del servizio di trasporto (ossia del loro disequilibrio mensile cumulato, risultante dai dati trasmessi da Snam Rete Gas a Stogit), ai sensi dell'art. 11 della delibera dell'Autorità 27 febbraio 2002, n. 26.

Edison T&S, compatibilmente con le disponibilità del proprio sistema di stoccaggio, ha offerto i seguenti servizi speciali aciclici interrompibili:

- *servizio ciclico di breve durata (o parking estivo e/o invernale), che consente l'immissione di un volume di gas ulteriore (per esempio, un piccolo quantitativo di gas spot) per un periodo limitato durante il periodo estivo (parking estivo) o invernale (parking invernale), e la conseguente erogazione per intervalli di tempo predefiniti, anche in controflusso;*
- *servizio aciclico settimanale (o parking a breve termine), che consente l'iniezione di un quantitativo di gas nei fine settimana e l'erogazione nei cinque giorni feriali successivi.*

Attraverso tali servizi aciclici, Edison T&S ha venduto prestazioni di spazio e punta giornaliera di durata variabile a 2 ulteriori utenti rispetto al servizio di modulazione ciclica, per un totale di circa 12 M(m^3) movimentati. Il servizio ciclico di breve durata ha previsto l'iniezione nei mesi di settembre e ottobre e l'erogazione in novembre e dicembre. Nel corso dell'inverno sono stati infine assegnati a 3 utenti, tramite meccanismo di offerta su base d'asta, circa 250 000 m^3 di punta aggiuntiva in erogazione, complessivamente per il periodo gennaio-marzo 2004.

Nella *Relazione Annuale* dell'Autorità dello scorso anno e del 2002 si è fatto cenno alla procedura di assegnazione delle concessioni relative a nuovi giacimenti selezionati dal Ministero delle attività produttive per la conversione a stoccaggio, elenco pubblicato nel *Bollettino Ufficiale degli Idrocarburi e della Geotermia* del 31 ottobre 2001.

Lo stato di tali assegnazioni, il cui *iter* non si è ancora concluso, è riportato in dettaglio, insieme alle altre istanze presentate per nuovi siti di stoccaggio, nella tavola 5.8, con l'indicazione dei soggetti in concorrenza per la loro assegnazione e la fase attuale dell'istruttoria.

Le prospettive di crescita del fabbisogno di gas e quindi di crescita del mercato e del fabbisogno di stoccaggio fanno sì che anche in Italia si rivolga attenzione a tipologie di siti di stoccaggio diverse. Le prime tre voci dell'elenco si riferiscono a tre istanze di concessione di stoccaggio in acquifero, recentemente presentate al Ministero delle attività produttive, per lo sfruttamento di falde acquifere salate profonde. È la prima volta che in Italia si presentano richieste di stoccaggio in acquifero. Storicamente infatti in Italia lo stoccaggio di gas è effettuato in giacimenti di gas esauriti, principalmente perché gli elementi tecnici necessari al loro sviluppo e alla loro gestione (la geologia della trappola, i meccanismi di erogazione, la pressione di giacimento) sono già conosciuti, sicché sono relativamente limitate le ulteriori indagini geologico-tecniche che devono essere

TAV. 5.8 **ISTANZE DI CONCESSIONE DI STOCCAGGIO AL MARZO 2004**

BUIG	DENOMINAZIONE ISTANZA(A)	SOCIETÀ TITOLARE	REGIONE	PROV.	STATO ISTRUTTORIA
XLVI-8	Canton	Indipendent Gas Management	Veneto	VE	in corso
XLVI-8	Colle Tronco	Indipendent Gas Management	Lazio	FR	in corso
XLVI-8	Rivara	Indipendent Gas Management	Emilia Romagna	MO-BO	in corso
XLVI-9	Borgo S. Giovanni (1)	Costruzione Condotte	Lombardia	LO	rigettata
XLVI-9	Cornegliano (1)	Confservizi International	Lombardia	LO	accolta - verifiche su necessità VIA
XLVI-9	Cotignola (2)	Blugas	Emilia Romagna	RA	in corso
XLVI-9	Cotignola (2)	Edison T&S	Emilia Romagna	RA	in corso
XLVI-9	Cotignola (2)	Confservizi International	Emilia Romagna	RA	in corso
XLVI-9	Cotignola (2)	CPL Concordia e Italcogim	Emilia Romagna	RA	in corso
XLVI-9	Cotignola (2)	Enel FTL	Emilia Romagna	RA	in corso
XLVI-9	Cugno Le Macine (3)	CPL Concordia	Basilicata	MT	in corso
XLVI-9	Cugno Le Macine (3)	Geogas	Basilicata	MT	in corso
XLVI-9	Cugno Le Macine (3)	Blugas	Basilicata	MT	rinuncia
XLVI-9	San Potito (4)	CPL Concordia e Italcogim	Emilia Romagna	RA	in corso
XLVI-9	San Potito (4)	Enel FTL	Emilia Romagna	RA	in corso
XLVI-9	San Potito (4)	Edison T&S	Emilia Romagna	RA	in corso
XLVI-9	San Potito (4)	Blugas	Emilia Romagna	RA	in corso
XLVI-9	Serra Pizzuta (5)	Geogas	Basilicata	MT	in corso
XLVI-9	Masseria S. Angelo (5)	Costruzione Condotte	Basilicata	MT	in corso

(A) I numeri indicati in parentesi accanto al nominativo dell'istanza si riferiscono alle istanze in concorrenza tra loro.

Fonte: Ministero delle attività produttive.

condotte su tali siti. Altrove in Europa, e ancor prima negli Stati Uniti, l'attività di stoccaggio sotterraneo sfrutta cavità saline, qualora presenti nel territorio, o gli acquiferi naturali. Questi ultimi sono già adibiti allo stoccaggio di gas, per esempio, in Europa, in paesi quali Germania, Belgio, Francia (dove lo stoccaggio di gas naturale è effettuato prevalentemente con questa modalità) e Spagna.

A fronte dei problemi di scarsità e razionamento della capacità di stoccaggio, un elemento di criticità è rappresentato dai volumi di gas immobilizzati negli stoccaggi di Eni come *pseudo working gas*: si tratta di gas potenzialmente utilizzabile per fornire la liquidità necessaria a iniziative proconcorrenziali come la partenza di un vero mercato centralizzato. Tuttavia una tale soluzione è evidentemente subordinata a opportuni approfondimenti tecnici e a valutazioni di politica energetica.

Attività di regolazione economica e tecnica della rete di trasporto, 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 trasporto e di rigassificazione del GNL.

Per quanto riguarda la regolazione tecnica, gran parte dell'attività svolta ha riguardato l'approvazione dei Codici di rete per il trasporto presentati dalle due principali imprese di trasporto, Snam Rete Gas ed Edison T&S. All'inizio del 2004, inoltre, è iniziata la verifica di un terzo Codice di rete, presentato da una nuova società che gestirà un tratto di rete regionale in Lombardia interconnesso con la rete di Snam Rete Gas. Sempre nell'ambito dell'attività di regolazione tecnica, sono state assunte alcune disposizioni riguardanti i criteri per l'accesso e l'utilizzo dei terminali di rigassificazione del GNL.

Aggiornamento delle tariffe di trasporto (delibera n. 71/03)

A metà anno, con delibera 26 giugno 2003, n. 71, l'Autorità ha approvato le tariffe per il trasporto e il dispacciamento del gas naturale sulla rete nazionale e regionale per l'anno termico 2003/04. Come ogni anno le tariffe sono approvate con largo anticipo per permettere agli operatori utenti del servizio la migliore pianificazione dei propri investimenti (Tav. 5.9).

La tariffa complessiva è ridotta in media dell'8 per cento rispetto a quella in vigore per l'anno termico in corso. La riduzione è il risultato di una diminuzione del 16 per cento della parte di tariffa applicata alla capacità di trasporto (pedaggio) sui gasdotti nazionali, del 5 per cento sui gasdotti regionali e del 3,5 per cento della componente variabile correlata ai volumi trasportati.

Alla diminuzione hanno contribuito l'applicazione del *price cap* (la riduzione annuale prefissata a compensazione dei minori costi dovuti a miglioramenti di efficienza) e il meccanismo di correzione tariffaria (*revenue cap*, tetto sui ricavi) che riduce i ricavi degli anni precedenti dovuti alla maggiore capacità utilizzata rispetto al previsto.

Un ulteriore contributo alla riduzione è dovuto all'esclusione dal calcolo

TAV. 5.9 **TARIFFE DI TRASPORTO E DISPACCIAMENTO PER L'ANNO TERMICO 2003/04**

Tariffe in assenza del tributo disposto dalla legge della Regione Sicilia 26 marzo 2002, n. 2

CORRISPETTIVI UNITARI VARIABILI (€/GJ)	
CV	0,167255
CV^P	0,008176

Corrispettivi unitari di capacità di rete nazionale (€/a/m³ standard/g)				
CPe		**CPu**		
Mazara del Vallo	2,142874	Friuli Venezia Giulia	A	0,538638
Passo Gries	0,298082	Trentino Alto Adige - Veneto	B	0,678954
Tarvisio	0,645104	Lombardia Orientale	C	0,776143
Gorizia	0,516836	Lombardia Occidentale	D	0,879253
Panigaglia	0,540838	Nord Piemonte	E1	1,077001
Nord Occidentale	0,077469	Sud Piemonte e Liguria	E2	0,879253
Nord Orientale	0,101644	Emilia e Liguria	F	0,678954
Rubicone	0,121319	Basso Veneto	G	0,600136
Falconara	0,438506	Toscana e Lazio	H	0,585215
Pineto	0,631000	Romagna	I	0,478656
San Salvo	0,471894	Umbria e Marche	L	0,384917
Candela	0,553680	Marche e Abruzzo	M	0,473413
Monte Alpi	0,765278	Lazio	N	0,516657
Crotone	1,649910	Basilicata e Puglia	O	0,528678
Gagliano	1,765982	Campania	P	0,372240
		Calabria	Q	0,328380
Stoccaggi Stogit/Edison T&S	0,159403	Sicilia	R	0,128081

CORRISPETTIVI UNITARI DI CAPACITÀ DI RETE REGIONALE CRr (€/a/m³ standard/g)	
Snam Rete Gas	1,182195
Edison T&S e SGM	1,589120

CORRISPETTIVO FISSO CF(A)	1° livello	2° livello	3° livello
Snam Rete Gas (€/a)	3 132,872464	7 832,231710	17 764,368577
Edison Gas e SGM (€/punto di riconsegna)	31,341868	2 164,914256	5 240,865844

(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.

tariffario dei ricavi della società TMPC (*Trans Mediterranean Pipeline Company*), partecipata in modo paritario da Eni e dall'algerina Sonatrach, che gestisce il gasdotto tra la Tunisia e la Sicilia. Le disposizioni della legge n. 273/02 hanno infatti escluso l'applicazione delle tariffe di trasporto ai tratti di gasdotto situati entro il mare territoriale nazionale, come invece l'Autorità aveva disposto. Il prezzo per l'utilizzo di questo gasdotto è quindi demandato alla contrattazione tra le parti.

Come già lo scorso anno, l'Autorità ha escluso dalla tariffa il maggior costo determinato dal tributo stabilito dalla Regione Sicilia per il tratto di gasdotto ubicato sul suolo regionale, decisione già convalidata nel 2002 da una sentenza del TAR per la Lombardia.

Aggiornamento delle tariffe dei terminali di GNL (delibera n. 70/03)

Insieme alle tariffe di trasporto l'Autorità ha approvato, con delibera 26 giugno 2003, n. 70, le tariffe per l'utilizzo dei terminali di GNL per l'anno termico 2003/04 (Tav. 5.10).

Con l'eccezione del corrispettivo unitario di impegno associato ai quantitativi di GNL scaricato (CQS) che si riduce dell'8,4 per cento, le nuove tariffe, in vigore a partire dal prossimo ottobre, presentano un aumento rispetto alle tariffe dell'anno termico 2002/03, valide sino alla fine di settembre 2003. Infatti, il corrispettivo associato agli approdi contrattuali (CNA) aumenta dell'11,2 per cento e i corrispettivi variabili per l'energia associata ai volumi rigassificati aumentano rispettivamente dello 0,4 per cento il CVL e del 150 per cento il CVLP.

Verifica dei Codici di rete

A seguito dell'emanazione della delibera n. 137/02, sulla base dei criteri e degli obblighi ivi stabiliti dall'Autorità ai sensi del decreto legislativo n. 164/00, le

TAV. 5.10 **TARIFFE PER L'UTILIZZO DEL TERMINALE DI PANIGAGLIA DI GNL ITALIA PER L'ANNO TERMICO 2003/04**

CORRISPETTIVI UNITARI	UNITÀ DI MISURA	VALORE
Di impegno associato ai quantitativi di GNL scaricato CQS	€/a/m^3 liquido	3,307492
Associato agli approdi contrattuali CNA	€/numero di approdi in un anno	18 916,430343
Variabili per l'energia associata ai volumi rigassificati CVL CVLP	€/GJ €/GJ	0,064996 0,003133
Perdite	per m^3 rigassificato	2%

imprese di trasporto Snam Rete Gas ed Edison T&S hanno elaborato ciascuna il proprio Codice di rete, completando il sistema di regole per la gestione del servizio di trasporto del gas e per l'accesso alle reti nazionali e regionali da parte degli utilizzatori. I due Codici, redatti secondo lo schema contenuto nella delibera n. 137/02 e consultando le parti interessate (come disposto nella medesima delibera), sono stati trasmessi all'Autorità per la loro verifica e approvazione: nel novembre 2002 da Snam Rete Gas e il mese successivo da Edison T&S anche in nome e per conto della società SGM S.p.A., l'impresa di trasporto (controllata dalla *holding* Edison) la cui rete è interamente gestita dalla stessa Edison T&S.
Il procedimento di verifica dei Codici di rete ha richiesto un lungo lavoro di analisi condotto dagli Uffici dell'Autorità nell'arco del 2003. 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 ogni altra 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 il Codice di rete è inteso come l'insieme univoco delle condizioni generali di fornitura del servizio di trasporto (salvo naturalmente le determinazioni che sono specifiche dei singoli rapporti contrattuali: nomi dei contraenti, scelta dei servizi fra quelli contemplati nel Codice, scelta della durata fra quelle previste, quantità e così via). Introdotto da una sezione descrittiva del sistema di trasporto e dei servizi offerti dall'impresa nel proprio sistema di reti, il Codice di rete contiene una serie di clausole che sono recepite sia dal gestore del servizio sia dagli utenti (i cosiddetti *shipper*) con la sottoscrizione dei contratti di trasporto, che sono semplicemente contratti per adesione.
Nel Codice di rete si possono distinguere le seguenti tipologie di regole e modalità di gestione e funzionamento:

- *regole e modalità di accesso* con le quali l'impresa di trasporto disciplina la propria attività precontrattuale, finalizzata a individuare l'utente col quale l'impresa è tenuta a stipulare il relativo contratto, nonché a determinare la capacità di trasporto rilevante ai fini dell'esecuzione del contratto medesimo;
- *regole e modalità di uso* aventi a oggetto l'erogazione del servizio di trasporto, secondo i termini dei singoli rapporti contrattuali;
- *regole e modalità di connessione* aventi a oggetto il presupposto materiale alla libertà di accesso, costituito dalla realizzazione e gestione dei punti di consegna e dei punti di riconsegna.

Tra le principali tematiche disciplinate dal Codice di rete rientra la procedura con la quale l'impresa assegna sulla propria rete le capacità di trasporto ai vari operatori che la richiedono (conferimento di capacità). Procedura di basilare rilevanza nel caso del Codice di Snam Rete gas, la quale gestisce tutti i punti di entrata della rete nazionale interconnessi con gasdotti esteri e con l'unico terminale di rigassificazione attualmente esistente. Per la corretta gestione contrattuale e operativa del servizio sono state previste specifiche clausole sulle responsabilità delle controparti del contratto di trasporto. I flussi fisici e commerciali sulla rete di trasporto sono disciplinati dalle regole per il bilanciamento.
Gli Uffici hanno proceduto verificando ogni clausola contrattuale alla luce del quadro normativo di riferimento e identificando sostanzialmente due categorie a cui ricondurre gli aspetti critici rilevati:

- profili di incompletezza, per la carenza di aspetti del rapporto che la delibera n. 137/02 prevede siano definiti in modo dettagliato;
- profili di incoerenza con il quadro normativo di riferimento.

Gli aspetti critici sono stati comunicati alle società e approfonditi con le stesse.
Tra i profili di incompletezza segnalati a entrambe le società vi era, per esempio, la disciplina della procedura di conferimento, per la quale entrambe le società si limitavano a enunciare alcuni principi generali, rinviando la procedura dettagliata a pubblicazioni annuali sul proprio sito Internet, laddove la delibera n. 137/02 prevede che il Codice di rete riporti l'intera procedura e acquisti efficacia solo se pubblicato sul sito Internet dell'Autorità. Altre lacune riguardavano la descrizione dei parametri indicati dalle imprese per il bilanciamento o la descrizione delle concrete procedure da attivare nel caso di emergenze ritenute insufficientemente dettagliate e/o chiare per la tutela degli utenti. Inoltre nelle proposte di Codice di rete di entrambe le società mancava la descrizione degli standard di qualità commerciale e di qualità tecnica del servizio concretamente garantiti dalle imprese stesse. Il capitolo relativo alla qualità del servizio, infatti, si limitava a enunciare gli aspetti fondamentali della materia senza alcuna valenza operativa. Lo sforzo in tal senso è stato di raccogliere i primi standard, con l'obiettivo di migliorare nel tempo il servizio e aggiornare il Codice di rete per aggiungerne di nuovi.
Tra le incoerenze segnalate alle società di trasporto sono da menzionare le disposizioni afferenti materie diverse da quelle oggetto del Codice di rete, quali:

- una serie di obblighi e responsabilità poste, nelle versioni iniziali dei Codici, in capo anche a soggetti terzi rispetto al rapporto contrattuale oggetto del Codice di rete; tra queste, per esempio, vi erano quelle attribuite al proprie-

tario dell'impianto di misura, il quale può essere, in astratto, anche un soggetto diverso dalle parti e, in tale veste, non può essere vincolato da un rapporto contrattuale cui è estraneo;

- nel caso del Codice di Snam Rete Gas, il servizio Bacheca compravendita di capacità di trasporto e il servizio Punto di scambio virtuale, erano previsti come opzionali, laddove si trattava di attività relative all'organizzazione di un mercato secondario per lo scambio di diritti di transito, ovvero di attività diverse da quelle di trasporto che dunque non potevano costituire oggetto del Codice di rete. L'Autorità ha lasciato libera Snam Rete Gas di offrire tali servizi, sino all'adozione dei provvedimenti in materia previsti dalla delibera n. 137/02.

Approvazione del Codice di rete di Snam Rete Gas (delibera n. 75/03)

I lavori per la verifica del Codice di Snam Rete Gas si sono conclusi nel giugno del 2003, con la presentazione da parte di Snam Rete Gas di una nuova versione (20 giugno 2003) che recepiva in massima parte le indicazioni degli Uffici dell'Autorità; pertanto con la delibera 1 luglio 2003, n. 75, l'Autorità ne ha disposto l'approvazione. Data la rilevanza delle innovazioni di natura tecnico-operativa introdotte dal Codice di rete nelle modalità di erogazione del servizio, su richiesta della stessa Snam Rete Gas, l'Autorità ha concesso un breve periodo di tempo di adeguamento dei processi organizzativi e dei sistemi informativi. Pertanto il Codice di rete è entrato in vigore lo scorso 1 ottobre 2003, a eccezione della procedura per il conferimento della capacità di trasporto che invece richiedeva l'applicazione immediata per consentire l'avvio della campagna dei conferimenti e della procedura di aggiornamento del Codice di rete.

Il contenzioso su alcune clausole del Codice di rete Snam Rete Gas

Il Codice è stato approvato a esclusione di alcune clausole, secondo le quali Snam Rete Gas non avrebbe sottoscritto contratti di trasporto con soggetti che non avessero provveduto, alla data di sottoscrizione del contratto, al pagamento delle fatture per il servizio di trasporto già venute a scadenza, relative a importi superiori al valore della garanzia bancaria rilasciata in connessione con contratti di trasporto in essere; né avrebbe consentito cessioni o trasferimenti di capacità a utenti allo stesso modo morosi.

L'Autorità ha escluso dal Codice tali disposizioni, ritenendole illegittime in quanto volte a introdurre una fattispecie di rifiuto all'accesso al servizio di trasporto ulteriore rispetto ai casi di rifiuto tassativamente previsti dal decreto legislativo n. 164/00. Già in precedenza, con la delibera 19 dicembre 2002, n. 219, l'Autorità

aveva ordinato la rimozione di una clausola dall'identico contenuto presente nella procedura di conferimento della capacità di trasporto per l'anno termico 2002/03 della Snam Rete Gas, per gli stessi motivi.

Come in precedenza avvenuto per la delibera n. 219/02, Snam Rete Gas ha presentato ricorso avverso la delibera n. 75/03 presso il TAR per la Lombardia, chiedendone la sospensione nella parte in cui non approvava le clausole menzionate. Con l'ordinanza dell'1 settembre 2003, n. 1493, il TAR per la Lombardia ha disposto, nella pendenza del procedimento giurisdizionale promosso da Snam Rete Gas, la provvisoria sospensione di tale parte della delibera. L'Autorità peraltro non ha prestato acquiescenza a questa ordinanza e, con delibera 18 settembre 2003, n. 104, ha assunto la decisione di interporre appello al Consiglio di Stato.

Pertanto l'Autorità ha momentaneamente pubblicato le clausole rimosse dal Codice. Qualora l'ordinanza del TAR per la Lombardia venga riformata dal Consiglio di Stato, ovvero il giudice amministrativo ritenga legittima la delibera dell'Autorità impugnata da Snam Rete Gas, l'operatore che eventualmente non abbia ottenuto l'accesso al servizio a seguito dell'applicazione della clausola evidenziata, avrà diritto a essere rimesso nei termini nei limiti della richiesta originariamente presentata.

Approvazione del Codice di rete di Edison T&S (delibera n. 144/03)

Per il Codice di Edison T&S – SGM, i lavori di verifica per l'approvazione si sono protratti sino al dicembre 2003.

A seguito del lavoro di verifica degli Uffici, il 15 ottobre 2003 Edison T&S ha presentato una nuova versione del proprio Codice; l'Autorità ha approvato tale proposta, con delibera 12 dicembre 2003, n. 144, a esclusione di parte di una delle clausole riguardanti la procedura del trasferimento di capacità, che non recepiva le indicazioni degli Uffici, né risultava allineata con la procedura prevista nel Codice di rete della Snam Rete Gas già approvato.

Accordo per la gestione dei punti di interconnessione tra le reti di trasporto (delibera n. 145/03)

L'Autorità ha subordinato l'approvazione di una parte del Codice di rete di Edison T&S, relativa ai punti di interconnessione tra la propria rete e quella gestita dalla società Snam Rete Gas, alla sottoscrizione di una convenzione tra le due imprese di trasporto per la gestione tecnico-operativa dei punti di interconnessione tra le reti delle due società.

Questa misura si è resa necessaria per tutelare gli utenti del servizio di trasporto che per il vettoriamento del proprio gas, dal punto di entrata al punto di riconsegna presso i propri clienti finali, si servono sia del sistema di Snam Rete Gas, sia di quello gestito da Edison T&S; in particolare per garantire gli aspetti di qualità e pressione del gas riconsegnato al termine del vettoriamento sulle reti.

È opportuno a questo proposito ricordare che il sistema nazionale delle infra-

strutture di trasporto del gas si compone della rete nazionale di gasdotti, gestita dal punto di vista commerciale interamente dalla Snam Rete Gas, e di reti regionali, interconnesse tra loro e con la rete nazionale, gestite in larga misura dalla stessa società e in misura minore dalla Edison T&S. L'insieme di tali reti costituisce un *sistema unitario*. Di conseguenza le due società, in quanto imprese di trasporto che gestiscono reti interconnesse e che sono parti del medesimo sistema, sono tenute a cooperare al fine di garantire la sicurezza, l'affidabilità, l'efficienza del servizio di trasporto, ai sensi dell'art. 8, comma 6, del decreto legislativo n. 164/00, nonché al fine di assicurare l'accesso al sistema a parità di condizioni. Tutto ciò comporta la cooperazione per assicurare ai punti di interconnessione le pressioni necessarie a garantire tali scopi.

Durante il procedimento di verifica del Codice di rete predisposto dalla società Edison T&S è emersa questa lacuna perciò, con la delibera 12 dicembre 2003, n. 145, l'Autorità ha disposto che Edison T&S e Snam Rete Gas definissero mediante un'apposita convenzione, entro e non oltre il 20 febbraio 2004, i criteri per la gestione tecnico-operativa dei punti di interconnessione tra le reti gestite dalle medesime società, al fine di assicurare che il gas venga consegnato in detti punti a una pressione che consenta il funzionamento in condizioni di sicurezza, affidabilità ed efficienza delle reti gestite da entrambe le società.

Le due imprese sono pervenute a un accordo, entro il termine stabilito, circa i valori di pressione garantita presso tali punti.

Aggiornamento dei Codici di rete

La delibera n. 137/02 prevede l'aggiornamento del Codice di rete secondo una procedura predisposta dall'impresa di trasporto nello stesso Codice e aperta alla partecipazione delle parti interessate. Dal momento dell'entrata in vigore del Codice di rete di Snam Rete Gas, sono pervenute agli Uffici dell'Autorità varie richieste di aggiornamento del Codice, alcune proposte dalla stessa impresa di trasporto, altre dagli utenti del servizio e inviate per loro conto da Snam Rete Gas, insieme a una valutazione di merito, secondo la procedura riportata nel Codice di rete dell'impresa.

Nella maggior parte dei casi, le proposte pervenute consistono in precisazioni e modifiche che migliorano la comprensione del testo o l'applicazione delle clausole in esso contenute e non contrastano, dunque, con i criteri fissati dall'Autorità nella delibera n. 137/02.

Le prime due richieste di aggiornamento, proposte da Snam Rete Gas, sono state approvate e pubblicate nel sito Internet dell'Autorità all'inizio di gennaio 2004: esse riguardavano la rettifica di errori materiali presenti nel Codice di rete e la correzione di alcune incoerenze del testo. Contestualmente è stato aggiornato il Codice di rete con dette modifiche.

Il Codice di rete Retragas

Alla fine di febbraio 2004 è stato presentato all'Autorità un terzo Codice di rete, da parte della società Retragas S.p.A. L'impresa, costituita dalla società di distribuzione ASM Brescia che ne detiene anche il controllo, gestirà un tratto di rete regionale esteso per circa 317 km, interconnesso con la rete di Snam Rete Gas, costituito da quattro segmenti di rete distinti, il maggiore dei quali si estende nell'area di Brescia e serve la città stessa insieme a più di 20 comuni della provincia. Gli Uffici hanno dato inizio al lavoro di verifica del nuovo Codice, prevedendone la conclusione entro i successivi tre mesi.

Proroga delle disposizioni in materia di rigassificazione di GNL (delibera n. 113/03)

Nella delibera 30 maggio 2001, n. 120, che contiene i criteri per la determinazione delle tariffe per il trasporto del gas naturale e per l'utilizzo di terminali di GNL, l'Autorità aveva previsto anche alcune disposizioni urgenti riguardanti l'accesso al servizio di rigassificazione di GNL. Rese necessarie dalla mancanza sia di alcune disposizioni da parte dell'Autorità ai sensi del decreto legislativo n. 164/00, sia del Codice di rigassificazione, tali norme transitorie, efficaci sino al 30 settembre 2002, sono state prorogate sino al 30 settembre 2003 dalla delibera n. 137/02 riguardante i criteri per l'accesso e l'uso delle strutture di trasporto.

A seguito del procedimento della verifica di conformità del Codice di rete predisposto da Snam Rete Gas è emersa l'esigenza di approfondire il profilo relativo all'interazione tra il servizio di trasporto e quello di rigassificazione. Pertanto l'Autorità ha ritenuto opportuno prorogare ulteriormente, con la delibera 29 settembre 2003, n. 113, l'efficacia di quanto previsto in materia di rigassificazione del GNL dalla delibera n. 120/01, sino al settembre 2004.

Disposizioni transitorie in materia di accesso al terminale di GNL (delibera n. 119/03)

Con la delibera 22 ottobre 2003, n. 119, l'Autorità ha definito alcune regole transitorie che derogano dai principi stabiliti nella delibera n. 137/02, per quanto riguarda l'accesso al servizio di trasporto presso il punto di entrata della rete nazionale interconnesso con il terminale di Panigaglia, unico terminale di rigassificazione attualmente esistente in Italia, gestito dalla GNL Italia, società il cui capitale sociale è interamente detenuto da Snam Rete Gas.

La delibera n. 137/02 (art. 9) prevede che la capacità di trasporto ai punti di entrata della rete nazionale di gasdotti interconnessi con terminali di rigassificazione di GNL sia conferita dall'impresa di trasporto su base annuale. La stessa delibera prevede però che l'impresa di trasporto consenta cessioni di capacità tra gli utenti e che, nel corso dell'anno termico, renda disponibile la capacità di trasporto che non venga utilizzata dagli utenti del servizio di trasporto continuo a cui è stata conferita (applicazione del principio *use it or lose it*).

Tali disposizioni trovano attuazione nel Codice di rete Snam Rete Gas (Capitoli 5 e 7) ove sono previste allocazioni di capacità in corso d'anno termico per periodi mensili decorrenti dal primo giorno di calendario. Al fine di ottimizzare la gestione del proprio terminale, GNL Italia, oltre a offrire il servizio di rigassificazione continuo su base annuale (come previsto dalla delibera n. 120/01), offre un servizio di rigassificazione di tipo *spot*, prevedendo in corso d'anno termico l'allocazione della capacità di rigassificazione non utilizzata dall'utente del servizio continuo sulla base del suo programma mensile.

Alcuni operatori hanno segnalato all'Autorità la difficoltà a ottenere l'accesso al servizio di trasporto nel punto di entrata interconnesso con il terminale di Panigaglia, con tempi e volumi adeguati alle modalità del servizio di rigassificazione di tipo *spot* offerto da GNL Italia, manifestando l'urgenza che fossero previsti strumenti idonei a superare tali difficoltà.

Anche Snam Rete Gas ha evidenziato all'Autorità che l'applicazione della disciplina per l'allocazione di capacità di trasporto in corso d'anno contenuta nel Codice di rete non garantisce un efficiente utilizzo del terminale di GNL, ostacolando l'accesso al servizio di rigassificazione di tipo *spot* in quanto, per un valido utilizzo del terminale, è necessario che la stessa GNL Italia:

- determini il profilo temporale di rigassificazione del GNL consegnato e immetta nella rete di trasporto quantità di gas naturale fino alla massima capacità di rigassificazione, sulla base dei soli vincoli tecnici del terminale;
- riconsegni il gas rigassificato all'utente nell'arco di un periodo di trenta giorni successivo alla discarica, tempo non necessariamente coincidente con il mese di calendario.

Queste condizioni non sono soddisfatte dalle cadenze temporali previste per le allocazioni di capacità di trasporto nel Codice di rete Snam Rete Gas, che sono imposte dai vincoli di gestione amministrativa della medesima società.

L'Autorità ha quindi ritenuto opportuno definire misure transitorie valide fino alla rimozione di questi vincoli di gestione amministrativa, per garantire un efficiente utilizzo del terminale di Panigaglia e favorire l'accesso al sistema con il servizio di rigassificazione di tipo *spot*, subordinando a tal fine l'immissione di gas nella rete nazionale durante il normale esercizio alle esigenze del terminale stesso per consentirne il massimo utilizzo. Pertanto, in deroga all'assetto normativo in materia di allocazione di capacità di trasporto definito dalla delibera n. 137/02, e sino al settembre 2004, ha autorizzato GNL Italia a effettuare le allocazioni della capacità di trasporto nel punto di entrata alla rete nazionale di gasdotti interconnesso con il terminale di rigassificazione, sulla base di accordi stipulati con Snam Rete Gas.

Coordinamento internazionale della regolazione dell'attività di trasporto

Nel corso del 2003 l'Autorità ha contribuito con attiva partecipazione alla redazione dei contributi del *Council of European Energy Regulators* (CEER) in tema di gas naturale, che vengono presentati in occasione del Forum di Madrid.

La necessità di presentare in ambito europeo le principali pratiche di regolazione del settore del trasporto di gas naturale ha richiesto il fattivo impegno dell'Autorità, volto a illustrare l'esperienza italiana di implementazione del sistema *entry exit*. La regolazione del trasporto in Italia costituisce infatti un rifemento importante in quanto il nostro paese è il primo ad aver introdotto, dimostrandone i risultati positivi, il sistema *entry exit* in una realtà caratterizzata da un fabbisogno di gas quasi interamente coperto dalle importazioni. A fronte inoltre dei risultati ottenuti dalla regolazione del settore dello stoccaggio, alla rappresentanza italiana è stato affidato il compito di studiare la tematica *storage* e della flessibilità in generale. I primi risultati di questo studio sono stati distribuiti al settimo Forum di Madrid.

L'Autorità sta inoltre guidando la *task force* sul tema dell'accesso alle infrastrutture di stoccaggio. A questo proposito l'Autorità ha redatto a nome del CEER un documento di raccomandazioni per l'introduzione dell'accesso di terzi alle infrastrutture di stoccaggio, ai sensi di quanto disposto dall'art. 18 della Direttiva europea 2003/55/CE. L'attività della *task force* è ora concentrata alla stesura, in collaborazione con il CRE (il regolatore francese) della prima bozza delle *Linee guida* per l'accesso allo stoccaggio. Queste, diversamente dalle raccomandazioni, ricalcano l'impostazione seguita per le *Linee guida* per l'accesso alle infrastrutture di trasporto, trattando temi legati principalmente:

- alla trasparenza delle condizioni d'accesso;
- alla non discriminazione dei comportamenti attuati;
- alla responsabilità delle compagnie che offrono i servizi di stoccaggio;
- alla responsabilità degli utenti.