

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Contenzioso sulle norme relative alla regolamentazione del trasporto

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Coordinamento internazionale della regolazione del settore del gas naturale

Il 2004 è stato l'anno di inizio delle attività dell'*European Regulators Group for electricity and gas* (EREGG - www.ergeg.org), nuovo soggetto istituito nel dicembre 2003 e composto dai regolatori europei dell'energia, che opera come corpo consultivo all'attività della Commissione europea. L'EREGG si affianca al *Council of European Energy Regulators* (CEER - www.ceer-eu.org), differen-

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Stoccaggio

Il sistema di stoccaggio per l'anno termico 2004-2005 (si ricorda che l'anno termico relativamente all'attività di stoccaggio comincia ad aprile, in concomitanza con l'inizio del ciclo di riempimento degli stoccaggi e si conclude nel marzo successivo, al termine dello svaso degli stessi) ha fornito complessivamente, ossia considerando nell'insieme i siti di stoccaggio gestiti da Stogit e da Edison Stoccaggio S.p.A., una disponibilità in termini di spazio per il *working gas* pari a circa 12,8 G(m³) al momento del conferimento. Tale valore comprende la quota riservata allo stoccaggio strategico, quest'ultima stabilita dal Ministero delle attività produttive ogni anno, ai sensi del decreto legislativo n. 164/00, sulla base della maggiore delle importazioni.

Per quanto riguarda il 2004, la quota di stoccaggio strategico dichiarata dal ministero (l'importazione di riferimento è stata quella dalla Russia), si è mantenuta come negli scorsi anno pari a 5,1 G(m³) (Tav. 4.8).

Lo spazio in stoccaggio che residua dalla riserva strategica, pari a quasi 7,7 G(m³), costituisce la disponibilità per i servizi di stoccaggio minerario e di modulazione ciclica. La massima disponibilità di punta giornaliera in erogazione è complessivamente circa 252 M(m³) standard, valore subordinato al riempimento degli stoccaggi da parte degli utenti in misura almeno pari al 90 per cento dello spazio reso disponibile. I risultati della campagna conferimenti effettuata dalle imprese di stoccaggio lo scorso marzo 2004 sono riportati nella tavola 4.9.

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

TAV. 4.8 DISPONIBILITÀ DI STOCCAGGIO IN ITALIA

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

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

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

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

(A) Per il sistema di stoccaggi Stogit il PCS di riferimento è 38,7 MJ/m³ standard nel 2003-2004 e 37,8 nel 2004-2005.

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

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

Le capacità in termini di volumi di riserva attiva (*working gas*) messe a disposizione da Stogit nel 2004 sono state complessivamente pari a circa 12,55 G(m³) (circa 486,9 milioni di GJ, considerando un PCS pari a 38,8 MJ/m³ standard): 7,45 (circa 289 milioni di GJ) per il servizio di modulazione ciclica e minerario e 5,1 G(m³) per la riserva strategica. Rispetto allo scorso anno lo spazio per il servizio di modulazione offerto dalla società è leggermente superiore (di circa 400 M(m³), aumento dovuto principalmente a ottimizzazioni del complesso degli stoccaggi.

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

zione oraria, Stogit ha servito in tutto 38 utenti.

I volumi di gas movimentati dal complesso degli stoccaggi Stogit, al febbraio 2005 risultano pari a circa 14,68 G(m³): 7,32 in erogazione e a lordo dei consumi, 7,36 in iniezione.

Le capacità in termini di volumi di *working gas* messe a disposizione da Edison Stoccaggio nell'anno termico 2004-2005 sono state pari a circa 268 M(m³), di cui circa 25 M(m³) interrompibili a causa della concomitanza dei lavori di potenziamento della centrale di Collalto. Lo spazio è stato conferito agli utenti del servizio di modulazione ciclica e del servizio strategico, nonché, ai fini del bilanciamento della rete di trasporto, alla SGI. In tutto, gli utenti del sistema di stoccaggio Edison sono stati sette: 5 quelli del servizio di base (di cui uno ha usufruito anche del servizio di stoccaggio strategico), e 2 dei servizi speciali (servizio di stoccaggio ai fini di bilanciamento della rete di trasporto, e stoccaggio di modulazione "Asimport"). Alcuni utenti del servizio di modulazione ciclica inoltre nel corso dell'anno hanno potuto ottenere un incremento in termini di spazio e di punta per il servizio di base.

I volumi di gas movimentati complessivamente dallo *hub* stoccaggio Edison (campi di Cellino e Collalto) nell'anno termico 2004-2005 (consuntivo al febbraio 2005) sono stati pari a circa 439 M(m³) (16.758.627 GJ): più o meno 235 movimentati in iniezione (8.968.685 GJ) e 204 (7.789.942 GJ) movimentati in erogazione. A completamento dell'anno termico si prevede che l'erogato complessivo sarà di circa 246 M(m³) (considerando le previsioni per il mese di marzo 2005).

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

Emergenza climatica del febbraio 2005

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

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

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

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

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

Situazione delle istanze di concessione per nuovi stoccaggi

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

TAV. 4.10 ISTANZE DI CONCESSIONE DI STOCCAGGIO AL DICEMBRE 2004

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

Fonte: Ministero delle attività produttive.

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

Terminali di GNL

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

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

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

(A) Presentato (marzo 2005) un nuovo progetto unificato da parte della società LNG Med Gas Terminal nel porto di Gioia Tauro con capacità di 12 G(m³)/anno.

Fonte: Ministero delle attività produttive.

dalla disciplina che prevede il diritto di accesso di terzi, per una quota della nuova capacità realizzata con il terminale di rigassificazione. Si ricorda che il Ministero delle attività produttive già nel 2000 aveva autorizzato la società Edison Gas, cui successivamente è subentrata la società Edison Lng, a realizzare il terminale per una capacità massima di rigassificazione equivalente a 4 G(m³) all'anno. Nel novembre 2004 (decreto 11 novembre 2004, n. 17282), ne è stata autorizzata l'espansione sino alla capacità di 8 G(m³)/anno. Ai sensi della legge n. 239/04, il ministero, su parere dell'Autorità (delibera 23 novembre 2004, n. 206), ha concesso l'esenzione per una quota pari all'80 per cento della capacità del nuovo terminale, per un periodo di tempo pari a venticinque anni dall'avvio dell'operatività del terminale.

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

Il progetto per la realizzazione del terminale di rigassificazione di GNL a Brindisi della British Gas, che con la partecipazione di Enel al 50 per cento ha costituito la società Brindisi Lng S.p.A., è stato autorizzato dal Ministero delle attività produttive. La capacità annua, prevista inizialmente in 4 miliardi di metri cubi, è cresciuta a 8 G(m³). Anche Brindisi Lng ha presentato richiesta di esenzione dalla disciplina di accesso ai terzi: il ministero ha concesso l'esenzione per una quota pari all'80 per cento della capacità di rigassificazione del terminale per un periodo di 20 anni, su parere favorevole dell'Autorità (intervenuta con delibera 22 marzo 2005, n. 46).

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

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

Aggiornamento delle tariffe di stoccaggio

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

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

€/GJ/anno se non altrimenti indicato

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

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

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

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

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

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

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

Garanzie di libero accesso al servizio di rigassificazione del GNL

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

insufficienza di capacità;

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

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

Struttura e organizzazione delle attività di distribuzione

Aggiornamento struttura distribuzione

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

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

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

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

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

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

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

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

Gare sulla distribuzione

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

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