



AUTORITÀ GARANTE
DELLA CONCORRENZA E DEL MERCATO

AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione del settore del gas naturale (IC 22)

Indagini
conoscitive

19



PREMESSA	4
1. L'APPROVVIGIONAMENTO DI GAS NATURALE	6
1.1 Modalità di copertura della domanda di gas naturale	6
1.2 La produzione nazionale	7
1.3 Le importazioni di gas naturale	8
1.4 Le infrastrutture di trasporto internazionale	13
1.5 Il costo del gas importato	21
1.6 Comportamenti dell' <i>incumbent</i> Eni sul mercato dell'approvvigionamento di gas	22
1.7 Approvvigionamento e vincoli <i>take or pay</i> : impatto sulle strategie competitive dell' <i>incumbent</i> e incentivi alla segmentazione della domanda	23
2. LO SCENARIO DI DOMANDA E OFFERTA A MEDIO TERMINE	28
2.1 Scenari previsivi di domanda e offerta	28
2.2 Andamento dell'offerta e nuove infrastrutture	30
3. CONFIGURAZIONE DELLE FASI REGOLATE DELL'INDUSTRIA DEL GAS NATURALE A SEGUITO DEL PROCESSO DI LIBERALIZZAZIONE	41
3.1 Trasporto e dispacciamento	41
3.1.1 La tariffa di trasporto: metodologia ed effetti sulla concorrenza	43
3.1.2 Criteri di accesso alla rete di trasporto	49
3.1.3 La creazione di un mercato regolato di scambio di capacità e di gas	53
3.2 Stoccaggio	55
3.2.1 Regolazione dello stoccaggio ed effetti sulla concorrenza	57
3.2.2 Criteri di accesso al servizio di stoccaggio	62
3.3 Terminale di rigassificazione di GNL	65
3.4 Distribuzione	68
3.4.1 Evoluzione della struttura organizzativa	68
3.4.2 L'impatto della regolazione nella distribuzione di gas	69
4. CONFIGURAZIONE DELLA FASE DI VENDITA DEL GAS NATURALE A SEGUITO DEL PROCESSO DI LIBERALIZZAZIONE	71
4.1 Il processo di riconfigurazione dell'offerta di gas	71
4.2 L'entrata di operatori elettrici e i nuovi processi di integrazione orizzontale (elettricità-gas)	77
4.3 Prezzi e politiche commerciali	80
4.4 La regolazione nella fase di vendita al dettaglio	87
5. CONCLUSIONI	90
Premessa	90
5.1 Il ruolo dell'operatore dominante	91
5.2 Il ruolo dei nuovi operatori e lo sviluppo delle infrastrutture	93
5.3 L'accesso non discriminatorio al sistema	95
5.3.1 Trasporto	95
5.3.2 Stoccaggio	97
5.3.3 GNL	98
5.3.4 Distribuzione	99
5.4 Le dinamiche in atto nella fase della vendita	100
ALLEGATI: provvedimenti di avvio e chiusura	104

Premessa

Nel febbraio 2003 l’Autorità garante della concorrenza e del mercato e l’Autorità per l’energia elettrica e il gas hanno avviato un’indagine conoscitiva congiunta per verificare lo stato del processo di liberalizzazione del settore del gas naturale a circa tre anni dall’entrata in vigore del decreto legislativo 24 maggio 2000, n. 164 “Attuazione della direttiva n. 98/30/CE recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale, a norma dell’articolo 41 della legge 17 maggio 1999, n. 144” (di seguito: decreto legislativo n. 164/00). Nel recepire la direttiva comunitaria 98/30/CE, il sopraccitato decreto legislativo ha previsto una serie di disposizioni, quali ad esempio la separazione societaria, l’accesso regolato a tutte le infrastrutture di sistema, il riconoscimento della libertà di scelta del fornitore per tutti i clienti a decorrere dall’1 gennaio 2003, l’imposizione di tetti massimi per le importazioni e le vendite sul mercato finale da parte di un singolo operatore che, ben al di là del dettato minimo richiesto dalla normativa comunitaria, hanno posto i presupposti per una radicale trasformazione del settore. All’indomani dell’apertura totale dal lato della domanda, ma anche alla vigilia della entrata in vigore della nuova direttiva 2003/55/CE (1 luglio 2004) destinata a dare nuovo impulso al processo a livello europeo, l’indagine si pone lo scopo di fornire un’analisi critica dell’esito in termini concorrenziali sia delle misure normative e regolatorie adottate, sia delle *performances* registrate nel settore, attraverso un contributo conoscitivo della dinamica delle singole fasi della filiera. In particolare, si

vuole verificare la tesi in base alla quale l'aver definito norme primarie di liberalizzazione relativamente avanzate rispetto alla media dei paesi aderenti all'Unione europea sia, per lo meno nel breve periodo, una condizione necessaria, ma non sufficiente, al raggiungimento di un adeguato contesto concorrenziale nel mercato della vendita di gas naturale.

1. L'approvvigionamento di gas naturale

1.1 Modalità di copertura della domanda di gas naturale

6

La fase dell'approvvigionamento di gas comprende sia l'importazione sia la produzione nazionale. A partire dalla metà degli anni '80, l'Italia è divenuta un paese importatore netto di gas naturale. Sino ad allora, la produzione nazionale aveva un peso maggiore delle importazioni nella copertura del fabbisogno. Con il crescere della domanda (in particolare per la progressiva espansione dei consumi industriali e civili) le importazioni hanno cominciato ad assumere un peso sempre maggiore. La tavola 1 seguente contiene l'andamento della ripartizione percentuale tra importazioni e produzione nazionale per il quadriennio 2000-2003. Nel 2003 più dell'80 per cento del gas approvvigionato sul territorio nazionale è provenuto da importazioni.

Tavola 1. Ripartizione percentuale tra import e produzione nazionale di gas (2000-2003)

	2000 %	2001 %	2002 %	2003 %
Produzione Nazionale	23	22	20	18
Importazioni	77	78	80	82
Totale	100	100	100	100

Fonte: Ref Irs, Rapporto energia 2002, AEEG Relazione annuale 2003, dati MAP per il 2003.

La sempre maggiore dipendenza dalle importazioni a fini di copertura del fabbisogno è fenomeno di grande rilevanza. Come si evidenzierà nei successivi paragrafi, una serie di elementi tra i quali: chi e come porrà in essere le nuove iniziative nell'importazione di gas; le modalità contrattuali sottese alle importazioni; l'assetto regolamentare relativo al trasporto, stoccaggio e dispacciamento del gas importato; l'eventuale esistenza di un mercato centralizzato su cui offrire tale gas, assumono importanza centrale nella definizione delle prospettive concorrenziali del settore.

1.2 La produzione nazionale

Il gas di produzione nazionale, dopo il picco verificatosi nel 1994 (pari a circa 20 miliardi di metri cubi anno) ha iniziato a subire una fase di declino che ha portato, negli anni 2002 e 2003, alla produzione rispettivamente di 14,4 e 13,5 miliardi di metri cubi/anno. Il *trend* discendente della produzione di gas naturale è ascrivibile principalmente al progressivo declino produttivo dei campi maturi, sia terrestri che marini, e alla mancata messa in produzione delle nuove risorse, tra le quali quelle dell'Alto Adriatico¹. L'andamento negativo del settore *upstream* nel suo complesso è confermato anche dalle riserve recuperabili che sono state valutate nel 2002 pari a circa 217 miliardi di metri cubi. Fra le cause del declino vi è anche la perdita di interesse da parte di Eni, il quale storicamente produce la massima parte del gas italiano, ad investire nel settore in Italia. Dati recenti confermano il perdurare della crisi sia nell'attività di prospezione e ricerca sia in quella di sviluppo di campi già scoperti².

Recenti studi³, nel confermare la necessità di potenziare le attività di esplorazione e di produzione del gas in Italia, attribuiscono le crescenti difficoltà che la produzione nazionale sta affrontando anche alle difficoltà insite nell'attuale quadro normativo e alla complessità dei processi autorizzativi sia per le fasi di esplorazione sia per quelle di coltivazione dei giacimenti. La recente istituzione di un tavolo tecnico tra Ministero delle attività produttive, Ministero dell'ambiente, Regioni e Assomineraria si muove nella direzione di far uscire il settore della produzione nazionale dalla crisi operativa, con la modifica degli accordi procedurali del 2001 sulle attività di ricerca e coltivazione degli idrocarburi.

1. Attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi in Italia - Rapporto Annuale 2002 - Ministero delle Attività Produttive.

2. Nell'anno 2002 si è registrato il 41 per cento in meno di metri perforati per pozzi a scopo esplorativo e il 53 per cento in meno di metri perforati per lo sviluppo.

3. *L'upstream* nel mondo e l'incertezza dell'attività in Italia - Convegno annuale del Settore Idrocarburi e Geotermia - Tirrenia 17-18 ottobre 2003.

Occorre tuttavia evidenziare che la quasi totalità della produzione nazionale è in capo all'Eni, che nel 2003 ha prodotto circa l'89 per cento del gas nazionale. Si ravvisa quindi la possibilità che si verifichino eventuali comportamenti strategici da parte dell'*incumbent*, che controlla di fatto il prezzo dell'approvvigionamento da produzione nazionale, finalizzati ad incentivare l'acquisto del gas naturale proveniente da contratti di importazione. Il restante 11 per cento del gas nazionale estratto nel 2003 è stato prodotto da Edison (9 per cento) e da una serie di piccoli operatori (2 per cento).

Eni Divisione Gas & Power è il soggetto che dispone della quasi totalità di gas naturale di provenienza nazionale. Nel 2003 ha acquisito circa 12,1 miliardi di metri cubi di gas di produzione nazionale, dei quali circa il 98 per cento tramite un trasferimento interno dalla Divisione Exploration & Production (ex Agip) alla Divisione Gas & Power. Stime del Ministero delle attività produttive indicano che, nel 2010, a fronte di una produzione nazionale di gas di soli 6 miliardi di metri cubi, le importazioni dovrebbero essere pari a circa 85 miliardi di metri cubi. Nel medio termine, pertanto, l'Italia diventerà un paese quasi completamente dipendente dalle importazioni per il soddisfacimento del proprio fabbisogno di gas.

1.3 Le importazioni di gas naturale

L'entrata in vigore del decreto legislativo n. 164/00 ha introdotto, rispetto alla precedente situazione di sostanziale monopolio di fatto di Eni nell'attività di importazione di gas naturale, un doppio regime legale:

- una autorizzazione amministrativa per le importazioni di gas naturale da paesi non appartenenti all'Unione Europea;
- una mera comunicazione per le importazioni di gas naturale da paesi appartenenti all'Unione Europea.

Queste misure, unitamente alle norme per la tutela e lo sviluppo della concorrenza previste all'articolo 19 del decreto legislativo n. 164/00⁴, avevano l'obiettivo di determinare le condizioni per l'ingresso sul mercato italiano – sulla base di una quota crescente del fabbisogno dal 2001 al 2010 – di gas importato da soggetti diversi da Eni e dagli altri due soggetti storicamente presenti nell'importazione di gas (Enel ed Edison). L'idea sottostante ai tetti

4. L'articolo 19, comma 3 del decreto legislativo n. 164/00 prevede che: "A decorrere dall'1 gennaio 2002 e fino al 31 dicembre 2010, nessuna impresa del gas può immettere gas importato o prodotto in Italia, nella rete nazionale, al fine della vendita in Italia, direttamente o a mezzo di società controllate, controllanti o controllate da una medesima controllante, per quantitativi superiori al 75 per cento dei consumi nazionali di gas naturale su base annuale. La suddetta percentuale è ridotta di due punti percentuali per ciascun anno successivo al 2002 fino a raggiungere il 61 per cento".

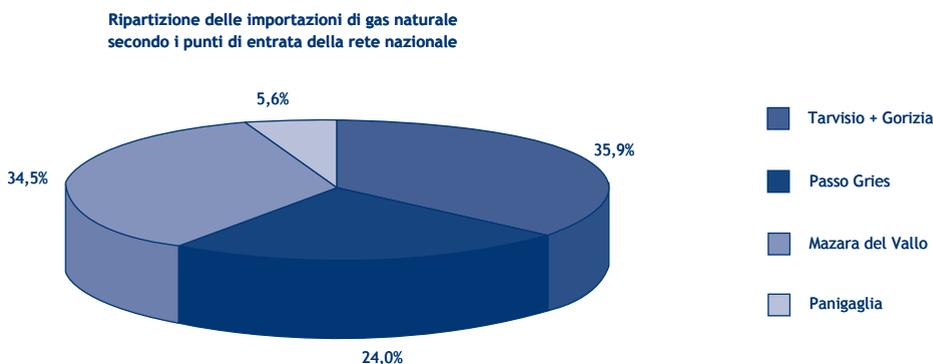
era che, poiché la produzione nazionale di gas naturale è destinata a ridursi progressivamente nei prossimi anni, a causa dell'esaurimento dei giacimenti e della stasi in nuove iniziative di investimento nell'*upstream* nazionale, la possibilità di sviluppare la concorrenza nella fase di approvvigionamento di gas (*gas to gas competition*) fosse unicamente perseguibile tramite la creazione di nuove opportunità di importazioni indipendenti da Eni.

Nel 2003 sono stati importati in Italia circa 62 miliardi di metri cubi di gas. La quasi totalità proviene da contratti pluriennali contenenti clausole *take or pay*. Il peso degli acquisti *spot* appare dunque assolutamente marginale rispetto a quello degli acquisti di lunga durata⁵.

La figura 1 mostra la ripartizione delle importazioni di gas naturale in base al punto di entrata della rete di trasporto nazionale: la quota maggiore di import giunge in Italia tramite il punto di ingresso di Tarvisio, al confine con il gasdotto austriaco TAG, la cui provenienza è principalmente la Russia; seguono le importazioni di gas algerino, che arrivano in Italia attraverso il Transmed, con punto di entrata ubicato in Sicilia (Mazara del Vallo), e poi le importazioni che giungono mediante il confine con la Svizzera di Passo Gries (si tratta di gas proveniente principalmente dai Paesi Bassi, e in minor quota da altre produzioni intracomunitarie, nonché dalla Norvegia); infine il gas proveniente dalle produzioni del nord Africa, che giunge come gas naturale liquefatto (di seguito: GNL) presso il terminale di Panigaglia dove viene rigassificato e immesso in rete.⁶

Fatta eccezione per quantitativi di gas algerino acquistati da Eni, nonché di quote che arrivano in Italia come GNL per conto di Enel e di alcuni carichi *spot* rigassificati presso il terminale di Panigaglia, tutto il gas importato in Italia è giunto via tubo.

Figura 1. Origine gas naturale importato nel 2003



Fonte: Map.

5. Nell'anno 2003 i contratti di durata annuale hanno avuto un'incidenza sul totale dei volumi pari a circa il 2 per cento.

6. A seguito dello *swap* concordato tra Enel e GdF in relazione al GNL nigeriano acquistato da Enel con un contratto pluriennale nel 1997, sono da attribuirsi a tale contratto quote delle importazioni via gasdotto da Russia, Francia e Germania, nonché quote di gas algerino che arrivano in Italia come GNL per conto dell'Enel, per un totale superiore al 6 per cento del totale del gas importato dall'Italia.

Nel periodo maggio 2000-maggio 2004, si è osservato un progressivo aumento dei soggetti che hanno richiesto l'autorizzazione per (o hanno comunicato l'intenzione di) importare gas naturale. La tavola 2 sintetizza le richieste di autorizzazione e le comunicazioni pervenute al Ministero delle attività produttive al maggio 2004⁷. Questi dati, tuttavia, non indicano l'effettiva presenza di operatori nella fase di importazione di gas ma, più semplicemente, l'avvenuto espletamento delle formalità amministrative preliminari allo svolgimento dell'attività di importazione di gas naturale. Soprattutto nel caso di importazioni pluriennali di gas proveniente da paesi extra europei, infatti, l'ottenimento dell'autorizzazione da parte del Ministero delle attività produttive non ha automaticamente comportato l'effettuazione dell'importazione.

Tavola 2. Anagrafica importatori (maggio 2004)

	n. autorizzazioni	n. soggetti autorizzati
Importazioni pluriennali extra UE	27	14
Importazioni pluriennali extra UE (istruttorie in corso)	15 (*)	15
Importazioni spot extra UE	23	14
Comunicazioni importazione gas EU	88	24

(*) Di queste 15 istanze 3, le più recenti, sono in corso di valutazione, le altre 12 sono da considerare pratiche da archiviare.

Fonte: Map.

Delle 27 autorizzazioni per importazioni pluriennali da paesi non appartenenti all'Unione Europea, rilasciate a 14 soggetti dal Ministero delle attività produttive, sono poche quelle che hanno sino ad ora determinato effettive importazioni di gas sul territorio nazionale. Sicuramente tra queste sono comprese le autorizzazioni relative agli acquisti di gas norvegese di proprietà di Eni effettuati al confine tra Francia e Germania dalle società Dalmine Energie, Energia ed Edison ("vendite innovative").

Alcune autorizzazioni per importare gas da paesi extraeuropei si riferiscono a gas che verrà importato nei prossimi anni. Si tratta, in particolare, di autorizzazioni ad importare sino ad 8 miliardi di metri cubi/anno di gas libico venduto da Eni (per la precisione dalla consociata Eni North Africa BV) alle società Energia, Edison e Gaz de France a partire dal 2005.

7. Si tratta di autorizzazioni per nuovi investimenti nell'attività di approvvigionamento successivi all'entrata in vigore del decreto legislativo n. 164/00 (maggio 2000). Non compaiono nel novero di queste autorizzazioni, pertanto, le importazioni di gas che si riferiscono a contratti *take or pay* di importazione sottoscritti prima dell'entrata in vigore della direttiva 98/30/CE da parte di ENI, ed in misura ridotta da Enel ed Edison.

Vi sono, poi, autorizzazioni relative:

ad importazioni di GNL la cui effettiva realizzazione è vincolata alla costruzione dei terminali di rigassificazione di Brindisi e di Rovigo⁸;

agli acquisti di gas dell'operatore algerino Sonatrach da parte di quattro *shippers* (Bridas, World Energy, Compagnia Italia del Gas ed Edison).

Relativamente alle 88 comunicazioni di importazione di gas da paesi comunitari pervenute al Ministero delle attività produttive al maggio 2004 si tratta, con due uniche eccezioni⁹, di acquisti di piccole quantità di tipo *spot* (annuali o infra-annuali).

Eni nel 2003 ha importato direttamente poco più del 64 per cento del totale del gas naturale importato. Se si sommano le quantità cedute poco prima della frontiera ai quattro acquirenti delle "vendite innovative", questa percentuale sale a circa il 74 per cento.

Tutte le importazioni di Eni si riferiscono a contratti *take or pay* pluriennali sottoscritti prima (in molti casi poco prima) dell'entrata in vigore della direttiva 98/30/CE. Gli attuali fornitori di Eni sono Gasunie (Olanda); Gazprom (Russia); Sonatrach (Algeria); numerosi operatori presenti nei giacimenti del mare del Nord davanti alle coste norvegesi.

Alcuni di questi contratti, in particolare quelli sottoscritti con il fornitore russo Gazprom e l'olandese Gasunie, si contraddistinguono per avere profili di *build up*¹⁰ che si estendono per un arco di anni molto lungo, con un'entrata a regime prevista solo a partire dal 2008. La figura 2 indica che la vita media residua dei contratti *take or pay* di Eni al 2003, è ancora molto lunga e pari a 17 anni.

Queste due ultime osservazioni conducono a ritenere che, per un buon numero di anni futuri, porzioni dell'incremento di domanda di gas naturale che si verrà a realizzare potranno essere soddisfatte con gas proveniente dai contratti sottoscritti da Eni nel 1997, ossia nell'imminenza dell'avvio del processo di liberalizzazione.

Figura 2. Anni di vita residua dei contratti take or pay di Eni

[omissis]

Fonte: Eni.

8. Nel terminale di Brindisi verrà rigassificato GNL di British Gas di provenienza egiziana, mentre in quello di Rovigo verrà rigassificato GNL proveniente dal Qatar.

9. Acquisto da parte di Plurigas di 3 miliardi di metri cubi annui di gas Eni di provenienza olandese al confine franco svizzero per il periodo 2001-2011 (si tratta della quarta "vendita innovativa"); acquisto in Belgio da parte di Energas di un piccolo quantitativo di gas acquistato per la durata di cinque anni.

10. *Build up* di un contratto di importazione è il regime transitorio durante il quale si raggiungono le quantità contrattuali media e massima giornaliera di regime.

Il secondo importatore italiano è Enel che, nel 2003, ha importato volumi di gas naturale per poco più di 9 miliardi di metri cubi, pari a circa il 15 per cento del totale importato. I due contratti di lungo periodo di acquisto di gas naturale di Enel attualmente in essere sono un contratto per l'acquisto di gas algerino da circa 4 miliardi di metri cubi di gas l'anno ed un contratto di acquisto di GNL nigeriano sottoscritto con la società nigeriana NLNG, la cui esecuzione, venuta meno la possibilità di realizzare un terminale di rigassificazione a Monfalcone, ha reso necessaria una complicata triangolazione di gas tra Enel stessa, Eni e Gaz de France¹¹. I due contratti hanno scadenza, rispettivamente nel [omissis] e nel [omissis].

Edison ha una quota sul totale del gas importato nel 2003 pari a circa il 10 per cento. Allo stato attuale, Edison ha sottoscritto un contratto di lungo periodo con il fornitore russo Promgaz (*joint venture* al 50 per cento tra Eni e Gazprom) che le garantisce forniture per circa 2 miliardi di metri cubi/anno al punto di ingresso di Tarvisio sino al [omissis]; vi è poi un contratto sottoscritto con Eni nel 2001 per circa 1,5 miliardi di metri cubi/anno di gas norvegese che rappresenta una delle quattro “vendite innovative”. Vi è inoltre un contratto di acquisto da Eni come anticipo delle importazioni di gas dalla Libia che nel 2003 ha comportato forniture per poco meno di 2 miliardi di metri cubi/anno al punto di ingresso di Mazara del Vallo. Vi sono infine discariche *spot* di GNL che hanno comportato immissioni complessivamente pari a circa 0,5 miliardi di metri cubi.

Gli altri tre principali importatori sono Plurigas, Dalmine Energie ed Energia (congiuntamente hanno importato l'8 per cento del totale del 2003). I primi due hanno sottoscritto un contratto *take or pay* con Eni che andrà a scadere nel 2011. Energia ha sottoscritto con Eni un contratto “ponte” per gas norvegese sino al 2005 e successivamente acquisterà 2 miliardi di metri cubi/anno di gas libico da Eni sulla base di un contratto di [omissis] anni di durata.

La tavola 3 riassume la situazione al 2003 nel mercato italiano dell'approvvigionamento di gas naturale (importazione e produzione nazionale). Dei 75,6 miliardi di metri cubi di gas che sono stati approvvigionati nel 2003, il 68 per cento (51,7 miliardi di metri cubi) è stato approvvigionato da Eni, mentre il restante 32 per cento da terzi. Il secondo operatore è Enel (circa 12 per cento). Seguono Edison (9,5 per cento), Plurigas (4,1 per cento) e poi una serie di operatori minori.

11. Il GNL acquistato da Enel in Nigeria viene rigassificato nel terminale di Gaz de France di Montoir in Francia a seguito di uno *swap* concordato tra Gaz de France e ENI.

Tavola 3. Approvvigionamento di gas naturale in Italia nel 2003

	G(m ³)	%
Totale approvvigionato ENI	51,7	68,3
di cui		
<i>importazioni</i>	39,6	
<i>produzione nazionale</i>	12,1	
Importazioni ENEL	9,2	12,2
Totale approvvigionato EDISON	7,2	9,5
di cui		
<i>importazioni</i>	5,9	
<i>produzione nazionale</i>	1,3	
Importazioni PLURIGAS	3,1	4,1
Importazioni ENERGIA	1,2	1,6
Importazioni DALMINE ENERGIE	0,6	0,7
Altri	2,7	3,6
Totale	75,6	

Fonte: elaborazioni AEEG su dati SRG.

1.4 Le infrastrutture di trasporto internazionale

13

A fronte della appena descritta formale pluralità di importatori per il nostro Paese, un fattore indicativo dell'assetto del mercato è costituito dal fatto che Eni, direttamente o attraverso società partecipate, è in grado di condizionare la gestione di tutte le infrastrutture fisiche di importazione. Si tratta:

del terminale di Panigaglia, l'unico impianto esistente per la ricezione di GNL dall'Algeria;

dei gasdotti internazionali che attraversano l'Unione europea (Germania e Austria), o che attraversano un paese europeo non appartenente all'Unione (Svizzera), o ricadenti in territorio extra europeo.

I gasdotti che attraversano il territorio dell'Unione europea sono riconducibili al sistema TENP e al sistema TAG:

il sistema TENP attraversa la Germania dalla località di Bocholtz, al confine con l'Olanda, alla località svizzera di Wallbach, nei pressi del confine svizzero-tedesco, per l'importazione di gas olandese;

il sistema TAG attraversa l'Austria dalla località di Baumgarten, nei pressi del confine tra l'Austria e la Repubblica Slovacca, fino a Tarvisio, per l'importazione di gas proveniente dalla Russia.

In territorio europeo esterno all'Unione è invece localizzato il sistema Transitgas, che attraversa il territorio svizzero dalla località di Wallbach fino alla località di Passo Gries e che si connette al sistema TENP, per l'importazione di gas olandese, ed alla rete di trasporto proveniente dalla Francia, per l'importazione di gas norvegese.

Nel territorio di paesi extra europei sono presenti:

il sistema TTPC, che attraversa il territorio tunisino dalla località di Oued Saf Saf, alla frontiera con l'Algeria, fino alla località di Cap Bon, sul Canale di Sicilia, per l'importazione di gas algerino;

il sistema TMPC, che attraversa il Canale di Sicilia da Cap Bon a Mazara del Vallo e connette il sistema TTPC al sistema italiano per l'importazione di gas algerino.

La strategia in termini societari adottata in passato da Eni per la realizzazione dei progetti di importazione prevedeva che la responsabilità per la costruzione delle opere venisse affidata o ad operatori locali dei paesi attraversati¹², o a *joint venture* costituite appositamente con gli operatori locali¹³ e, in casi particolari, con i fornitori¹⁴. Tali accordi hanno facilitato il rilascio di permessi e autorizzazioni da parte degli enti governativi dei territori attraversati.

Il finanziamento dei progetti è avvenuto sostanzialmente tramite la garanzia di copertura dei costi di realizzazione fornita da Eni (in virtù della sua posizione di monopolista nella vendita di gas in Italia) e, in misura variabile per ciascun progetto, da altre società fondatrici. Le società proprietarie, o titolari dei diritti esclusivi di trasporto, stipulavano poi contratti di trasporto di lungo periodo con i soggetti utilizzatori che avevano fornito le garanzie per la realizzazione dell'infrastruttura e dunque, in primo luogo, con Eni.

Le tariffe di trasporto applicate sui gasdotti internazionali, correlate agli impegni di trasporto necessari a veicolare il gas, erano calcolate sulla base del recupero degli investimenti in un'ottica verticalmente integrata (cioè tenendo conto dei margini derivanti ad Eni sia dal trasporto che dalla fornitura del gas), in un orizzonte temporale congruente

12. È il caso del TAG realizzato dalla OMV.

13. Per il TENP, la TENP GmbH, partecipata al 49 per cento da ENI; per il Transitgas, la Transitgas, partecipata da Eni al 46 per cento.

14. Per il TMPC, la TMPC, partecipata con quote paritetiche da Eni e Sonatrach; per il TTPC è stato utilizzato uno schema differente: la Scogat, controllata da ENI, ha ceduto la proprietà del gasdotto alla Sotugat, di proprietà dello stato tunisino.

alla durata dei contratti di approvvigionamento di gas sottoscritti da Eni, generalmente pari a 20-25 anni. I proventi di tali contratti garantivano il flusso di cassa necessario al rimborso dei debiti contratti per la realizzazione dell'infrastruttura di trasporto e alla copertura dei costi gestionali.

A partire dall'anno 2000, nella prospettiva dell'avvio del processo di liberalizzazione (ed in particolare della separazione societaria tra società di vendita e società di trasporto nazionale) Eni ha intrapreso una riorganizzazione societaria anche con riferimento alla gestione delle infrastrutture di trasporto internazionali. Tale ristrutturazione ha comportato l'assegnazione di diritti esclusivi di utilizzo delle infrastrutture o ad imprese comuni, costituite *ad hoc* (come avviene nel caso del sistema TAG con Eni e OMV), o direttamente tramite l'assegnazione di quote di tali diritti alle società fondatrici dell'infrastruttura.

Conseguentemente, a differenza della situazione precedente in cui tutti i rischi, compresa la forza maggiore, erano allocati in capo agli utilizzatori dell'infrastruttura, ne è derivata una ripartizione delle responsabilità tra la società di trasporto, titolare dei diritti esclusivi di uso della infrastruttura, e gli utilizzatori della medesima. Inoltre, per la società di trasporto, venendo necessariamente meno la logica verticalmente integrata, si è determinata la necessità di calcolare la tariffa sulla base del ritorno economico del solo servizio di trasporto, in un'ottica di recupero degli investimenti con riferimento alla vita tecnica dell'infrastruttura e di una opportuna remunerazione del capitale investito, valutato al valore corrente degli *assets*.

Di conseguenza, nel nuovo contesto organizzativo, ogni ipotesi di potenziamento dell'infrastruttura richiesto dagli utilizzatori è valutata alla luce del livello di rischio ritenuto accettabile dall'impresa di trasporto (e dunque in larga parte da Eni). È per questo motivo che, attualmente, le società che gestiscono i gasdotti internazionali, prima di affrontare la eventuale realizzazione di potenziamenti delle infrastrutture, richiedono agli utilizzatori anche adeguate garanzie, quali la sottoscrizione di impegni di trasporto di lungo periodo, e/o la presentazione di fidejussioni bancarie al fine di garantirsi il ritorno sugli investimenti.

È il caso ad esempio del sistema TAG e di quello TTPC.

La società TAG GmbH¹⁵ che fornisce servizi di transito verso l'Italia e, tramite il SOL Pipeline System, verso la Slovenia e la Croazia, oltre a servizi di trasporto locale per i

15. La società Trans Austria Gasleitung GmbH, abbreviata con TAG GmbH, è titolare dei diritti esclusivi d'uso sul sistema TAG, sulla base di un contratto d'uso sottoscritto con il proprietario dell'infrastruttura OMV e svolge l'attività di gestione e manutenzione dei gasdotti. La società TAG GmbH è partecipata da ENI (89 per cento) e da OMV Erdgas GmbH (11 per cento).

clienti ubicati in Austria, aveva recentemente manifestato l'intenzione di procedere al potenziamento delle proprie infrastrutture¹⁶, richiedendo agli *shippers* interessati, oltre che di manifestare con un congruo anticipo (5 anni) la decisione di aderire all'iniziativa rispetto alla effettiva disponibilità di capacità di trasporto addizionale, la sottoscrizione di contratti di trasporto di lungo periodo (ad esempio 20 anni).

Inizialmente, il potenziamento del sistema TAG era previsto essere completato per l'anno 2008¹⁷. Successivamente, a seguito di un accordo sottoscritto tra Eni e la Direzione generale concorrenza della Commissione europea il 31 luglio 2003 in relazione alla rimozione delle clausole di destinazione economica contenute nei contratti *take or pay* sottoscritti da Eni e Gazprom, il potenziamento del TAG al 2008 è condizionato al mancato avvio, entro il giugno 2005, dei lavori di realizzazione di almeno uno dei due terminali di rigassificazione di GNL; nel caso in cui si realizzino entrambi i terminali il potenziamento è stato rinviato al 2012¹⁸.

Anche relativamente al sistema TTPC, per il quale una serie di nuovi soggetti aveva richiesto capacità di trasporto comportanti il potenziamento dell'infrastruttura¹⁹, la società TTPC²⁰ aveva inizialmente previsto la realizzazione di un potenziamento della capacità di trasporto al 2008, condizionando l'investimento alla sottoscrizione da parte degli utilizzatori di contratti *ship or pay* di lungo periodo, corredati da adeguate garanzie e condizioni.

A seguito dell'effettuazione di una procedura (non competitiva) di allocazione della nuova capacità, in data 31 marzo 2003, Eni ha sottoscritto contratti di trasporto *ship or pay* con sette *shippers* che si erano aggiudicati *pro quota* la nuova capacità sul gasdotto TTPC. I contratti erano subordinati al verificarsi delle seguenti condizioni sospensive da realizzarsi entro il 30 giugno 2003: *a)* ottenimento da parte di ogni assegnatario delle necessarie autorizzazioni rilasciate dallo stato tunisino; *b)* rilascio a cura dell'assegnatario a TTPC della garanzia bancaria richiesta; *c)* ottenimento dell'autorizzazione all'importazione da parte dello stato italiano; *d)* contestuale entrata in vigore di tutti gli altri contratti di trasporto aventi come ogget-

16. TAG ha indicato, con l'aggiunta di stazioni di compressione in linea, una disponibilità di capacità di trasporto addizionale fino a 850.000 metri cubi/ora a 20°C e 1,01325 bar corrispondenti, considerando circa 8.000 ore annue equivalenti di utilizzo della portata, a circa 6,5 miliardi di metri cubi/anno in condizioni normali. (www.tagmbh.at).

17. Si rimanda al provvedimento dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato n. 11421; "A329 SNAM-BLUGAS", in Bollettino n. 47/2002.

18. Comunicato stampa della Commissione europea IP/03/1345 del 6 ottobre 2003 *Commission reaches breakthrough with Gazprom and ENI on territorial restriction clauses*.

19. Il progetto di potenziamento del TTPC è di una dimensione, in termini di nuova capacità di trasporto, paragonabile a quello del TAG.

20. La società TTPC, controllata al 100 per cento da ENI, è titolare sino al 2019 del diritto esclusivo di trasporto del sistema TTPC.

to la capacità disponibile; e) notifica da parte dell'assegnatario dell'avvenuto accordo con TMPC (società controllata congiuntamente da Eni e da Sonatrach, titolare del gasdotto sottomarino tra Tunisia e Sicilia non interessato dal potenziamento)²¹.

Con una lettera inviata il 24 giugno 2003 da TTPC agli *shippers* aggiudicatari di nuova capacità, che nel frattempo si erano ridotti a quattro²², Eni ha proposto di posporre alcune condizioni sospensive alla validità del contratto di trasporto dal 30 giugno 2003 al 30 ottobre 2003. Eni ha poi ritenuto che alcune delle condizioni sospensive, alle quali erano subordinati i contratti di trasporto sottoscritti il 31 marzo 2003, non si sarebbero verificate entro il 30 ottobre 2003 (si tratta in particolare della condizione relativa all'ottenimento dell'autorizzazione da parte dello stato tunisino)²³. Dalle informazioni a disposizione, risulta che i quattro *shippers* non condividono il giudizio di Eni in merito alla cessazione di validità del contratto *ship or pay* sottoscritto il 31 marzo 2003 per cui è possibile che, su questo specifico punto, possa essere richiesto un arbitrato internazionale per dirimere la questione.

Eni ha, in ogni caso, offerto ai quattro *shippers* la propria disponibilità a procedere ad una nuova allocazione della capacità addizionale sul sistema TTPC, con un meccanismo simile a quello stabilito con la Commissione europea nel luglio 2003 per il gasdotto TAG. Più specificamente, l'offerta di Eni manteneva l'impegno a potenziare il gasdotto TTPC per l'anno termico 2007-2008, con la possibilità di posporre tale potenziamento all'1 ottobre 2012 laddove, a giugno 2005, almeno un terminale per la rigassificazione di GNL fosse in fase di realizzazione²⁴. Eni ha inoltre informato che, in caso di posponimento del potenziamento del TTPC al 2012, avrebbe richiesto al fornitore algerino Sonatrach la possibilità di ridurre, per il periodo 2008-2012, i ritiri di gas a valere sui propri contratti *take or pay* vigenti al fine di consentire agli *shippers* di poter immettere ugualmente propri volumi di gas acquistati da Sonatrach a partire dal 2008. Sonatrach, nel gennaio 2004, non ha accettato la proposta di Eni.

21. Si veda il provvedimento A329B - BLUGAS-SNAM del 18 marzo 2004 in Bollettino n. 12/2004.

22. Si tratta esclusivamente di quelle società che avevano ottenuto l'autorizzazione ad importare gas naturale dall'Algeria da parte del Ministero delle attività produttive entro il 30 giugno 2003.

23. ENI, azionista unico di TTPC, riteneva che la realizzazione del potenziamento del TTPC entro il 2008 avrebbe potuto essere ostacolata da sopraggiunte nuove prospettive in merito alle condizioni di domanda ed offerta di gas che si sarebbero venute a realizzare sul mercato italiano nei prossimi anni. In particolare, secondo ENI, la realizzazione dei potenziamenti del TAG e del TTPC nei termini prospettati, unitamente alla realizzazione – ritenuta più che probabile - dei due terminali di rigassificazione di GNL di Brindisi e Rovigo, avrebbe determinato dal 2007 un eccesso di offerta di gas ("bolla gas") che avrebbe raggiunto il suo picco nel 2009-2010. In tale situazione di eccesso di offerta, ENI si sarebbe vista costretta a ritirare quantitativi di gas ben al di sotto dei propri obblighi *take or pay* (si veda il paragrafo 2.2).

24. Rispetto all'impegno assunto con la Commissione europea relativamente al potenziamento del gasdotto TAG, che prevede il rinvio del potenziamento al 2012 solo se tutti e due i terminali di rigassificazione annunciati in costruzione verranno realizzati, l'offerta di Eni consente il rinvio del potenziamento del TTPC al 2012 anche in caso di realizzazione di un solo terminale.

Allo stato attuale, pertanto, la realizzazione del potenziamento del TTPC è al centro di un complesso contenzioso che vede coinvolti Eni, la sua controllata TTPC, gli *shippers* aggiudicatari della nuova capacità e Sonatrach, con il coinvolgimento dei rispettivi governi.

Qualora si proseguisse con tale iniziativa, il potenziamento non diverrebbe comunque operativo prima di quattro anni a decorrere dalla decisione finale di investimento. Inoltre, poiché la titolarità di TTPC del diritto esclusivo di utilizzo dell'infrastruttura scade nel 2019, e vi sono incertezze circa una sua possibile proroga, nel caso di rinvio del potenziamento al 2012, la valutazione economica di rientro dagli investimenti per il potenziamento sarebbe limitata ad un arco temporale estremamente ridotto, con il rischio di rendere non più appetibile l'intera iniziativa. Va tuttavia evidenziato che, qualunque sia l'attribuzione dei diritti di utilizzo dopo il 2019 nel gasdotto TTPC, il transito nel tratto terminale del gasdotto di importazione dall'Algeria rimane comunque nella disponibilità di TMPC, vale a dire di Sonatrach e Eni, in quote paritetiche, lasciando loro il controllo sugli accessi al sistema italiano di trasporto.

Da quanto sopra descritto emerge come le società che detengono diritti esclusivi di utilizzo o di trasporto sui gasdotti internazionali siano in grado di condizionare lo sviluppo di nuove iniziative di importazione di terzi, connesse ad interventi di potenziamento delle infrastrutture esistenti, attraverso tre strumenti: la richiesta di garanzie, la sottoscrizione di contratti di lungo periodo contenenti clausole di tipo *ship or pay* e la richiesta di corrispettivi di trasporto che rispecchiano il livello di remunerazione deciso dalle imprese, e che possono raggiungere livelli particolarmente elevati²⁵.

Ciò che più rileva, la decisione di realizzare il progetto di potenziamento delle infrastrutture dipende dai soggetti che detengono i diritti d'uso e in ultima istanza da Eni. Come la vicenda relativa al, prima annunciato, poi rinviato, potenziamento del TTPC insegna, il potere che ha l'operatore dominante Eni di decidere sui potenziamenti assume estrema rilevanza per lo sviluppo della concorrenza sul mercato nazionale: i nuovi entranti, che pure riuscissero a stipulare contratti di acquisto con i produttori esteri, per potere importare gas in Italia devono necessariamente richiedere all'operatore dominante l'accesso alle infrastrutture di trasporto internazionali. In particolare, tenuto conto che la disponibilità di capacità di trasporto delle infrastrutture esistenti è destinata per la maggior parte al soddisfacimento degli impegni legati ai contratti di approvvigionamento di tipo *take or pay* stipulati prima dell'entrata in vigore della direttiva europea 98/30/CE e che le capacità disponibili per terzi sono costituite esclusivamente dalle capacità di trasporto marginali, messe a disposizione degli utilizzatori,

25. Tariffe che, se pure non discriminatorie, avvantaggiano comunque le società appartenenti al medesimo gruppo che si servono delle infrastrutture, per le quali si tratterebbe comunque di un trasferimento interno.

è evidente che soltanto con nuovi potenziamenti è possibile l'accesso di nuovi operatori sul mercato su scala significativa.

Anche in un'ottica di breve termine, tuttavia, in assenza di una disciplina per l'accesso trasparente e non discriminatoria sui gasdotti internazionali di importazione, le modalità di allocazione della capacità esistente possono essere usate quale strumento strategico contro nuove iniziative di importazione. Le difficoltà di accesso di terzi alle infrastrutture di trasporto internazionale possono essere amplificate dall'asimmetria informativa esistente nei confronti di operatori terzi che intendano avvalersi dei servizi di trasporto relativamente alla conoscenza delle capacità effettivamente disponibili rispetto a quelle allocate²⁶. Gli utilizzatori possono incontrare ulteriori problemi in caso di differenti regole di allocazione della capacità o di regole operative disomogenee nei diversi tratti costituenti le infrastrutture di trasporto internazionale rispetto a quelle adottate nei punti di ingresso della rete nazionale di gasdotti.

Per quanto riguarda i gasdotti di importazione in paesi appartenenti all'Unione Europea, la nuova direttiva 2003/55/CE ha delineato le regole per il nuovo mercato interno del gas naturale che si applicheranno a tutti i paesi, compresi quelli di nuova annessione, imprimendo un'accelerazione al processo di integrazione dei mercati, e in particolare prevedendo l'introduzione di accessi regolati a tutte le infrastrutture di trasporto.

Tra le principali misure adottate sono state infatti previste:

l'abrogazione della direttiva 91/296/CEE in materia di transiti, e l'assimilazione a tutti gli effetti del transito di gas al trasporto di gas (e dunque l'estensione del principio di accesso a terzi regolato alle reti di transito), salvaguardando però la validità dei contratti già stipulati;

l'esenzione, assunta caso per caso e con decisione finale da parte della Commissione europea, dal *Third Party Access* (TPA) per i soggetti che concorrono a realizzare nuovi investimenti infrastrutturali in grado di aumentare la competizione sul mercato finale.

In particolare, la regolazione degli accessi e la trasparenza delle condizioni praticate dovrebbe assicurare l'accesso non discriminatorio e favorire le dinamiche concorrenziali, evitando comportamenti opportunistici dei titolari dell'infrastruttura. Ciò nonostante, la salvaguardia del diritto di utilizzo relativo ai contratti stipulati può impedire di fatto l'ingresso di nuovi operatori, e va pertanto accompagnata, da un lato, da un termine per tale regime coincidente con il termine del contratto originario (evitando che una rinego-

26. Gli ambiti di maggiore opacità si riferiscono all'eventuale messa a disposizione di capacità inutilizzata e relativa alla flessibilità contrattuale dei contratti *take or pay* dell'operatore dominante; alla possibilità che siano possibili iniziative di *debottlenecking* dei gasdotti attraverso opportune modifiche delle pressioni contrattuali alle flange di interconnessione tra le linee (dunque senza la necessità di nuovi investimenti).

ziazione del vecchio contratto estenda ulteriormente i termini), dall'altro dall'introduzione di clausole, cosiddette di *use it or lose it*, che permettano a terzi l'utilizzo di capacità contrattuale non utilizzata. Al momento tali previsioni sono oggetto di discussione per la loro adozione da parte del Parlamento Europeo²⁷, ma forti appaiono le resistenze da parte di alcuni paesi.

La Commissione europea sta inoltre svolgendo un'ampia azione nei riguardi dei contratti stipulati dai principali fornitori della Unione europea (Gazprom e Sonatrach) per la modifica delle clausole di restrizione territoriale contenute nei contratti di fornitura con clienti europei. Il citato accordo raggiunto dalla Commissione europea con la società Eni e il produttore di gas russo Gazprom nel luglio 2003 va nella direzione di assicurare sempre maggiore liquidità e possibilità di scambi commerciali al di fuori dei tradizionali legami esclusivi tra i fornitori e i singoli paesi europei, e in particolare permette il disaccoppiamento tra contratti a lungo termine ed una specifica infrastruttura di importazione²⁸.

Per quanto riguarda i gasdotti ricadenti in territorio dell'Unione, vi sono pertanto prospettive, sia pure a medio termine, per un graduale superamento del rischio di politiche discriminatorie in termini di tariffe e regole di accesso, anche se i potenziamenti rimangono subordinati alle decisioni delle società che controllano i gasdotti.

Resta invece insoluta la questione relativa ai transiti in territori non soggetti alla direttiva comunitaria. Nel caso della Svizzera (gasdotto Transitgas), potrebbe essere considerata l'opportunità che l'Unione europea avvii contatti con questo paese che, per la sua posizione geografica, svolge un ruolo di crocevia al centro dell'Europa per i mercati energetici, sia gas che elettrici.

Va infine valutata l'opportunità che anche alle infrastrutture situate in territorio extra Unione europea, e pertanto non ricadenti nell'ambito di applicazione della nuova direttiva, possa essere estesa la regolamentazione dell'accesso di terzi (TPA), per evitare che la soluzione di un accesso trasparente e non discriminatorio nel territorio dell'Unione europea non determini semplicemente uno spostamento a monte del controllo degli accessi al mercato. In tali valutazioni deve essere tuttavia considerata anche la possibilità che una eventuale estensione del regime di accesso a tali infrastrutture, unita alla rimozione delle clausole di destinazione economica, provochi però anche uno

27. [Proposal for a] Regulation of the European Parliament and the Council on conditions for Access to Gas Transmission Networks - Document EC / COM(2003)741 - 10 dicembre 2003.

28. ENI si è impegnato con l'organo comunitario, oltre a eliminare la clausola di restrizione territoriale dai propri contratti *take or pay*, a: (i) vendere al confine austriaco entro un certo lasso di tempo determinate quantità di gas provenienti dai contratti russi; (ii) realizzare, entro il 2008, il potenziamento del gasdotto TAG. Il potenziamento del TAG entro il 2008, tuttavia, è subordinato alla circostanza che, alla data del giugno 2005, non sia in fase di realizzazione almeno uno dei due terminali di GNL previsti; nel caso in cui vengano realizzati entrambi i terminali di GNL ENI potrà posticipare il potenziamento del gasdotto TAG al 2012.

spostamento, lato fornitore, del potere di controllo di mercato. Tale eventualità, tuttavia, appare legata, in particolare, al verificarsi di una situazione di scarsità di offerta (“mercato del venditore”), in grado di trasformare la trasparenza degli accessi al mercato in uno strumento, a disposizione dei fornitori, di potenziale ritorsione per rafforzare strategie, anche tacite, di collusione²⁹.

1.5 Il costo del gas importato

Dai dati acquisiti nel corso dell’indagine conoscitiva è emerso che Eni si caratterizza per un costo medio di importazione di gas naturale inferiore rispetto a quello dei suoi concorrenti³⁰. Limitando l’analisi ai soli contratti di importazione di gas vigenti di durata pluriennale superiore (od uguale) a cinque anni, il costo medio unitario di Eni alla frontiera (costo *cif*³¹) registrato nel 2002 è risultato inferiore in media del [omissis] per cento a quello dei suoi principali concorrenti (Enel, Edison, Plurigas, Energia, Dalmine Energie).

Naturalmente il dato risente di una serie di “circostanze oggettive” che caratterizzano l’operatività di Eni quali:

- ◆ la lunga esperienza nel trattare con i paesi fornitori;
- ◆ i maggiori volumi di gas trattati da Eni rispetto ai concorrenti;
- ◆ la certezza dell’esistenza di un mercato finale di sbocco (che tende a ridurre il rischio volume connesso ai contratti *take or pay* e consente al produttore di ridurre i prezzi di vendita);
- ◆ la maggiore diversificazione geografica delle sue forniture rispetto agli altri operatori, con un *mix* di importazioni che privilegia quantitativamente la fonte che presenta i costi di acquisto *FOB*³² più convenienti ([omissis])³³.

Quanto alle motivazioni di *natura soggettiva* a supporto dell’esistenza di un differenziale così elevato tra il costo *cif* delle importazioni di Eni e quello degli altri operatori, si possono sottolineare i seguenti elementi:

29. Nei paragrafi successivi si argomenterà che, nella misura in cui verranno realizzati i necessari investimenti in nuove infrastrutture di importazione a partire dal 2008, il mercato italiano del gas, per quanto sicuramente non caratterizzato da una “bolla gas” come vuole far intendere Eni, non sarà un “mercato del venditore” nell’accezione utilizzata nel testo.

30. Tale vantaggio di Eni rispetto ad alcuni dei suoi concorrenti sembrerebbe confermato anche con riferimento al costo di produzione di gas nazionale.

31. *Cost insurance and freight*.

32. *Free on board*.

33. [omissis].

- ◆ per quanto riguarda Enel, si registra l'eccessiva onerosità del contratto di importazione di GNL nigeriano, a seguito della complessa operazione di triangolazione con Eni e Gaz de France; dai dati forniti nel corso dell'indagine è emerso che Enel, nel 2002, ha trovato maggiore convenienza economica nel gas acquistato "a bocca di centrale" da Eni piuttosto che in quello importato, via triangolazione, dalla Nigeria;
- ◆ con riferimento agli acquisti effettuati da Plurigas, Dalmine Energie, Energia ed Edison di gas di Eni (di provenienza olandese e norvegese) oltre frontiera, Eni ha sicuramente esercitato il proprio potere di mercato, cedendo il gas a questi operatori gravato di un *mark-up* (rispetto al proprio costo *cif*) oscillante da un minimo del [omissis] per cento ad un massimo dell' [omissis] per cento.

1.6 Comportamenti dell'*incumbent* Eni sul mercato dell'approvvigionamento di gas

Le considerazioni svolte in merito al costo del gas acquistato da Eni dai cosiddetti *shippers* innovativi consente di focalizzare l'attenzione sul sostanziale fallimento, in questa prima fase del processo di liberalizzazione del mercato del gas, del tentativo di creare condizioni concorrenziali nel segmento dell'approvvigionamento. Sebbene il numero di soggetti importatori di gas sia sicuramente aumentato rispetto al periodo precedente, nel quale, oltre Eni, anche Enel e Edison operavano nell'import di gas, gli unici ingressi "su larga scala" (importazioni di grandi quantità e per periodi superiori ai cinque anni) sono stati quelli relativi agli acquisti oltre frontiera di gas di Eni da parte di Dalmine Energie, Energia e Plurigas ("vendite innovative").

Piuttosto che di progetti indipendenti messi in campo da effettivi concorrenti di Eni, si è trattato di iniziative intraprese da Eni stessa, a valere su proprio gas, per il rispetto dei tetti imposti dalla legge e che hanno come avuto effetto la creazione di "clienti-concorrenti" dell'operatore dominante, gravati in partenza, nelle loro politiche commerciali, dall'*handicap* dovuto all'esistenza di un *mark-up* rispetto al costo di importazione sopportato da Eni³⁴.

Anche l'iniziativa che è prevista partire dal prossimo anno (2005) e che prevede, a regime, l'importazione di 8 miliardi di metri cubi/anno di gas di provenienza libica da parte

34. Su questi aspetti si rimanda integralmente al provvedimento dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato n. 11421, "A329 - SNAM-BLUGAS", in Bollettino n. 47/2002. In particolare ha assunto rilevanza la circostanza che Eni abbia venduto agli operatori gas per volumi in eccesso rispetto a quelli che avrebbe dovuto cedere per rispettare i tetti, con l'obiettivo di saturare la quota di immissioni di gas sul territorio nazionale di competenza di terzi.

di Edison (per 4 miliardi di metri cubi), Energia e Gaz de France (per 2 miliardi di metri cubi l'uno) appare in qualche misura controllata dall'operatore dominante che è il fornitore del gas in territorio libico (tramite la controllata Eni North Africa BV), nonché il proprietario dell'infrastruttura di trasporto appositamente costruita (il nuovo gasdotto *Green Stream* che entrerà nel territorio nazionale da Gela).

Eni ha sicuramente agito in maniera opportunistica in risposta alle imposizioni previste dall'articolo 19 del decreto legislativo n. 164/00, finalizzate alla limitazione della presenza dell'operatore *incumbent*, vanificando nei fatti la *ratio* della norma. L'obiettivo di Eni è stato quello di mantenere il controllo dei flussi di gas immesso sul territorio nazionale nonostante il divieto formale a superare certi tetti percentuali.

“Vendite innovative” e cessioni di gas libico, infatti, sono operazioni specificatamente ideate per il mercato italiano che, pertanto, non hanno consentito la creazione dello spazio di mercato (e della necessaria capacità sulle infrastrutture) per l'ingresso di operatori effettivamente indipendenti da Eni nell'approvvigionamento. Al di là del profilo legato all'illiceità del comportamento di Eni rispetto all'articolo 82 del Trattato di Roma riscontrato dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato nel caso delle “vendite innovative”, si ritiene che tale comportamento sia stato particolarmente facilitato dalla mancata previsione, nel decreto legislativo n. 164/00, delle modalità con cui Eni avrebbe dovuto diminuire le quote di immissioni secondo la progressione prevista. Stante tale vuoto normativo, l'operatore dominante ha, ovviamente, scelto la modalità di rispetto “formale” della norma che tutelasse meglio i propri interessi commerciali³⁵.

1.7 Approvvigionamento e vincoli *take or pay*: impatto sulle strategie competitive dell'*incumbent* e incentivi alla segmentazione della domanda

L'analisi condotta nei precedenti paragrafi ha reso evidente che il settore del gas naturale in Italia è ancor oggi contraddistinto, a più di tre anni dall'avvio del processo di liberalizzazione, e nonostante una apparente pluralità di offerta: (i) dall'assenza di operatori nella fase di

35. Non è dunque possibile parlare, riferendosi alle “vendite innovative”, di *gas release*. Le procedure di *gas release* recentemente effettuate in alcuni Paesi europei (ad esempio Gran Bretagna, Spagna, Germania e Austria) si sono caratterizzate per un coinvolgimento di autorità pubbliche (governi, autorità di concorrenza, regolatori), senza che l'operatore dominante potesse scegliere autonomamente a chi cedere il proprio gas.

approvvigionamento realmente indipendenti dall'operatore *incumbent* Eni; (ii) dalla conseguente assenza, per i nuovi entranti, di incentivi a competere nel mercato della vendita finale derivanti dalla disponibilità di fonti di approvvigionamento più competitive.

Vi sono numerose motivazioni che spiegano il permanere di una tale struttura così poco, o per nulla, permeabile ad ingressi indipendenti nell'approvvigionamento e, di conseguenza, all'insorgenza di comportamenti "aggressivi" sul mercato a valle. Oltre a quelle specifiche del contesto nazionale, connesse principalmente all'assetto proprietario delle infrastrutture di trasporto nazionali ed internazionali, ve ne sono altre di natura generale, connesse alle caratteristiche organizzative del settore e alle modalità *take or pay* attraverso cui il gas naturale viene prevalentemente contrattualizzato, e quindi approvvigionato, sul territorio nazionale³⁶. Tali motivazioni appaiono tra loro strettamente interrelate e richiedono una attenta analisi per evitare di confondere le cause della insufficiente concorrenza nel settore con quelli che sono invece gli effetti di tale assetto di mercato.

L'esistenza di un vincolo quale il pagamento di un ammontare predefinito, corrispondente ad un ritiro minimo di gas, fa sì che la funzione di costo del soggetto che si approvvigiona con contratti *take or pay* risulti caratterizzata, fino a tale livello minimo, da costi marginali nulli e costi fissi connessi al volume minimo contrattualizzato; quest'ultimo, a sua volta, è determinato in base alle previsioni sull'evoluzione futura della domanda. Oltre tale volume di ritiro minimo, la funzione di costo viene invece definita da un costo marginale normalmente costante per ogni unità di gas aggiuntiva approvvigionata.

Con una simile funzione di costo, la strategia razionale dell'operatore non può che consistere, per volumi inferiori o uguali ai minimi ritiri contrattuali, nell'offrire il gas approvvigionato a qualunque prezzo, al margine sino ad un valore prossimo allo zero, visto che l'impegno *take or pay* rende indipendenti, per l'approvvigionatore, i costi da sopportare rispetto al volume di gas realmente ritirato.

Ne consegue che l'esistenza di una impresa *incumbent* che si approvvigiona in prevalenza con contratti di importazione contenenti tale clausola *take or pay*, da un lato, implica l'assunzione di un certo rischio (ad esempio *take or pay*) connesso, principalmente, all'evoluzione della domanda futura, dall'altro, se il ritiro minimo è correttamente "tarato" sulle previsioni di consumo finale, esso assicura all'*incumbent* un vantaggio competitivo rispetto ai nuovi entranti. Infatti, il suo incentivo ad offrire, ad un prezzo prossimo allo zero, qualunque quantità richiesta sino al volume minimo contrattualizzato, è un chiaro segnale, verso i potenziali nuovi entranti, di massima determinazione nel difendere la

36. È stato ricordato in precedenza che le importazioni connesse a contratti pluriennali contenenti clausole *take or pay* hanno rappresentato la quasi totalità dei volumi importati nel 2003, e che Eni è il principale importatore italiano avendo direttamente importato, sempre nel 2003, poco più del 64 per cento del totale del volume importato.

propria quota di mercato e, di conseguenza, rappresenta un forte disincentivo per questi ultimi a porre in essere nuovi investimenti nell'approvvigionamento ed, eventualmente, politiche aggressive di vendita.

Da questo contesto specifico emerge che, fino a quando l'offerta di gas per il mercato italiano rimarrà determinata in maniera prevalente dall'operatore dominante³⁷, su un orizzonte di medio-lungo termine, in misura esattamente sufficiente per soddisfare le previsioni della domanda, ed attraverso l'utilizzo esclusivo di contratti di approvvigionamento *take or pay*, verranno meno gli incentivi per la competizione tra operatori sul mercato finale della vendita.

In un siffatto assetto di mercato, gli unici incentivi *ex ante* ad investire nell'approvvigionamento di gas da parte di altri operatori risultano strettamente vincolati all'esistenza di quote di domanda lasciata libera dall'*incumbent*. In altri termini, l'equilibrio oligopolistico che si può determinare dipende dalla possibilità che ciascun fornitore, in proporzione ai propri contratti *take or pay* stipulati, offra l'intera propria disponibilità di gas approvvigionato ad una specifica parte di consumatori finali non servita da altri; su tale "domanda residuale" ciascun fornitore si comporterà alla stregua di un operatore in condizione di monopolio. Al tempo stesso, questa strategia rappresenta un segnale credibile ai concorrenti circa la volontà di non innescare alcun confronto competitivo sul resto della domanda³⁸.

La ripartizione implicita del mercato che deriverebbe da tale equilibrio oligopolistico non è frutto di un esplicito accordo collusivo tra operatori concorrenti (e per questo sanzionabile ai sensi dell'articolo 2 della legge n. 287/90 e/o dell'articolo 81 del Trattato di Roma), ma è, per i motivi esposti, l'esito delle strategie razionali assunte dagli operatori dato il contesto di prevalenza della modalità di approvvigionamento tramite contratti *take or pay*.

Detto ciò, si deve osservare che il ricorso alla clausola *take or pay*, ove venga considerato isolatamente, non appare certamente una pericolosa anomalia concorrenziale quanto, piuttosto, una (necessaria) caratteristica comune dei contratti di approvvigionamento di

37. Si veda in questo senso il ruolo che può svolgere l'entrata a regime di contratti di Eni siglati subito prima dell'entrata in vigore della direttiva 98/30/CE (si veda il paragrafo 1.3).

38. Nel caso in cui, invece, un nuovo entrante innescasse un confronto competitivo, in termini di minori prezzi offerti agli stessi consumatori ai quali i propri concorrenti formulano a loro volta offerte di fornitura, si determinerebbe un gioco competitivo "a cascata" su tutti i segmenti della domanda, visto che nessun fornitore avrebbe più la garanzia di vendere ad una porzione di domanda residuale, e a prezzi di monopolio, il volume minimo previsto dalla clausola *take or pay*. L'esito sarebbe, per tutti i segmenti di clientela, l'offerta potenziale di gas a costo marginale nullo e quindi un gioco competitivo avente come effetto profitti certamente inferiori a quelli assicurati dal potere di monopolio esercitato dalla segmentazione della domanda. Anticipando razionalmente tale esito, è indubbio che nessun operatore cercherà di sottrarre clientela ai concorrenti potendo estrarre il massimo profitto esercitando, senza concorrenza, il proprio potere sulla domanda *captive* a lui riservata.

lungo periodo di gas naturale, presente dappertutto a livello internazionale ed idonea, in una logica *ex ante*, a rendere appetibili ingenti investimenti di lungo periodo ed a redditività differita, quali appunto quelli nell'approvvigionamento di gas naturale.

È indubbio, tuttavia, come evidenziato dai precedenti paragrafi, che questa forma di approvvigionamento si inserisce in una realtà, quella italiana, contraddistinta: (i) dalla presenza di un operatore storicamente – e largamente – dominante nell'approvvigionamento (e nelle successive fasi della filiera); (ii) da una “scarsissima flessibilità” dal lato dell'offerta, da intendersi come l'esistenza di un sistema di infrastrutture di trasporto tarato sui contratti di approvvigionamento sottoscritti negli anni dall'*incumbent* ed in qualche misura condizionato da limiti contrattuali identificati dalla differenza tra massimi e minimi ritiri consentiti; (iii) dalla presenza di un mercato finale del gas naturale organizzato esclusivamente in modo decentralizzato, in cui cioè gli scambi di volumi di gas avvengono tramite contratti di tipo bilaterale fornitore-cliente (caratteristica che rende costosa, e dunque disincentiva, ogni forma di concorrenza finalizzata a contendere un cliente ai propri rivali).

Tutti questi elementi concorrono a rafforzare gli effetti prima descritti, in termini di scarsi incentivi a competere da parte dei nuovi entranti. Un ulteriore elemento in tale direzione è rappresentato, nel caso di specie, dall'esistenza dei tetti antitrust sul gas immesso previsti dall'articolo 19 del decreto legislativo n. 164/00. Tale normativa, infatti, da un lato, ha contribuito a determinare la creazione, a partire dal 2002, di porzioni di domanda di gas che non potevano essere direttamente rifornite da Eni, consentendo l'ingresso e lo sviluppo di nuovi operatori nella fase dell'approvvigionamento; dall'altro, come l'Autorità garante della concorrenza e del mercato ha argomentato nel caso Snam – Blugas³⁹, ha facilitato, stante l'assenza di norme precise sul modo in cui Eni doveva ridurre la propria quota in immissione, l'esito di “entrata senza concorrenza” da parte dei nuovi operatori descritto in precedenza.

I descritti effetti negativi di ordine concorrenziale individuano la necessità di soluzioni in grado di limitarne la rilevanza. Detto in altri termini, se è vero che *ex ante* gli investimenti possono essere indirettamente incentivati dalla segmentazione della domanda connessa alla proliferazione dei contratti *take or pay*⁴⁰, è altresì vero, in una logica di concorrenza

39. Provvedimento dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato n. 11421; “A329 Snam-Blugas”, in Bollettino n. 47/2002.

40. Si deve riconoscere infatti che i tetti normativi sul gas immesso dall'operatore dominante, da un lato, e le stesse clausole *take or pay*, dall'altro, sono tra gli elementi che probabilmente contribuiranno - assicurando una quota certa di domanda e, quindi, la copertura dei costi fissi - alla realizzazione dei primi nuovi investimenti in approvvigionamento di gas naturale (ci si riferisce ai due terminali di rigassificazione di Brindisi e Rovigo).

ex post, che non si può attendere l'avvio di un vero confronto competitivo se non si priva di credibilità la minaccia ritorsiva a politiche aggressive connessa all'esistenza stessa dei contratti.

Una prima possibile soluzione è legata alla norma che stabilisce che il 20 per cento della nuova capacità di trasporto e di rigassificazione connessa a nuovi investimenti nell'approvvigionamento di gas sia allocata a soggetti terzi sulla base di regole fissate dall'Autorità per l'energia elettrica ed il gas⁴¹. Si tratta di una misura che, limitando all'80 per cento dei nuovi investimenti la soglia giudicata idonea ad incentivare *ex ante* la realizzazione dell'investimento, consente che sul residuo 20 per cento si possano determinare anche ingressi di breve periodo non caratterizzati dalle rigidità legate alla clausola *take or pay*.

Appare inoltre indispensabile lo sviluppo di un mercato centralizzato degli scambi sia di gas sia della necessaria capacità di trasporto, in grado di creare operatori *retails* caratterizzati da perfetta omogeneità nel costo marginale di acquisto del gas da rivendere agli utenti finali (rappresentato dal "prezzo di borsa"). Tale mercato, da un lato, impedirebbe l'effetto di segmentazione della domanda *captive* prima descritto, e dall'altro, opererebbe nella direzione di incentivare l'uso, da parte degli operatori, di tutta la flessibilità contrattuale possibile proveniente dai propri contratti *take or pay*, al fine di realizzare profitti soddisfacendo con politiche aggressive quote crescenti di domanda.

Solo una borsa sufficientemente liquida, tuttavia, consentirebbe di creare una frattura tra il disincentivo a competere da parte degli approvvigionatori, che fronteggiano solo costi fissi connessi al contratto *take or pay*, e l'incentivo a catturare margini di profitto su quote crescenti di clientela da parte dei soggetti *retailers* aventi uguale costo marginale di acquisto del gas in borsa. È dunque evidente che rimane centrale, anche nel caso di avvio di una borsa, il profilo connesso sia al volume di gas scambiato in borsa, sia al potere di mercato che dal lato dell'offerta potrebbe essere esercitato dai soggetti approvvigionatori di gas. Questo implica la necessità di incentivare una reale frammentazione degli approvvigionamenti con l'ingresso di gas indipendente da Eni; per questo la realizzazione di nuovi impianti di rigassificazione, il superamento dell'assetto proprietario della rete, ed eventuali potenziamenti dei gasdotti esistenti sono misure di medio-lungo periodo di centrale importanza in questa prospettiva⁴².

41. La priorità di accesso alla nuova capacità realizzata fino ad un massimo dell'80 per cento è stata introdotta dalle deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas n. 91/02 e n. 137/02 e quindi sancita normativamente dalla legge n. 273/02 (si veda anche il paragrafo 3.1). Inoltre essa è oggetto del disegno di legge "Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia", attualmente in discussione in Parlamento.

42. Si veda il paragrafo 3.1.

2.

Lo scenario di domanda e offerta a medio termine

2.1 Scenari previsivi di domanda e offerta

28

Ai fini della valutazione dei possibili scenari concorrenziali nel prossimo futuro, assume particolare rilevanza l'analisi della dinamica della domanda e della potenziale offerta di gas naturale, con particolare riguardo ai nuovi progetti infrastrutturali e alla possibile entrata di nuovi operatori destinati a coprire la crescita attesa del settore.

Per quanto riguarda la domanda, le previsioni di sviluppo a medio termine, rilevabili da studi di settore e dalle informazioni acquisite nell'ambito dell'indagine conoscitiva, indicano per il settore civile e industriale, pur con qualche differenza, ancora margini di crescita, sia pure limitati, e tipici di mercati maturi tendenti alla saturazione⁴³.

Tali previsioni confermano invece le attese di una importante crescita nel medio termine essenzialmente trainata dalla generazione elettrica. Si prevede infatti che i fabbisogni della domanda elettrica verranno soddisfatti in maniera consistente dal gas naturale, mediante la costruzione di nuove centrali termoelettriche a ciclo combinato a gas e mediante il *repowering* con turbine a gas delle centrali termoelettriche esistenti.

43. Per il settore civile, i consumi sono attesi passare dai circa 28 miliardi di metri cubi/anno del 2003 a 29 nel 2010, mentre per il settore industriale la crescita passerebbe da un valore inferiore a 22 nel 2003 a oltre 23 nel 2010 - AIEE - Marzo 2004.

Le previsioni di consumo nel settore termoelettrico differiscono tra loro in funzione dei diversi scenari ipotizzati di realizzazione e di funzionamento dei nuovi impianti di generazione autorizzati (per complessivi 23,7 gigawatt a febbraio 2004 di cui 12,6 gigawatt sono rappresentati da nuove centrali). La crescita prevista nel settore è compresa tra 11 e 13 miliardi di metri cubi/anno.

Con riferimento all'anno 2010, si stimano oscillazioni per la domanda complessiva tra 90-92 miliardi di metri cubi/anno⁴⁴ e 94 miliardi di metri cubi/anno⁴⁵.

Tra gli elementi da valutare nell'analisi previsionale vi è il fatto che nell'anno 2003 si è assistito ad una crescita dei consumi pari a 6,4 miliardi di metri cubi/anno rispetto all'anno precedente (corrispondente a circa il 9,3 per cento in più) per effetto dei maggiori consumi nei settori civile e termoelettrico. Per quanto riguarda il settore civile l'incremento, pari a circa l'11 per cento, è dovuto in larga parte all'effetto termico, in quanto il 2002 è stato un inverno meno rigido della media, mentre il 2003 è stato caratterizzato da condizioni meteorologiche più vicine alle medie climatiche e con punte di freddo superiori al normale. Per quanto riguarda invece il settore termoelettrico l'incremento, pari a circa il 17 per cento, è stato sostanzialmente causato dal soddisfacimento dell'accresciuta richiesta di energia elettrica (in particolar modo a causa dell'elevato utilizzo del condizionamento elettrico nel settore domestico e nel terziario determinato dalle eccezionali condizioni climatiche estive). Tale incremento è stato soddisfatto sia grazie all'entrata in esercizio di nuovi impianti o impianti in *repowering*, sia grazie ad un maggiore consumo delle centrali esistenti.

Tavola 4. Consumi di gas 2002 e 2003 M(m³)

	2002	2003	Var %
Servizi e usi domestici	24.795	27.563	11,2%
domestico (di cui)	16.907	18.798	11,2%
Industriale	23.475	23.553	0,3%
Termoelettrico	21.050	24.702	17,3%
Autotrazione	435	434	-0,2%
Totale	69.755	76.252^(*)	9,3%

(*) la differenza rispetto al dato riportato in tavola 3 è dovuta alle immissioni da stoccaggio.
Fonte: Map, dati di preconsuntivo.

44. Circa 90 miliardi di metri cubi/anno per ENI (si veda la presentazione di Vittorio Mincato "Eni Strategy", Londra, 27 febbraio 2004) e circa 90-92 per Snam Rete Gas (si veda la presentazione "Morgan Stanley, Power & Utility Summit, 9 ottobre 2003 disponibile sul sito).

45. *La domanda di gas naturale ed il sistema Italia: prospettive al 2010 e al 2015* - AIEE - Marzo 2004.

Tali considerazioni possono pertanto portare a stime al rialzo della domanda per usi termoelettrici, anche se andrebbe valutato se e in quale misura tali incrementi siano da considerarsi “anticipazioni” della domanda futura, e quindi potrebbero, in tutto o in parte, essere riassorbiti entro l’anno 2010.

Un ulteriore elemento di riflessione consiste nel fatto che lo sviluppo della domanda di gas per gli utilizzi termoelettrici potrebbe essere ulteriormente incrementato nel caso in cui, per ragioni economiche e soprattutto per ragioni ambientali, nel *mix* di combustibili il peso del gas naturale in grado di soddisfare il fabbisogno della domanda elettrica fosse maggiore a fronte di un minor ricorso, rispetto alle previsioni, ad altri combustibili quali il carbone, l’orimulsion e l’olio combustibile. Su quest’ultimo aspetto vale la pena di ricordare, a solo titolo esemplificativo, che una eventuale riconversione a gas naturale, al posto della preventivata conversione a carbone, della sola centrale termoelettrica di Torre Valdaliga, di proprietà dell’Enel, per una potenza installata pari a circa 2,4 gigawatt, comporterebbe un aumento nella domanda di gas naturale pari a circa 2 miliardi di metri cubi/anno⁴⁶.

A fronte dei possibili fattori di incertezza che possono influire sia in aumento che in diminuzione della domanda attesa, occorre però considerare anche la necessità di opportuni margini di sicurezza del sistema, prudenzialmente assunti negli scenari a più alta crescita.

2.2 Andamento dell’offerta e nuove infrastrutture

NUOVI PROGETTI DI IMPORTAZIONE

Per far fronte alla crescita attesa della domanda di gas naturale e al contemporaneo declino della produzione nazionale, sono stati elaborati diversi progetti infrastrutturali relativi sia alla realizzazione di nuovi gasdotti o al potenziamento di quelli esistenti, sia alla realizzazione di nuovi terminali di rigassificazione di GNL.

Per quanto concerne l’approvvigionamento tramite *pipeline*, tra le opere previste vi sono:

- ◆ la realizzazione del nuovo gasdotto di collegamento dalla Libia verso l’Italia (*Green Stream*), infrastruttura dimensionata per importare un quantitativo annuo pari a 8 miliardi di metri cubi con possibile estensione a 10 miliardi di metri cubi, ceduto da

46. Nell’ipotesi di porre un rendimento complessivo pari a 55 per cento, con 4.500 ore di utilizzo e un PCI pari a 9,6 kilowattora/metro cubo.

Eni North Africa BV⁴⁷ a Gaz de France, Energia e Edison (si veda il par. 1.6). Il gasdotto, in avanzata fase realizzativa, entrerà in esercizio, sia pure a capacità ridotta, tra la fine dell'anno 2004 e l'inizio del 2005, e si prevede che entrerà a regime nell'anno 2006;

- ◆ il completamento, previsto entro l'anno 2007, del potenziamento del TAG per adeguare la capacità di trasporto ai contratti di importazione sottoscritti da Eni con Gazprom prima del 1998;
- ◆ gli ulteriori potenziamenti riguardanti i sistemi TAG e TTPC descritti in precedenza al paragrafo 1.4 a cui si rinvia;
- ◆ il gasdotto Algeria – Sardegna – Europa, per ulteriori 10 miliardi di metri cubi/anno a partire non prima del 2009, destinati in realtà al mercato europeo più che a quello italiano; tale progetto deve tuttavia ancora intraprendere la verifica di fattibilità tecnica, economica e finanziaria;
- ◆ il gasdotto Grecia – Italia, per il quale è in fase di avvio lo studio di fattibilità, finanziato dalla Commissione europea nell'ambito del Regolamento Trans European Network.

Per quanto riguarda invece l'approvvigionamento tramite GNL, ci sono numerosi progetti per la realizzazione di nuovi terminali di rigassificazione per i quali sono in corso gli iter autorizzativi. Tra i vari progetti finora presentati, quelli attualmente con le maggiori probabilità di realizzazione sono i terminali di Rovigo e di Brindisi.

Il progetto presentato da Edison per un terminale di rigassificazione al largo di Rovigo, ha già ottenuto dal Ministero delle attività produttive la relativa concessione per la costruzione e l'esercizio. La realizzazione del progetto è stata recentemente prorogata 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 ricevuto un finanziamento dal Ministero delle attività produttive mediante un contratto di programma (circa 70 milioni di euro).

La realizzabilità economica dell'opera è stata recentemente riconfermata dall'entrata nel progetto, con quote rilevanti, della Exxon Mobil e della compagnia Ras Gas II, che dal Qatar fornirà GNL. Al riguardo, l'Autorità garante della concorrenza e del mercato ha dato il suo benestare all'operazione di costituzione di un'impresa comune fra le società Qatar Petroleum, Exxon Mobil Italiana Gas S.r.l. e Edison S.p.A. avente per oggetto la realizzazione e la gestione dell'impianto *offshore* di Porto Levante per la ricezione, lo stoccaggio e la rigassificazione di GNL con una capacità di rigassificazione pari a circa

47. Società di cui Eni detiene la partecipazione del 100 per cento.

8 miliardi di metri cubi/anno di gas naturale⁴⁸. Attraverso l'acquisizione del 45 per cento ciascuna del capitale sociale di Edison LNG S.p.A., Qatar Petroleum e Exxon Mobil costituiranno la società Terminale GNL Adriatico S.r.l., di cui Edison manterrà il restante 10 per cento. Inoltre, Edison ha stipulato con la società Ras Laffan Liquefied Natural Gas Company Limited II, *joint-venture* controllata da Qatar Petroleum e Exxon Mobil, un contratto di fornitura *take or pay* di GNL per un periodo di 25 anni per circa 4,6 miliardi di metri cubi/anno di gas. La società Terminale GNL, titolare del diritto di allocazione della capacità realizzata in regime di accesso prioritario ai sensi della deliberazione n. 91/02 e n. 90/03 dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas, e dell'articolo 27, comma 2, della legge n. 273/02, allocherà il 57,5 per cento della capacità complessiva ad Edison in funzione del suddetto contratto *take or pay* con Ras Gas II, ed un 22,5 per cento (pari a circa 1,8 miliardi di metri cubi/anno) ad un soggetto terzo, da individuare prima del *closing* dell'operazione, che si impegnerà a comprare GNL da Ras Gas II da rigassificare presso il terminale di Rovigo. La restante capacità del terminale, pari a circa il 20 per cento (1,6 miliardi di metri cubi/anno) verrà allocata con accesso regolato ai sensi delle citate delibere dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas. Il Ministero dell'ambiente ha tuttavia richiesto di recente una nuova valutazione di impatto ambientale, a seguito della decisione di raddoppio della capacità di rigassificazione dell'impianto (da 4 a 8 miliardi di metri cubi/anno), che determinerà un ritardo nei tempi inizialmente previsti, ma potrebbe anche avere conseguenze sugli impegni degli investitori.

Per quanto riguarda il progetto per la realizzazione del terminale di rigassificazione di Brindisi, presentato da British Gas Italia, anche in questo caso il Ministero delle attività produttive ha già concesso l'autorizzazione. Il terminale, per il quale si prevede una capacità di rigassificazione di 8 miliardi di metri cubi/anno, dovrebbe essere realizzato entro il 2007. Enel Trade S.p.A e British Gas International B.V. hanno concluso un accordo per la costituzione dell'impresa comune BG Brindisi LNG S.p.A. destinata alla realizzazione e alla gestione dell'impianto di ricezione, stoccaggio e rigassificazione di GNL di Brindisi⁴⁹.

L'operazione è stata realizzata mediante l'acquisto, da parte di Enel Trade, di una partecipazione pari al 50 per cento del capitale sociale della BG Brindisi LNG. La società BG Italia S.p.A. trasferirà a BG Brindisi LNG la propria autorizzazione rilasciata dal Ministero delle attività produttive per la realizzazione e la gestione del terminale, insieme alla concessione ad essa rilasciata dalle Autorità portuali, in conformità alle disposizioni di legge. L'80 per cento della capacità di rigassificazione verrà riservato alle società

48. Si veda il provvedimento I615 - Qatar Petroleum-Exxon Mobil Italiana Gas-Edison LNG/terminale GNL, in Bollettino n. 13/2004.

49. Si veda il provvedimento dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato I576 - Enel Trade-British Gas International-BG Brindisi LNG, in Bollettino n. 41/2003.

“madri”, con una quota paritetica del 40 per cento. Enel, a seguito dell’ingresso al 50 per cento nella società Brindisi LNG che gestirà il terminale, ha annunciato il suo intendimento a non realizzare le altre iniziative in precedenza proposte (i tre progetti per terminali di rigassificazione presso i siti di Vado Ligure, Muggia e Taranto). Il terminale di Brindisi dovrebbe essere rifornito principalmente dal GNL di provenienza egiziana di British Gas per essere consumato sostanzialmente nel polo termoelettrico presente in loco.

La spinta alla realizzazione dei terminali di GNL appare sostenuta sostanzialmente da due motivi.

Il primo, sul lato dell’offerta, è la presenza di diversi paesi esportatori verso l’area del Mediterraneo (Algeria, Egitto, Qatar e Nigeria) che presentano ampie disponibilità di gas e di treni di liquefazione già realizzati. Ulteriori treni di liquefazione sono in fase di realizzazione in questi paesi grazie alla recente stipula di contratti di lungo termine. Il secondo è la presenza di soggetti produttori di energia elettrica che intendono realizzare un *business* integrato, dall’acquisto della materia prima alla vendita di energia elettrica.

Sulla base degli investimenti previsti nel medio termine, pertanto, si delineano due strutture di offerta incrementale:

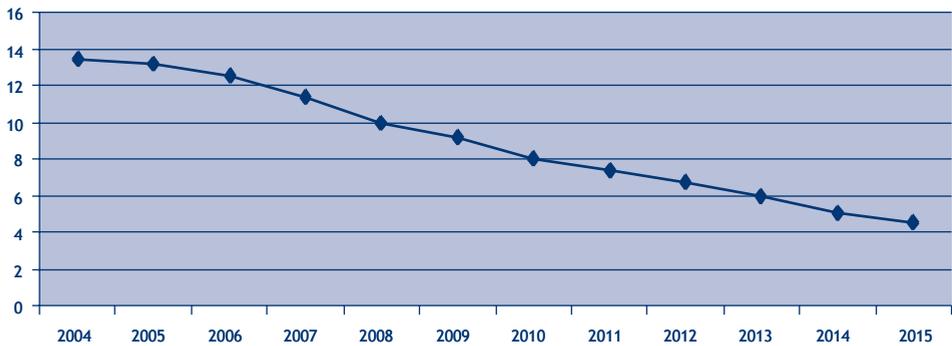
- ◆ i terminali di GNL realizzati dai produttori di energia elettrica (Enel ed Edison);
- ◆ il potenziamento delle infrastrutture esistenti attraverso l’operatore dominante.

LA PRODUZIONE NAZIONALE

L’attenzione posta allo sviluppo delle nuove infrastrutture di importazione per il soddisfacimento della domanda dipende anche dalle attese di diminuzione del contributo della produzione nazionale, sviluppate sulla base del trend negativo registrato negli ultimi anni e delle difficoltà a sviluppare nuovi campi lamentate dagli operatori (si veda il paragrafo 1.2).

Se le previsioni a medio termine sono univoche nell’individuare una graduale ma inesorabile riduzione della dimensione quantitativa di questa fonte, differisce tuttavia sensibilmente l’entità di questa riduzione. La figura 3 contiene le previsioni di Eni, che a partire dal dato di 13,5 miliardi di metri cubi/anno relativo al 2003, stimano per il 2010 un contributo della produzione nazionale pari a 8 miliardi di metri cubi/anno. Sulla base delle informazioni disponibili risulta molto difficile stimare esattamente i valori attesi di produzione nazionale. È però possibile individuare cautelativamente un intervallo di previsione della produzione nazionale all’anno 2010 compreso tra il valore di 8 miliardi di metri cubi/anno indicato da Eni e i 5 miliardi di metri cubo/anno. Quest’ultimo valore in particolare è riferito ad uno scenario di drastico ridimensionamento degli investimenti del settore.

Figura 3. Andamento produzione nazionale di gas naturale G(m³)



Fonte: Dati forniti da Eni.

Tuttavia, come evidenziato in precedenza (si veda il paragrafo 1.2), per valutare le possibili dinamiche della produzione nazionale di gas occorre anche valutare il ruolo di Eni in questa fase, in particolare nei prossimi anni. Grazie al controllo della produzione, Eni può infatti decidere quale debba essere il suo contributo al fabbisogno complessivo anche in funzione dei vincoli derivanti dal rispetto dei tetti antitrust imposti dal decreto legislativo n. 164/00 o dai contratti *take or pay*, ma anche strategicamente, per favorire i flussi di importazione per il mantenimento delle quote di capacità di trasporto nei gasdotti internazionali. La produzione nazionale assicura ad Eni la flessibilità di lungo periodo necessaria per modulare l'offerta in relazione alla domanda.

EQUILIBRIO DOMANDA E OFFERTA

Sulla base delle previsioni relative al potenziamento delle infrastrutture di trasporto (TAG e TTPC), e alla realizzazione di due nuovi terminali di GNL (Rovigo e Brindisi), l'operatore dominante ha evidenziato il pericolo che la loro realizzazione congiunta nel 2008 possa determinare una "bolla di gas", vale a dire una situazione in cui la domanda di gas possa essere notevolmente inferiore all'offerta complessiva, al punto da mettere in difficoltà economiche e finanziarie i titolari di contratti d'importazione di tipo *take or pay*, che anche a medio termine garantiranno il soddisfacimento della domanda di gas. Come si è visto, sulla base di questo assunto Eni ha deciso di rinviare a dopo il 2012 le opere di potenziamento del gasdotto TTPC inizialmente previsto entrare in funzione nel 2008 nel caso di realizzazione di uno dei due terminali GNL (Brindisi o Rovigo). Il potenziamento del gasdotto TAG, secondo gli impegni assunti con la Commissione europea, verrebbe invece rinviato nel caso di realizzazione di tutti e due i terminali di rigassificazione.

A questo proposito risulta opportuno definire rispetto a quali termini può essere calcolato l'eccesso di offerta distinguendo tre casi, e più precisamente:

- ◆ *oversupply* di tipo 1, che rappresenta la differenza, rispetto alla domanda prevista, della produzione nazionale e degli impegni contrattuali minimi annui di ritiro di tutti i soggetti importatori, al netto dei quantitativi che Eni si è impegnata a vendere all'estero e originariamente destinati al mercato italiano (oggetto di accordi con la Commissione europea);
- ◆ *oversupply* di tipo 2 che, oltre alle quantità utilizzate per il calcolo della *oversupply* di tipo 1, considera il quantitativo che Eni si è impegnata a vendere all'estero, e il volume di gas che può essere importato utilizzando le capacità di trasporto marginali non impegnate da contratti esistenti (20 per cento dei nuovi terminali di GNL, ai sensi dell'articolo 3 della legge n. 273/02 e le capacità di trasporto residue dei gasdotti);
- ◆ *overcapacity* che rappresenta la differenza, rispetto alla domanda prevista, del volume complessivo di gas che può essere immesso in rete e considera, oltre alle quantità utilizzate per il calcolo della *oversupply* di tipo 2, la flessibilità dei contratti *take or pay* intesa come differenza tra la disponibilità massima e l'impegno minimo previsti nei contratti di importazione.

L'*oversupply* di tipo 1 fotografa dunque la situazione in cui, se la domanda non è in grado di coprire gli impegni di *take or pay*, un soggetto importatore può andare incontro a rischi economico-finanziari derivanti dal mancato ritiro di quantitativi minimi dei contratti *take or pay*. In tale contesto bisogna però anche tenere in considerazione che il rischio effettivo derivante dal mancato rispetto degli impegni può risultare attenuato dalla possibilità di utilizzare clausole quali il *carry forward*⁵⁰ o di vendere quantitativi all'estero. Non possono inoltre essere esclusi margini di rinegoziazione dei contratti con i fornitori.

Nel caso della *oversupply* di tipo 2, si avrebbe invece concorrenza potenziale tra quantitativi soggetti a clausole *take or pay* e quantitativi importati utilizzando le capacità residue dei gasdotti e il 20 per cento di capacità dei terminali di GNL. In quest'ultimo caso tali quantitativi non dovrebbero essere necessariamente esposti al *take or pay* (nel caso dei nuovi investimenti, il vincolo di *take or pay* è infatti calcolato sul restante 80 per cento).

La situazione di *overcapacity* rappresenta invece, entro certi limiti, una condizione necessaria per garantire la sicurezza degli approvvigionamenti. Il verificarsi di una situazione in cui l'*overcapacity* si riduca fino ad annullarsi potrebbe determinare una situazione di rischio per la sicurezza del sistema dell'approvvigionamento. L'*overcapacity*, in misura più o meno grande, è inoltre da ritenersi intrinseca alla realizzazione delle infra-

50. La clausola *carry-forward* consente di ritirare di più rispetto a quanto previsto dal contratto in un dato anno, senza costi aggiuntivi, a fronte di quantitativi inferiori al *take or pay* acquistati in anni successivi.

strutture energetiche, in quanto le infrastrutture di trasporto sono sempre state dimensionate, con opportuni margini di sicurezza, per intervalli discreti di capacità in relazione allo sfruttamento delle economie di scala delle infrastrutture. Inoltre, se un certo grado di *overcapacity* si presenta anche in sistemi verticalmente integrati come quello che ha caratterizzato l'Italia prima della liberalizzazione, per il mantenimento dei medesimi margini di sicurezza esso potrà verificarsi nell'ambito di un'industria che si apre al mercato, e nella quale il controllo e l'ottimizzazione delle transazioni sta faticosamente passando dalle mani dell'*incumbent* alle dinamiche del mercato.

In merito all'*overcapacity* va però soprattutto osservato che la flessibilità esistente nei contratti di importazione è sostanzialmente una variabile strategica utilizzabile solo da Eni, che controlla una percentuale elevata (oltre il 65 per cento) dei contratti di lungo termine vigenti, e dispone delle maggiori flessibilità contrattuali.

Tale *overcapacity* presuppone, inoltre, nel caso di impiego delle capacità di importazione con coefficienti di utilizzo più elevati rispetto alla media storica, una corrispondente, adeguata, capacità di stoccaggio destinata a integrare la modulazione finora derivante dai flussi di importazione, o in alternativa di forniture interrompibili. Tenuto conto delle attuali congestioni di capacità di stoccaggio (si veda il par. 3.2), tale ipotesi non appare verificata a meno di un sensibile aumento delle capacità di stoccaggio per il futuro. Ridotto appare inoltre il contributo potenziale da forniture interrompibili.

Tre sono i parametri che, a parità delle quantità contrattuali, possono influenzare i valori delle grandezze sopra definite e dunque il bilancio tra domanda e offerta di gas naturale:

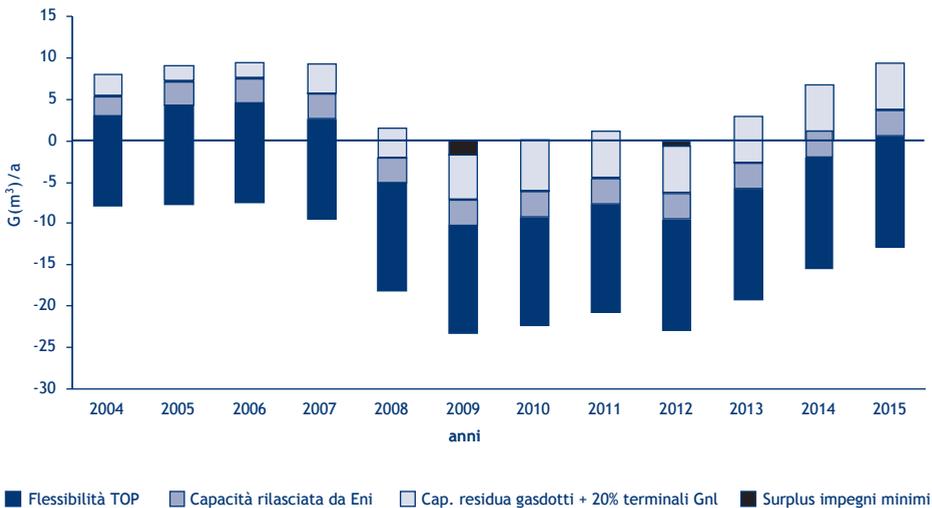
- ◆ lo sviluppo della domanda, soggetto alle incertezze legate, come si è visto, alle effettive realizzazioni di impianti termoelettrici o ai loro potenziamenti, nonché alla sostituzione di altre fonti energetiche o all'effettivo andamento climatico (in particolare, qualora dovessero verificarsi anni in successione con andamento climatico non in media, si potrebbe determinare un sensibile effetto cumulativo sulla domanda);
- ◆ il contributo della produzione nazionale, che risente in primo luogo delle decisioni di investimento e produttive essenzialmente di Eni, così come del quadro normativo di riferimento, attualmente non percepito come favorevole ai nuovi investimenti in questa fase;
- ◆ i quantitativi che Eni può vendere all'estero, e in particolare i quantitativi originariamente destinati al mercato italiano oggetto dell'impegno assunto da Eni con la Commissione europea. Ovviamente, nel valutare l'entità di tali vendite deve essere tenuto in considerazione il contesto regolatorio dei paesi in cui tali vendite possono essere effettuate.

A questi parametri va aggiunto il margine di sicurezza adottato per il sistema.

Pure nell'incertezza relativa alla esatta determinazione delle variabili sopra indicate, nei grafici seguenti sono visualizzati a titolo esemplificativo due possibili scenari di medio lungo periodo in termini di equilibrio domanda – offerta, sulla base di uno scenario di domanda pari a 92 miliardi di metri cubi al 2010, valore medio tra quelli sopra delineati, nonché dei contratti siglati e dei nuovi progetti di investimento sopra citati⁵¹. Per la produzione si è assunto un valore di 7 miliardi di metri cubi al 2010.

Nei grafici, l'area nera rappresenta l'*oversupply* di tipo 1, l'area celeste nelle due sfumature, l'*oversupply* di tipo 2, suddivisa tra capacità non contrattualizzata, area più chiara (residua dei gasdotti e 20 per cento della capacità dei terminali) e capacità rilasciata da Eni, area più scura, l'area blu l'*overcapacity*; l'area sotto lo zero rappresenta la disponibilità in eccesso rispetto alla domanda e l'area sopra lo zero la domanda in eccesso.

Figura 4. Scenario con due terminali di GNL al 2008 - TAG al 2007 - TTPC 2011



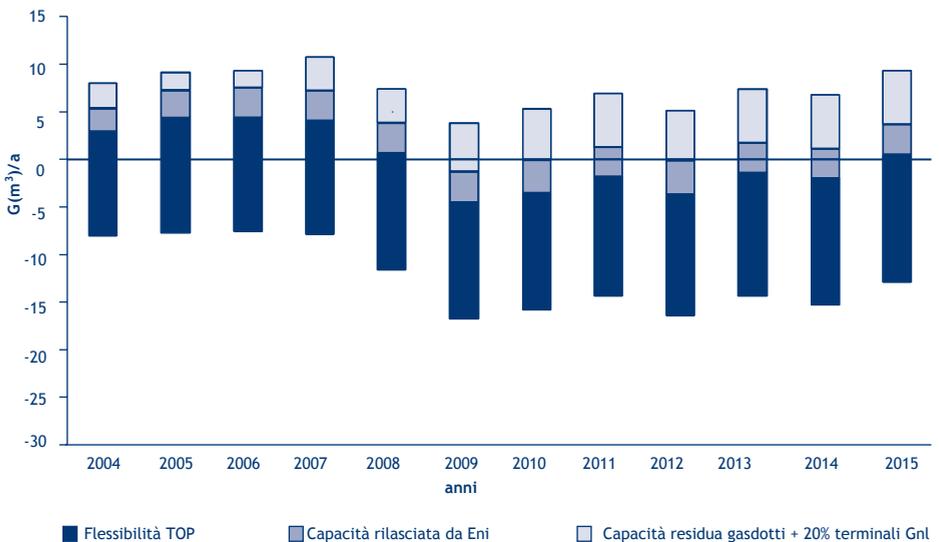
Fonte: Elaborazioni AEEG su dati Eni e Map.

La figura 4 rappresenta lo scenario in cui, oltre ai potenziamenti già programmati (il *build-up* del contratto Eni-Gazexport dalla Russia e le nuove forniture dalla Libia), vengono realizzati, nelle dimensioni annunciate, due terminali di GNL (operativi dal 2008) e due potenziamenti delle infrastrutture di importazione (TAG e TTPC): il primo nel 2007 e il secondo nel 2011. In tale scenario l'eccesso dei volumi che possono essere immessi

51. Per i calcoli si sono considerati le estensioni automatiche degli accordi contrattuali vigenti.

in rete rispetto alla domanda prevista (*overcapacity*) tende a ridursi fino all'anno 2006, anche se cresce di nuovo a partire dal 2007. L'anno più critico per quanto riguarda gli approvvigionamenti di gas appare quindi il 2006, anno in cui nessun potenziamento è stato ancora realizzato e si riducono notevolmente i margini di sicurezza. Il soddisfacimento della domanda appare legato fino a tale anno all'utilizzo delle flessibilità in capo a Eni, mentre si delinea un possibile rischio *take or pay*, sia pure per quantitativi limitati, per il 2009 e in misura ancora più ridotta nel 2010 e 2012, riassorbibile negli anni seguenti.

Figura 5. Scenario con due terminali di GNL al 2008 - TAG al 2011 - TTPC 2013



Fonte: Elaborazioni AEEG su dati Eni e Map.

La figura 5 rappresenta invece uno scenario in cui sono completati i potenziamenti dei gasdotti già programmati, vengono realizzati i due terminali di GNL entro il 2008, mentre sono posticipati, rispettivamente di 4 e 2 anni rispetto al 2008, i potenziamenti relativi al TAG e al TTPC. Anche in questo caso, ovviamente, permane la criticità relativa ai prossimi tre anni, mentre si delinea una *oversupply* di tipo 2 a partire dal 2009. In tale scenario gli impegni minimi dei contratti *take or pay* sarebbero sempre inferiori alla domanda prevista, non compare mai l'area nera relativa alla *oversupply* di tipo 1, e si potrebbe delineare solo a partire dal 2008, una concorrenza potenziale tra quantitativi di gas importabili utilizzando il 20 per cento di capacità dai nuovi terminali e quelli ottenibili dalle capacità residue dei gasdotti. Anche sotto queste ipotesi, tuttavia, i quantitativi di *oversupply* hanno dimensioni abbastanza contenute, a meno di non ipotizzare effetti cumulativi relativi a diverse dinamiche della domanda rispetto a quelle previste.

Entrambi gli scenari ipotizzati mostrano però chiaramente, pur scontando sensibili incertezze sull'ammontare, e sull'anno in cui effettivamente potrebbe verificarsi il surplus di capacità, come le decisioni di investimento non siano ulteriormente prorogabili.

In particolare, dall'esame dei grafici si osserva una situazione di forte criticità per i prossimi tre – quattro anni, in termini di sicurezza del sistema degli approvvigionamenti (tanto più in un sistema sempre più esposto anche per quanto riguarda la produzione di elettricità), o di dipendenza dalla flessibilità dell'operatore dominante (area blu sopra lo zero nelle figure 4 e 5). Tutto ciò anche ammettendo scenari di domanda futura prudenti, e con la conseguenza di margini assai ridotti, se non del tutto inesistenti, per la concorrenza nei prossimi anni.

È inoltre evidente che solo grazie a nuovi investimenti nell'approvvigionamento di gas (potenziamenti dei gasdotti, nuovi terminali GNL) si potranno determinare, a partire dal 2007, sufficienti condizioni di elasticità di offerta in grado di assicurare:

- ◆ l'ingresso di nuovi soggetti in un'ottica maggiormente concorrenziale;
- ◆ una maggiore liquidità del mercato attraverso flussi non riconducibili ai contratti *take or pay*, ad esempio attraverso il 20 per cento della nuova capacità dei terminali disponibile per terzi;
- ◆ minori rischi di spartizioni di mercato, sia a valle (i nuovi importatori sono produttori elettrici con mercati *captive*), sia a monte (con possibilità di collusione a livello di produttori).

Infine, dalla comparazione tra i due scenari rappresentati nelle figure 4 e 5, emerge comunque la possibilità di una modulazione degli investimenti nel tempo, in modo da garantire un opportuno margine di flessibilità complessiva del sistema. In particolare, lo scenario raffigurato nella figura 4, sembra ridimensionare notevolmente il rischio di "bolla gas" paventato da Eni (che, come si è visto ha portato alle azioni dell'operatore dominante finalizzate a ritardare i potenziamenti del TAG e del TTPC, in quest'ultimo caso nonostante si fosse già proceduto all'allocazione della nuova capacità).

Nella valutazione di eventuali eccessi di offerta di gas occorre, infine, ricordare che nell'ambito di altre esperienze straniere di liberalizzazione essi hanno ovviamente costituito il presupposto per riduzioni del prezzo di mercato del gas senza che ciò provocasse alcuna "bolla". In particolare, nel caso inglese, furono le stime ottimistiche dei produttori indipendenti di gas, ed i ritardi nella costruzione delle centrali termoelettriche alimentate a gas, che finirono per convogliare significativi flussi di gas sul mercato *spot* determinando la riduzione del prezzo all'ingrosso del gas naturale.

L'esperienza dei mercati delle *commodities* insegna inoltre che persistenti riduzioni dei prezzi *spot*, in quanto segnali di eccesso di offerta, possono indurre revisioni dei prezzi anche dei contratti a più lunga scadenza. Se un simile scenario dovesse quindi presentar-

si, esso potrebbe essere foriero di vantaggi per i nuovi entranti ed eventualmente per i consumatori finali, nella misura in cui i benefici fossero trasmessi a valle. Dunque, naturalmente entro limiti ragionevoli, l'eventuale eccesso di offerta non solo andrebbe ritenuto fisiologico in un contesto nel quale è stata sancita la fine dell'integrazione verticale, ma potrebbe essere ritenuto funzionale a sviluppare un grado sufficiente di liquidità del mercato *spot*, tenuto conto che in Italia il neonato Punto di scambio virtuale esistente nella rete di trasporto (si veda il par. 3.1) ne è oggi sostanzialmente privo.

L'eccesso di offerta, ove si realizzasse, potrebbe invece mettere a repentaglio il sistema di *quasi-integrazione verticale* costruito dall'*incumbent* intorno alle "vendite innovative", sistema che consente effettivamente all'impresa dominante di estrarre una rendita dalla sua posizione sul mercato all'ingrosso e di controllare ancora direttamente o indirettamente la filiera del gas. Infatti i primi soggetti a subire eventuali effetti negativi da uno scenario particolarmente competitivo sarebbero proprio quelli soggetti a condizioni di prezzo più sfavorevole, e senza un proprio mercato *captive*.

3. Configurazione delle fasi regolate dell'industria del gas naturale a seguito del processo di liberalizzazione*

3.1 Trasporto e dispacciamento

Il decreto legislativo n. 164/00 ha previsto, fin dal 2000, l'introduzione dell'accesso regolato alle infrastrutture di trasporto, stoccaggio, rigassificazione di GNL e distribuzione, ubicate nel territorio nazionale, assegnando all'Autorità per l'energia elettrica e il gas il compito di definire *ex ante* le tariffe e i criteri necessari a garantire l'accesso non discriminatorio (i cosiddetti codici). Il decreto legislativo ha anche stabilito la separazione societaria dell'attività di trasporto e dispacciamento, allo scopo di garantire l'utilizzo non discriminatorio del sistema⁵².

Prima dell'entrata in vigore del decreto legislativo n. 164/00, la rete di trasporto italiana, che si estende per circa 31.500 chilometri, era gestita da un ristretto numero di imprese integrate: Snam (controllata da Eni al 99 per cento), con circa il 96 per cento della rete, Edison Gas e SGM (di cui Edison detiene il controllo) con circa il 4 per cento della rete, concentrato nella dorsale tirreno-adriatica tra Lazio e Abruzzo⁵³ e

* Trasporto, stoccaggio, rigassificazione di GNL, distribuzione.

52. In tal senso, in ossequio al principio della sussidiarietà, la normativa italiana aveva anticipato nel 2000 ciò che la nuova direttiva 2003/55/CE prescrive a far data dal luglio 2004, e cioè l'obbligatorietà del principio dell'accesso regolato alle reti.

53. La società Edison ha recentemente manifestato la volontà di cedere le proprie attività connesse alla rete di trasporto di gas.

infine TMPC Ltd, proprietaria del tratto del gasdotto proveniente dall'Algeria sito nelle acque territoriali italiane⁵⁴.

Sia Eni che Edison hanno ottemperato all'obbligo di separazione societaria mediante la costituzione di nuove società, rispettivamente Snam Rete Gas (di seguito: SRG) ed Edison T&S, a cui è stata conferita la proprietà delle infrastrutture di trasporto. Eni ha proceduto alla quotazione in borsa di SRG nel dicembre 2001, con il collocamento di circa il 40 per cento del capitale sociale. Di recente è stato collocato un ulteriore 9 per cento, scendendo sotto il 51 per cento del capitale. Tale operazione ha avvicinato Eni all'obiettivo imposto dalla legge n. 290/03 di ridurre, entro luglio del 2007, al 20 per cento il controllo proprietario della rete.

Nonostante il limite alla proprietà di SRG, Eni mantiene comunque il controllo delle reti, rendendo sempre possibili accordi relativi alla *governance* societaria. Oltre alla già citata possibilità di controllo delle infrastrutture internazionali di approvvigionamento (si veda il par. 1.4), Eni è pertanto in grado di condizionare lo sviluppo delle infrastrutture nazionali in capo a SRG, compresi eventuali progetti di realizzazione di infrastrutture all'estero da parte della società di reti nazionale. Attualmente il piano di investimenti di SRG prevede significativi interventi nel solo territorio nazionale, ma nessuna espansione all'estero. Solo l'esistenza di un soggetto separato in termini proprietari e non solo societari, terzo quindi rispetto alle fasi della filiera diverse dal trasporto, assicurerebbe la totale trasparenza e la non discriminazione dei comportamenti dell'impresa di trasporto. In particolare, rispetto all'obiettivo della neutralità della rete, suscita perplessità l'ipotesi ventilata circa la creazione di un'unica società dedita congiuntamente alla trasmissione di energia elettrica e al trasporto del gas, frutto della fusione di SRG con Terna⁵⁵. Questa operazione potrebbe infatti determinare, nei limiti indicati dall'articolo 1 ter della legge n. 290/03, una quota cumulata dei due *incumbent* Enel e Eni pari al 40 per cento della nuova società, rafforzando il loro potere sulle infrastrutture di rete e incentivando potenziali strategie collusive tra i due maggiori operatori energetici nazionali. Vi è inoltre da considerare che la fusione tra Terna e SRG assume-

54. La legge 273/02, articolo 27, ha sottratto dalla regolazione tariffaria dell'Autorità il tratto di rete della TMPC Ltd. Esso infatti prevede che ;"Le tariffe di trasporto determinate ai sensi dell'articolo 23 dello stesso decreto legislativo per la rete nazionale dei gasdotti non si applicano alla parte di tali gasdotti ubicata entro il mare territoriale italiano".

55. Enel S.p.A attualmente detiene l'intero capitale sociale di Terna in attuazione di quanto previsto dal decreto legislativo n. 79 del 16 marzo 1999. Enel ha previsto nel mese di giugno il collocamento di una quota fino al 50 per cento del capitale sociale di Terna. Tale assetto è destinato a modificarsi in conseguenza della legge 27 ottobre 2003, n. 290 e del DPCM emanato in data 11 maggio 2004 in corso di pubblicazione che hanno previsto, tra l'altro, entro il 31 ottobre 2005 l'unificazione della proprietà e della gestione della Rete di Trasmissione Nazionale, nonché il divieto, a decorrere dall'1 luglio 2007, per le società operanti nel settore della produzione, importazione, distribuzione e vendita dell'energia elettrica e, comunque, per le società a controllo pubblico, di detenere, direttamente o indirettamente, quote superiori al 20 per cento nel capitale sociale delle società che sono proprietarie e gestiscono reti nazionali di trasporto di energia elettrica.

rebbe le caratteristiche di un'operazione esclusivamente finanziaria in quanto non si rilevano evidenze in merito ad economie di scala o sinergie a livello industriale tra l'esercizio delle reti di trasmissione elettrica e le reti di trasporto nazionale di gas ⁵⁶.

3.1.1 LA TARIFFA DI TRASPORTO: METODOLOGIA ED EFFETTI SULLA CONCORRENZA

IL SISTEMA ENTRY EXIT

Nel sancire l'accesso regolato al sistema di trasporto, il decreto legislativo n. 164/00 ha previsto anche una serie di criteri per l'organizzazione di questo segmento della filiera e la sua regolazione, tra i quali la distinzione tra rete regionale e rete nazionale (di quest'ultima fanno parte i principali gasdotti di importazione, i gasdotti collegati agli stocaggi, i principali gasdotti inclusi quelli interregionali). Per la rete nazionale è stata indicata la necessità di una tariffa determinata in relazione ai punti di entrata e di uscita.

Nel definire la struttura tariffaria per l'attività di trasporto⁵⁷, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, in analogia al modello inglese, ha adottato per la rete nazionale un meccanismo *entry exit*, che prevede corrispettivi differenziati per i vari punti in ingresso e in uscita della rete, in coerenza con il dettato legislativo. Tale meccanismo rappresenta una soluzione più idonea per una rete magliata come quella italiana, rispetto alla tariffa punto a punto adottata precedentemente da Eni⁵⁸, in quanto riconosce con maggiore correttezza i costi legati sia alla capacità impegnata sia ai volumi effettivamente trasportati. Esso inoltre meglio riflette una realtà che, a fronte del progressivo aumento del numero degli operatori, implica un sempre maggiore sganciamento dei flussi commerciali da quelli fisici. Il sistema *entry exit*,

56. Su questo punto specifico, l'Autorità garante della concorrenza e del mercato, in un parere reso recentemente al Governo e al Parlamento ai sensi dell'articolo 22 della legge n. 287/90, in merito al progetto di riunificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale, ha espresso l'auspicio che si modifichi la normativa (articolo 1 ter della legge n. 290/03) nella direzione di prevedere la completa separazione proprietaria tra Enel e Terna da una lato e tra Eni e SRG dall'altro (si veda AGCM, proc. AS278 del 7 aprile 2004). Si veda anche la segnalazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas al Governo del 20 aprile 2004 in merito all'applicazione dell'articolo 1-ter, comma 1, della legge n. 290/03, "Criteri, modalità e condizioni per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete nazionale di trasmissione dell'energia elettrica".

57. La tariffa di trasporto è costituita dalle seguenti componenti:

- una componente relativa alla capacità prenotata all'entrata (CPe) e all'uscita (CPu) della rete nazionale (tariffa *entry exit*)
- una componente relativa alla capacità collegata al punto di riconsegna dalla rete regionale di trasporto (CRr) (tariffa francobollo per le distanze superiori ai 15 km e proporzionale alla distanza sui primi 15 Km)
- una componente *commodity* in relazione ai volumi trasportati (CV)
- una componente fissa per ciascun punto di riconsegna (CF).

58. Tale tariffa si basava sulla identificazione della distanza tra il punto di immissione fisico e il punto di uscita, anche se i flussi fisici di gas potevano esser effettivamente diversi.

infine, consente gli scambi di gas all'interno della rete (si veda il paragrafo 3.1.3 sul Punto di scambio virtuale) e dunque costituisce il naturale presupposto per lo sviluppo sia del mercato *spot* per il gas, sia del mercato secondario delle capacità di trasporto. Proprio per le sue caratteristiche favorevoli alla concorrenza tra diversi operatori, il sistema *entry exit* è stato di recente indicato dal Forum di Madrid⁵⁹ come il modello che meglio assicura l'obiettivo della creazione di un mercato del gas a livello europeo.

Purtroppo, i benefici del sistema *entry exit* sono ostacolati dalle profonde differenze negli approcci tariffari attualmente adottati nei vari paesi europei (così come nelle regole di accesso). Sebbene la nuova direttiva 2003/55/CE abbia introdotto, con decorrenza luglio 2004, l'obbligo per tutti gli stati membri di regolare l'accesso alla rete di trasporto, lo sviluppo degli scambi transfrontalieri richiede un'efficace armonizzazione di regole che garantiscano uno scenario certo, stabile e favorevole sia per l'accesso non discriminatorio alle infrastrutture di trasporto, sia per i nuovi investimenti. Gli operatori attualmente scontano inoltre incertezze e carenze di informazioni (in particolare sulle capacità disponibili) che non consentono di sfruttare prontamente le opportunità di mercato migliori in termini di convenienza fra eventuali percorsi alternativi nell'ambito della rete europea.

LA PROMOZIONE DEI NUOVI INVESTIMENTI

Tenuto conto delle aspettative di crescita e della necessità di uno sviluppo adeguato delle infrastrutture, particolare rilevanza ai fini della promozione della concorrenza assume l'esistenza di un meccanismo tariffario adeguato sia a sostenere l'utilizzo efficiente delle infrastrutture esistenti, sia ad incentivare i nuovi investimenti dell'*incumbent* e di potenziali nuovi entranti.

L'attuale struttura tariffaria incentiva il massimo utilizzo della capacità attraverso l'aggiornamento secondo un meccanismo di *price cap* della componente *commodity* della tariffa (il corrispettivo variabile CV), calcolata con riferimento al 30 per cento dei ricavi complessivi riconosciuti per l'attività di trasporto: fissata la tariffa, le imprese di trasporto hanno pertanto l'interesse ad aumentare i flussi trasportati che si traducono in maggiori ricavi. Tale previsione assume importanza soprattutto in un sistema come quello italiano in cui la principale impresa di trasporto, SRG, è controllata dall'operatore dominante nella vendita, rendendo così possibile che si creino incentivi ad un utilizzo non adeguato delle infrastrutture per ostacolare l'accesso a terzi, potenziali concorrenti.

59. Si vedano le conclusioni del VI Forum di Madrid ("The representatives of the CEER, the Commission, most Member States, consumers, traders and GEODE confirmed their view that an "entry-exit" tariff structure would in principle best facilitate the development of competition in the European gas market") e i documenti discussi al VII Forum di Madrid (<http://europa.eu.int/comm/energy/gas/madrid>).

Per quanto riguarda i nuovi investimenti, è stata innanzitutto riconosciuta la necessità di garantire un quadro regolatorio il più possibile trasparente: nel definire i criteri tariffari per il primo periodo di regolazione, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha fissato alcuni principi anche per la regolazione tariffaria del secondo periodo, che decorre dall'1 ottobre 2005⁶⁰. L'estensione e il potenziamento della rete di trasporto prevedono inoltre che gli incrementi patrimoniali derivanti da tali investimenti vengano remunerati con una componente addizionale di ricavo a partire dall'anno termico successivo all'anno solare in cui l'investimento entra in esercizio. È stato riconosciuto un anno di libertà tariffaria per le imprese che avviano l'attività attraverso nuovi impianti. Per i nuovi gasdotti di interconnessione con l'estero, la deliberazione n. 137/02 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha stabilito la priorità di accesso e l'esenzione dalla regolazione tariffaria a favore dei soggetti che sostengono l'onere di tali investimenti, per una quota pari all'80 per cento della nuova capacità realizzata. Tale disposizione regolatoria ha anticipato quanto sancito nella legge n. 273/02 che prevede 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, in regime di accesso di cui alla direttiva 98/30/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 22 giugno 1998, una quota pari all'80 per cento delle nuove capacità realizzate, per un periodo pari a venti anni.

Il principio della deroga alla regolazione tariffaria e all'accesso dei terzi nei casi di nuovi investimenti è stato anche ripreso dalla nuova Direttiva 2003/55/CE, sia pure su una base caso per caso e qualora l'investimento soddisfi una serie di requisiti per lo sviluppo del mercato⁶¹. A livello nazionale è attualmente in discussione il disegno di legge n. 2421 "Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia" nel quale è espressamente prevista l'applicazione di tale principio di deroga.

60. È stato stabilito ad esempio che nel secondo periodo di regolazione sarà seguita la medesima modalità di determinazione del capitale investito e che almeno il 50 per cento dei recuperi di produttività ottenuti in eccesso rispetto a quelli fissati dalla regolazione *price cap* siano lasciati alle imprese.

61. I requisiti che devono essere soddisfatti per la concessione della deroga sono (si veda l'articolo 22 della Direttiva 2003/55/CE):

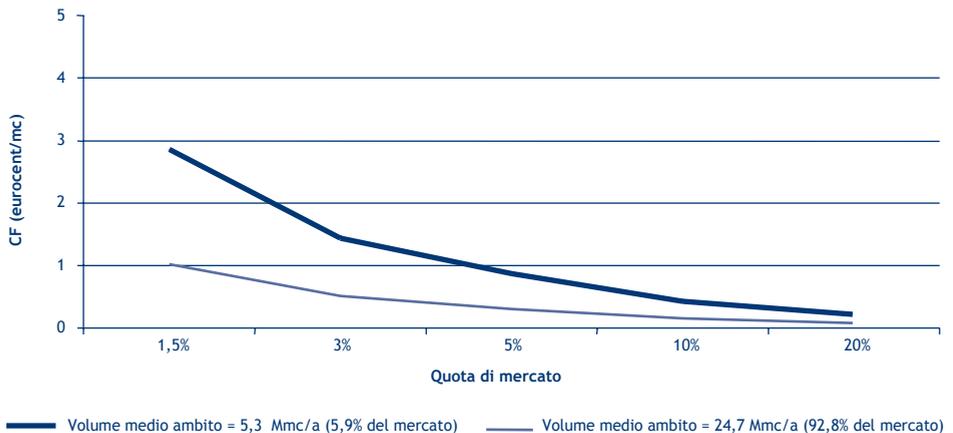
- l'investimento deve rafforzare la concorrenza nella fornitura di gas e la sicurezza negli approvvigionamenti;
- il livello del rischio connesso all'investimento è tale che l'investimento stesso non verrebbe realizzato senza deroga;
- l'infrastruttura deve essere di proprietà di una persona fisica o giuridica separata quanto meno sotto il profilo della forma giuridica dai gestori dei sistemi in cui l'infrastruttura sarà creata;
- la deroga non pregiudica la concorrenza o l'efficace funzionamento del mercato interno del gas o l'efficiente funzionamento del sistema regolato a cui l'infrastruttura è collegata;

Queste condizioni individuano un test che viene superato sicuramente nel caso di infrastrutture realizzate da nuovi entranti o soggetti attualmente in posizione minoritaria sul mercato (si pensi ai terminali di rigassificazione di Brindisi e Rovigo attualmente in gestazione), mentre pongono qualche problema - in particolar modo l'ultima- nel caso di opere progettate dall'operatore dominante.

In termini di struttura tariffaria, è soprattutto l'*articolazione del corrispettivo fisso* (calcolato a partire dal 3 per cento dei ricavi riconosciuti e legato ai costi amministrativi dei punti di riconsegna⁶² sulla rete di trasporto) ad avere accentrato particolare attenzione da parte degli operatori per i suoi possibili effetti in termini anti-concorrenziali, soprattutto in una fase iniziale di mercato nella quale i nuovi entranti possono scontare ridotte quote di mercato⁶³. Trattandosi infatti dell'unico elemento di degressività della tariffa di trasporto, esso incide in misura inversamente proporzionale al totale dei volumi serviti in corrispondenza del punto di riconsegna. In particolare, a parità di quota di mercato, l'incidenza di tale corrispettivo aumenta all'aumentare del numero di punti fisici di riconsegna che costituiscono gli ambiti su cui opera il medesimo *shipper* (tale situazione contraddistingue un nuovo entrante con pochi clienti sparsi sul territorio).

Le figure 6 e 7 mostrano l'incidenza media del corrispettivo fisso al variare della quota di mercato.

Figura 6. Incidenza del coefficiente fisso in funzione della quota di mercato (caso con 3 operatori)

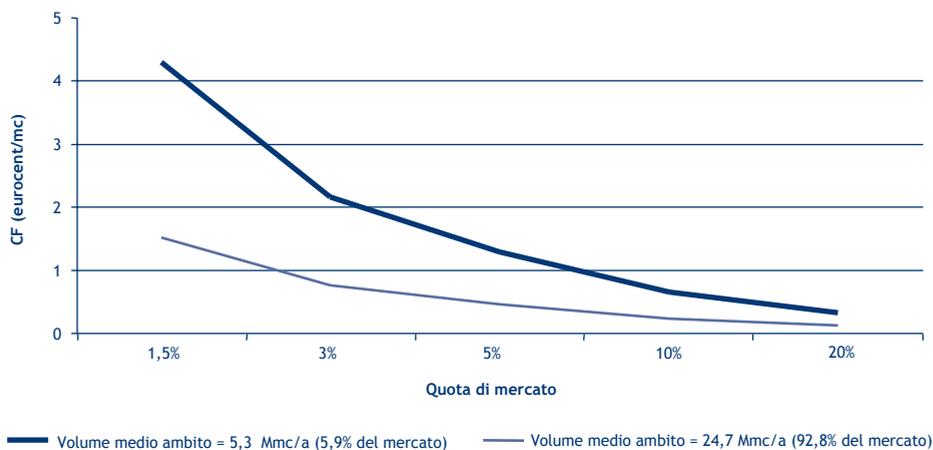


Fonte: elaborazioni AEEG su dati SRG.

62. Per punto di riconsegna si intende il punto fisico della rete nel quale avviene il passaggio di proprietà o l'affidamento in custodia del gas e la sua misurazione, o l'aggregato locale di punti fisici fra loro connessi a monte (nel caso di punti di consegna), o a valle (nel caso di punti di riconsegna), quale è il caso di impianti di distribuzione interconnessi.

63. Il corrispettivo fisso è calcolato tenendo conto delle caratteristiche del servizio reso, sulla base della tipologia degli apparati di misura del punto di riconsegna e del flusso di gas ivi trasportato. Tale corrispettivo fisso è ripartito nel punto di riconsegna sulla base del numero degli *shippers* e delle capacità conferite al medesimo punto.

Figura 7. Incidenza del coefficiente fisso in funzione della quota di mercato (caso con 2 operatori)



Fonte: elaborazioni AEEG su dati SRG.

Nel caso nuovi operatori intendano entrare in singoli ambiti territoriali, coincidenti con gli ambiti tariffari sui quali è calcolata la tariffa di distribuzione, per forniture caratterizzate da volumi molto ridotti (ad esempio inferiore al 3 per cento) l'incidenza di tale corrispettivo fisso può in qualche caso assumere valori significativi.

Tale elemento però, piuttosto che operare come una barriera assoluta all'accesso di nuovi operatori, potrebbe operare nella direzione di scoraggiare azioni di penetrazione del mercato per quote ridotte in ambiti distinti, e di conseguenza, incentivare ingressi concentrati dal punto di vista spaziale (in grado quindi di beneficiare non solo della diversa incidenza del corrispettivo fisso, ma anche di possibili ottimizzazioni dei flussi in uscita dalla rete nazionale, ad esempio per contemporaneità dei prelievi dei clienti).

Nonostante tale possibile effetto di disincentivo connesso al corrispettivo fisso, sta aumentando significativamente il numero di punti di riconsegna sulla rete (intesi come impianti di distribuzione interconnessi con la rete di trasporto) nei quali è presente più di un operatore (valore da utilizzare, almeno per certe categorie di consumo, come *proxy* del grado di pluralità dell'offerta per singolo ambito tariffario). Si è passati infatti da 502 nel mese di ottobre 2002, a 760 nel mese di febbraio 2004, con una crescita intorno al 50 per cento.

La maggior parte dei punti di riconsegna (*pool*) condivisi si caratterizza per la presenza di due *shippers* mentre i *pool* con oltre 4 *shippers* sono in quantità modesta. Si rileva che, con l'aumentare del numero degli *shippers*, diminuisce fortemente l'incidenza del corrispettivo fisso. I numeri mostrano anche come in un territorio corri-

spondente alla distribuzione di una percentuale pari a circa il 30 per cento dei volumi complessivi, siano già presenti più di un fornitore. Come si evince dalla tavola 7, si tratta soprattutto di zone del Nord del Paese. In molti casi l'entrata ha riguardato volumi inferiori al 3 per cento, rivelando come l'eventuale svantaggio in termini di componente fissa possa evidentemente essere compensato da altre voci in termini di prezzo complessivo del gas offerto.

Tavola 5. Pool condivisi

Mese	N. punti condivisi	% sul totale
Ott-03	582	9%
Nov-03	651	10%
Dic-03	662	10%
Gen-04	726	11%
Feb-04	760	11%

Fonte: elaborazioni AEEG su dati SRG.

Tavola 6. Distribuzione degli shippers presso i punti condivisi nel mese di febbraio 2004

N. shippers per punto	N. punti	%
2	557	73,4%
2-4	177	23,3%
>4	25	3,3%

Fonte: elaborazioni AEEG su dati SRG.

Tavola 7. Aggregazione geografica dei punti condivisi nel mese di febbraio 2004

Zona	% Pool condivisi
Nord	64%
Centro	27%
Sud	9%

Fonte: elaborazioni AEEG su dati SRG.

Sempre in termini di struttura tariffaria, la tariffa di trasporto, prevedendo per una quota pari al 67 per cento⁶⁴ corrispettivi relativi all'impegno di capacità, risulta strettamente legata al coefficiente di utilizzo della rete e alla distanza dalla rete nazionale. Essa inoltre prevede una

64. I corrispettivi CP_e , CP_u e CR sono calcolati a partire dal 67 per cento dei ricavi complessivi, che viene poi suddiviso in vincolo per la rete nazionale (per il calcolo dei corrispettivi del sistema *entry exit*) e vincolo per la rete regionale sulla base delle quote di *assets* rispettivamente attribuibili alla rete nazionale e alla rete regionale.

componente variabile che, calcolata a partire dal 30 per cento dei ricavi riconosciuti è dunque superiore agli effettivi costi variabili, che di norma non superano il 5 per cento.

Tale scelta appare giustificata, oltre che, come si è visto, dalla necessità di incentivare l'utilizzo efficiente della rete, dall'opportunità di tenere conto della distanza di trasporto in misura equilibrata, e principalmente dalla finalità di attenuare le penalizzazioni territoriali di cui possono soffrire le aree in cui sono minori le densità di consumo rispetto al costo dei gasdotti ed i coefficienti di utilizzazione delle capacità disponibili (articolo 23, comma 3, del decreto legislativo n. 164/00), coprendo la parte rimanente, non predominante, dei costi attraverso corrispettivi correlati alle quantità trasportate⁶⁵.

Un recente studio internazionale⁶⁶ ha messo a confronto la struttura di varie tariffe di trasporto europee, ed è emerso che le tariffe italiane risultano in media inferiori per tutte le classi e tipologie di consumo, con l'eccezione di tariffe destinate a servire clienti di grandi dimensioni, localizzati a breve distanza dalla rete nazionale.

In termini di dinamica tariffaria, dall'adozione del nuovo meccanismo tariffario nell'ottobre 2001, si è registrata una riduzione del 14 per cento delle tariffe di trasporto per l'effetto combinato di una maggiore capacità disponibile – sia per recuperi di efficienza sia per nuovi investimenti nella rete – e dell'impatto del meccanismo di correzione dei maggiori ricavi percepiti rispetto a quelli riconosciuti⁶⁷.

3.1.2 CRITERI DI ACCESSO ALLA RETE DI TRASPORTO

Le condizioni di accesso alla rete di trasporto a regime sono state definite attraverso il processo di approvazione dei codici di rete, conclusosi nei mesi di luglio e dicembre 2003 rispettivamente per SRG e Edison T&S. Inizialmente nel 2001 è stato adottato un approc-

65. L'effetto di perequazione è tanto maggiore quanto più elevata è la quota di costo attribuita al corrispettivo variabile, che, ai sensi del citato articolo 23, comma 3, deve comunque avere un ruolo secondario. Inoltre, l'attribuzione di una parte dei costi fissi di trasporto al corrispettivo variabile consente una ripartizione più equilibrata tra trasportatori ed utenti dei rischi derivanti da andamenti della domanda complessiva di gas difforni rispetto alle previsioni, per ragioni climatiche, macroeconomiche, o per motivi connessi con l'andamento dei mercati energetici, le politiche ambientali o fiscali, o con altri fattori esterni difficilmente controllabili dall'industria del settore. Una completa attribuzione dei costi fissi di trasporto ai corrispettivi di capacità esonera il trasportatore da tali rischi, lasciandoli agli utenti del sistema e ai consumatori finali.

66. Studio Nera, 2004, citato dall'Amministratore Delegato P. Caropreso di SRG nel corso dell'intervento presso il convegno AIEE svoltosi a Milano il 29 marzo 2004.

67. La dinamica delle tariffe nel periodo regolatorio (ottobre 2001-settembre 2005) è affidata ad un sistema di aggiornamento, che prevede:

- il *revenue cap* applicato ai ricavi delle imprese, considerando una produttività del 2 per cento, ai fini del calcolo annuale delle componenti relative alla capacità (CP_e , CP_u e CR);
- il *price-cap* applicato al corrispettivo CV legato all'energia trasportata (produttività pari al 4,5 per cento) e al corrispettivo fisso CF (produttività pari al 2 per cento). L'aggiornamento del *revenue cap* tiene conto di un meccanismo correttivo volto ad assicurare nel tempo il rispetto del vincolo dei ricavi prefissato.

cio graduale e flessibile rispetto agli sviluppi del mercato che ha visto la definizione di modalità transitorie per il conferimento di capacità di trasporto e per il bilanciamento⁶⁸. Le società di trasporto hanno avuto inoltre la possibilità, su basi negoziali, di definire regole diverse, purché coerenti con i principi di non discriminazione e trasparenza delle condizioni applicate.

Nel triennio 2000-2003 si è assistito ad un progressivo incremento del numero degli operatori che hanno avuto accesso al sistema di trasporto. Il numero degli *shippers* che hanno richiesto capacità di trasporto è aumentato da 4 (nell'anno 2000) a 27 (nell'anno 2002) a 32 (nell'anno 2003).

Parallelamente, è aumentata in maniera considerevole la capacità di trasporto nei punti di entrata della rete nazionale di gasdotti, per effetto sia dell'ottimizzazione del sistema sia per la realizzazione di nuovi investimenti. Nell'anno termico 2002-2003 si è riscontrato un aumento, rispetto all'anno precedente, del 9,5 per cento della disponibilità di capacità di trasporto di tipo continuo. Nell'anno termico 2003-2004 la disponibilità capacità è ulteriormente aumentata con un incremento, rispetto all'anno precedente, di circa l'1 per cento (tavola 8)⁶⁹.

Per quanto riguarda la capacità di trasporto di tipo interrompibile annuale, si è riscontrato nell'anno termico 2003-2004 un aumento del 15 per cento rispetto all'anno precedente, raggiungendo un valore complessivo di 7,5 milioni di metri cubi/giorno, corrispondente a circa il 3 per cento della capacità di trasporto di tipo continuo (tavola 9). La capacità di trasporto di tipo interrompibile, sia annuale che stagionale, complessivamente messa a disposizione nell'anno termico 2003-2004, è stata pari a 10,2 milioni di metri cubi/giorno. La capacità di trasporto interrompibile è resa disponibile nei punti nei quali vi è congestione di capacità, ed è stata fondamentale per soddisfare le richieste degli *shippers* nei punti di entrata di Tarvisio e Passo Gries nell'anno termico 2002-2003 e 2003-2004.

La capacità conferita nell'anno termico 2003-2004 è aumentata del 3,3 per cento rispetto all'anno precedente (tavola 10). Il dato relativo ai conferimenti risente tuttavia anche delle politiche commerciali degli utenti del servizio, e del grado di rischio assunto rispet-

68. Per il primo anno termico è stato adottato un criterio di allocazione *first come first served* e, per evitare accaparramenti di capacità e verificare i contratti esistenti, è stata introdotta una disposizione che impediva la prenotazione di capacità in entrata senza capacità in uscita. Dal momento che tale prescrizione non facilitava il *trading* nel sistema, è stato introdotta fin da subito la facoltà per gli *shippers* di scambiarsi capacità.

69. È opportuno osservare che non vi è sempre esatta corrispondenza tra la capacità tecnica di trasporto dell'infrastruttura estera posta "a monte", e la capacità tecnica di trasporto nei punti di ingresso della rete nazionale di gasdotti posti "a valle", e, in caso di mancata corrispondenza, la capacità disponibile in ingresso deve riferirsi al minimo dei due valori.

to a possibili utilizzi di capacità nel corso dell'anno termico superiori alle quantità conferite e pagate, che possono determinare la corresponsione di penali.

Nonostante l'incremento delle capacità sul lato italiano, l'esperienza maturata nei primi anni del processo di liberalizzazione ha evidenziato problemi di congestione nell'importazione di gas dall'estero. Tenuto conto che il sistema italiano è fortemente dipendente dalle importazioni, le congestioni conducono necessariamente ad un razionamento dell'offerta di capacità ai punti di confine, ostacolando l'approvvigionamento di gas diverso da quello dell'*incumbent*.

Tale ostacolo è in gran parte riconducibile alla necessità di potenziare la capacità delle infrastrutture di importazione, ma dipende anche dai citati problemi di informazione asimmetrica, a vantaggio di Eni, relativi alla capacità disponibile sulla base dei flussi effettivi di gas (che non coincidono necessariamente con i flussi formalmente importabili sulla base dei contratti pluriennali, caratterizzati da gradi diversi di flessibilità)⁷⁰.

Nel definire le regole di accesso al sistema, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha dovuto bilanciare esigenze contrapposte: gli operatori titolari di contratti *take or pay* che richiedevano un accesso prioritario di lungo periodo per le massime quantità contrattuali e i soggetti nuovi entranti che disponevano sostanzialmente di contratti di breve periodo. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha previsto per le regole di accesso a regime che, in caso di congestione, il conferimento della capacità nei punti di entrata interconnessi con l'estero sia attribuito prioritariamente ai contratti *take or pay* siglati prima dell'entrata in vigore della direttiva 98/30/CE per le quantità medie giornaliere, per un periodo non superiore a 5 anni⁷¹. Ciò da un lato per tutelare i diritti degli operatori con contratti conclusi sulla base del precedente quadro di riferimento, ma anche per tenere conto dell'esigenza di progressiva riduzione della durata dei contratti anche a fronte dell'ormai sostanziale realizzazione di buona parte delle infrastrutture esistenti.

È stato anche introdotto il principio *use it or lose it* in forza del quale l'impresa di trasporto rende disponibile per un servizio di tipo interrompibile la capacità non assegnata. La possibilità che venga riassegnata su base giornaliera la capacità già conferita ma non utilizzata in base ai programmi di utilizzo presentati, oltre a costituire uno strumento ulteriore di gestione della capacità rispetto al mercato secondario, consente di ottimizzare l'utilizzo della capacità di trasporto e di evitare fenomeni di accaparramento di capacità che si potrebbero originare sia a fini speculativi, sia per creare barriere strategiche all'entrata.

70. Per un maggiore dettaglio si veda il paragrafo 1.4.

71. L'ordine di priorità completo è il seguente (per le quantità medie giornaliere): *take or pay* siglati prima del 10 agosto 1998; altri contratti di lungo periodo; contratti annuali; altri contratti; allocazione *pro quota* in ciascuna delle precedenti categorie.

Tavola 8. Capacità di trasporto di tipo continuo nei punti di entrata per l'importazione M(m³)/g

Punto di interconnessione	2001-2002	2002-2003	Anni termici		Δ%
			Δ%	2003-2004	
Passo Gries	43	61,5	43,02	57,7	-6,18%
Gela	-	-	-	-	-
Mazara del Vallo	88	87	-1,14	86	-1,15
Tarvisio*	73,5	76,4	3,95	82	7,33
Gorizia	0	0,7	-	0,7	0,00%
Panigaglia	10	10	0,00	11,5	15,00
Totale	214,5	235,6	9,84	237,9	0,98

* valori massimi nell'anno termico

Fonte: SRG

Tavola 9. Capacità di trasporto di tipo interrompibile annuale nei punti di entrata per l'importazione M(m³)/g

Punto di interconnessione	Anni termici		Δ%
	2002-2003	2003-2004	
Passo Gries	4	5	25
Gela	-	-	-
Mazara del Vallo	-	-	-
Tarvisio(*)	2,5	2,5	0
Gorizia	0	0	-
Panigaglia	-	-	-
Totale	6,5	7,5	15

(*) valori massimi nell'anno termico.

Fonte: SRG.

Tavola 10. Conferimenti di capacità di tipo continuo e interrompibile nei punti di entrata per l'importazione M(m³)/g

	2001-2002	2002-2003	Δ%	2003-2004	Δ%
Passo Gries	42,24	55,21	31	59,5	7,8
Tarvisio	72,76	79,05	9	80,46	1,8
Gorizia	-	0,7	-	0,88	25,7
Mazara del Vallo	74,4	75,9	2	77,4	2,0
GNL Panigaglia	11,4	11,4	0	11,4	0,0
Totale	200,8	222,26	11	229,63	3,3

Fonte: Bilancio SRG.

3.1.3 LA CREAZIONE DI UN MERCATO REGOLATO DI SCAMBIO DI CAPACITÀ E DI GAS

L'esistenza di un meccanismo tariffario di tipo *entry exit*, unitamente al riconoscimento, in termini di regole di accesso, del diritto per gli utenti del servizio di trasporto di scambiarsi o cedere gas e capacità nel sistema, ha portato alla creazione del cosiddetto Punto di Scambio Virtuale, o *hub* virtuale all'interno della rete di trasporto⁷² (di seguito: PSV).

Il PSV è nato su iniziativa di SRG che ha dato realizzazione alle disposizioni contenute nella deliberazione n. 137/02 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, mettendo a disposizione un supporto informatico per la gestione di un mercato per scambi bilaterali tra gli *shippers* a prezzi concordati in maniera riservata e quindi non noti al PSV.

La possibilità di scambiare il gas, sebbene su base mensile, esisteva già ai punti di frontiera, con contestuale scambio di capacità; tuttavia, rappresentando il PSV un mercato per scambi di gas già presente in rete su base giornaliera, esso incentiva la crescita del numero delle transazioni e quindi il grado di liquidità rispetto alla situazione preesistente. In particolare, l'opportunità di effettuare scambi di gas in rete fornisce agli *shippers* un ulteriore strumento di flessibilità, utile a fini di bilanciamento. La posizione di SRG è di puro intermediario che offre un portale per la pubblicità delle opportunità di scambio e la notifica delle transazioni. Gli *shippers* stessi restano reciprocamente responsabili delle transazioni notificate attraverso il PSV.

Allo scopo di accrescere le potenzialità di tale *hub* a fini di bilanciamento, è stato previsto per l'anno termico 2004-2005⁷³:

un'estensione dell'intervallo di tempo nel quale si possono compiere transazioni presso il PSV e la possibilità di effettuare gli scambi e le cessioni anche durante il giorno gas, così da consentire agli *shippers* di far fronte non solo a sbilanciamenti prevedibili rispetto ai loro programmi, ma anche a sbilanciamenti imprevisti;

la possibilità di effettuare cessioni e scambi presso gli *entry points* collegati con l'estero e con il terminale di GNL anche per periodi inferiori al mese, così da riallineare tali transazioni con quelle effettuate presso il PSV, che possono appunto essere anche giornaliere. Diversamente, maggiori ed inattese opportunità di scambio di gas potrebbero trovare un vincolo nella carenza di capacità.

Il PSV dovrebbe rappresentare solo il primo di una serie di passi verso la creazione di un mercato regolamentato del gas già previsto dalla stessa deliberazione n. 137/02

72. Negli *hub* virtuali, gli scambi sono effettuati rispetto ad un unico punto virtuale della rete. In alternativa (ad esempio in USA) gli scambi possono avvenire presso punti fisici e dare origine ai cosiddetti *hub* fisici.

73. Deliberazione n. 22/04 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas. La successiva deliberazione n. 22/04 ha espressamente individuato le tappe⁷⁴ che consentiranno di creare la borsa vera e propria per il gas, destinata a centralizzare gli scambi di materia prima come già attualmente avviene nel caso di molte altre *commodities*.

In tal caso il prezzo del gas si formerebbe in un mercato concorrenziale e rifletterebe le fluttuazioni della domanda e dell'offerta, segnalando l'effettiva scarsità di gas e sganciandosi dal prezzo dei combustibili alternativi al quale è ancora oggi legato nei contratti internazionali di approvvigionamento. Il coordinamento delle transazioni dovrebbe essere affidato ad un meccanismo anonimo e trasparente che sostituirebbe definitivamente il coordinamento operato dall'integrazione verticale in seno ad un'unica impresa monopolista, caratteristico del sistema antecedente la liberalizzazione. Ciò richiederebbe il passaggio ad un vero e proprio mercato centralizzato per gli scambi di gas, organizzato intorno ad un soggetto esterno alla filiera, che funge da *Clearing House* ed è controparte degli *shippers* in qualsiasi transazione, di cui si assume direttamente la responsabilità finanziaria. In quest'ultimo tipo di mercato – paragonabile all'OCM (*On the day Commodity Market*) inglese – il prezzo delle transazioni è fissato quotidianamente dal mercato, viene quindi ufficialmente rilevato e costituisce la base per il *settlement* finanziario dei contratti.

La liquidità attuale del PSV e il breve tempo intercorso dalla sua implementazione (ottobre 2003) non sembrano però giustificare attualmente gli oneri dell'avviamento immediato di un mercato centralizzato, con incarico ad operatore esterno alla filiera. Anche lo sviluppo di una "borsa" per il bilanciamento deve essere attentamente valutato da un lato, alla luce della possibilità per Eni e gli operatori maggiori di influenzare i valori su tale mercato, fintanto che esso non raggiungerà la liquidità necessaria, dall'altro per la necessità di individuare il soggetto in grado di far fronte ai quantitativi eventualmente necessari a fini di bilanciamento.

La limitata liquidità presente attualmente presso il PSV è senza dubbio frutto dei vincoli esistenti in termini di approvvigionamento indipendente da Eni e delle ridotte quantità

74. La prima fase è costituita dalle regole fissate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas per rendere il sistema di transazioni secondarie più ampio e flessibile, consentendo che cessioni e scambi possano avvenire nello stesso giorno in cui si manifesta la necessità di acquisire o cedere partite di gas (prima ciò era possibile solo con prenotazioni sino a 24 ore prima). La seconda fase prevede l'introduzione di contratti standard che definiscano tutte le clausole generali di compravendita, rimandando alle controparti la definizione del prezzo. Tali contratti, che saranno predisposti dall'Autorità, faciliteranno gli scambi e le cessioni e forniranno maggiori garanzie agli operatori che vorranno adottarli, in particolare a quelli di minori dimensioni. La terza fase prevede la realizzazione di un mercato giornaliero del bilanciamento che permetterà agli operatori di acquistare o vendere gas e capacità di trasporto, superando il sistema di penali previsto per i superamenti della capacità effettivamente utilizzata rispetto a quella conferita, nonché per sbilanciamenti tra i quantitativi di gas immessi e quelli prelevati giornalmente. La fase finale è costituita dall'implementazione di una vera e propria borsa del gas.

che possono essere importate al di fuori dei contratti a lungo termine. Ad oggi il ricorso a forniture *spot* non riesce a garantire un'iniezione di risorse sufficiente per lo sviluppo del mercato, probabilmente possibile solo attraverso nuovi flussi di importazioni e nuovi investimenti infrastrutturali. Da questo punto di vista iniziative finalizzate alla creazione di liquidità sul mercato del gas (*gas release* da parte dell'operatore dominante, utilizzo delle quantità trasportabili attraverso il 20 per cento della capacità delle nuove infrastrutture di rigassificazione e/o di interconnessione via gasdotto) appaiono strumenti necessari all'avvio di un mercato centralizzato⁷⁵.

La tavola 11 riporta il numero delle transazioni e i volumi complessivi dei primi mesi di funzionamento del PSV. Si osserva che i volumi sono relativi alle transazioni di scambio (e non di cessioni e acquisti) e quindi sono conteggiati una sola volta. Nei primi sei mesi di funzionamento è emerso che il PSV è stato prevalentemente utilizzato come strumento *ex ante* per la risoluzione delle situazioni di sbilanciamento degli utilizzatori, anche se, a fronte di una crescita delle transazioni, i volumi rimangono tuttora limitati.

Tabella 11. Transazioni al Punto di scambio virtuale M(m³)

Mese	N. Transazioni	Volumi	% Su immesso in rete
ott-03	142	20,94	0,34
nov-03	166	21,15	0,30
dic-04	349	46,70	0,61
gen-04	297	32,02	0,42
feb-04	375	35,24	0,49
mar-04	653	44,36	0,60
Totale	1982	200,41	0,47

Fonte: elaborazione AEEG su dati SRG

3.2 Stoccaggio

Negli anni che hanno preceduto la liberalizzazione, lo stoccaggio di gas naturale in giacimento costituiva uno strumento per ottimizzare i flussi di gas nell'ambito di un sistema verticalmente integrato e con offerta monopolistica ai consumatori finali. Con la rottura dell'integrazione verticale e con l'introduzione della possibilità di concorrenza nella ven-

75. Nel precedente paragrafo 1.7 sono stati descritti i vantaggi in termini concorrenziali (riduzione degli incentivi alla segmentazione del mercato della vendita) che discenderebbero dallo sviluppo di un siffatto mercato.

dita di gas, l'accesso alle infrastrutture di stoccaggio svolge un'indispensabile funzione strategica. Esso infatti, da un lato permette ai venditori⁷⁶ di modulare l'offerta di gas, per far fronte alla rigidità del profilo delle importazioni (sebbene tale rigidità differisca da un operatore all'altro) e alla forte variabilità che caratterizza la domanda nel mercato civile; dall'altro, con lo sviluppo del mercato, assolve anche ad altre potenziali funzioni come, ad esempio, la possibilità di mantenere gas in stoccaggio a fini speculativi (*parking*).

Lo stoccaggio di gas naturale in giacimento continua anche a svolgere un ruolo di ausilio all'attività di produzione nazionale di gas (stoccaggio minerario), nonché un ruolo di garanzia di sicurezza delle forniture, tenuto conto sia dei rischi relativi a condizioni climatiche eccezionali, sia dei rischi di interruzioni delle importazioni da paesi extra-Unione europea (stoccaggio strategico).

Nel sistema vigente prima dell'entrata in vigore del decreto legislativo n. 164/00, solo il titolare di una concessione di coltivazione aveva facoltà di richiedere anche una concessione di stoccaggio: entrambe facevano capo allo stesso soggetto e non potevano essere trasferite in maniera disgiunta. Lo scenario è stato completamente ridefinito dal decreto legislativo n. 164/00, che stabilisce la separazione contabile fra l'attività di stoccaggio e l'attività di trasporto e la separazione societaria rispetto alle altre fasi della filiera (regime speciale rispetto alla norma generale di separazione societaria rispetto alle altre fasi della filiera). I titolari di concessioni di stoccaggio devono assicurare e fornire i servizi di stoccaggio minerario, strategico e di modulazione agli utenti che ne facciano richiesta, qualora tecnicamente ed economicamente realizzabili, sulla base di tariffe e regole di accesso stabilite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Nel 2001 la società Stoccaggi Gas Italia (di seguito: Stogit), nell'ambito del progetto di Eni finalizzato alla separazione societaria delle attività del settore del gas naturale, ha ricevuto in conferimento due rami di azienda di Eni e Snam (rispettivamente "Stoccaggi Gas" e "Centrali") entrambi funzionali alle attività di stoccaggio di gas naturale. Tale soluzione ha mantenuto il monopolio di fatto esistente nella fase di stoccaggio, tenuto conto che Stogit detiene oggi in Italia il 98 per cento della capacità totale. Stogit gestisce otto stoccaggi, sette dei quali sono ubicati nella Valle Padana⁷⁷ e uno nell'Italia centrale⁷⁸. Per l'anno 2003-2004 la riserva attiva complessiva, formata dal gas estraibile e reiniettabile ciclicamente (*working gas*), ammonta a circa 17 miliardi di metri cubi.

76. In capo ai quali oggi sono posti gli obblighi di modulazione ex decreto legislativo n. 164/00, articolo 18, comma 2.

77. Concessioni di Brugherio, Cortemaggiore, Minerbio Ripalta, Sergnano, Settala, Tresigallo.

78. Concessione di Fiume Treste.

La seconda impresa di stoccaggio mantiene invece ancora sotto un'unica società, Edison T&S, le fasi di trasporto e di stoccaggio. Edison T&S dispone di due stoccaggi (Cellino, in Abruzzo, e Collalto, in Veneto), con una riserva attiva attuale di circa 260 milioni di metri cubi.

3.2.1 REGOLAZIONE DELLO STOCCAGGIO ED EFFETTI SULLA CONCORRENZA

INCENTIVI ALLA OFFERTA DI NUOVI SERVIZI DI STOCCAGGIO

L'esperienza di altri mercati concorrenziali (ad esempio USA) ha mostrato come lo sviluppo del mercato favorisca l'utilizzo delle risorse di stoccaggio per offrire servizi profondamente diversi, in aggiunta a quelli tradizionalmente gestiti da un operatore verticalmente integrato (tipicamente caratterizzati dalla regolarità di una fase di iniezione estiva e di una di erogazione invernale).

Tali servizi si configurano come una vera e propria innovazione di prodotto legata alla liberalizzazione del mercato e possono svolgere un ruolo particolarmente importante per la diversificazione dell'offerta di gas, soprattutto per i nuovi entranti caratterizzati da profili di importazione più rigidi. Nel caso italiano, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha deciso di esentare dalla regolazione tariffaria l'offerta di servizi diversi dallo stoccaggio minerario, strategico e di modulazione stagionale⁷⁹, allo scopo di fornire un incentivo per lo sviluppo di servizi innovativi, e anche in considerazione del fatto che si tratta di servizi potenzialmente in concorrenza con altre fonti di flessibilità (flessibilità dell'import, ricorso a forniture interrompibili, PSV), che possono dunque costituire un limite al potere di mercato dell'impresa di stoccaggio. L'offerta di tali servizi risponde alla necessità degli utenti di disporre di una maggiore flessibilità operativa e commerciale nella gestione del gas in relazione sia agli obblighi di bilanciamento giornaliero/mensile sulla rete di trasporto, sia alle opportunità derivanti da operazioni *spot* e di arbitraggio spaziale e temporale sui prezzi del gas.

Nel corso dei primi due anni termici successivi alla liberalizzazione, l'offerta di servizi cosiddetti speciali, soprattutto da parte di Stogit è andata aumentando in misura sensibile. In particolare, sono stati offerti servizi di "modulazione aciclica", che prevedono la possibilità di iniettare o prelevare gas da stoccaggio su base continuativa nel corso dell'anno, quindi anche in controflusso rispetto alle citate fasi "stagionali" di iniezione e di prelievo dal sito di stoccaggio⁸⁰.

79. Per l'accesso a questi servizi sono comunque garantite condizioni trasparenti e non discriminatorie.

80. Gli utenti che hanno sottoscritto un contratto di modulazione aciclica sono passati da 13 nell'anno termico 2003-2003 a 18 nel 2003-2004. Nel medesimo anno termico sono stati 13 gli utenti del servizio di controflusso estivo e 14 quelli del controflusso invernale. A tali servizi si aggiungono quelli per prestazioni di punta integrativa e di *pooling* degli sbilanci.

In una prima fase di sviluppo della liberalizzazione, l'offerta di servizi non regolati deve tuttavia essere attentamente monitorata e valutata, per offrire al regolatore elementi informativi adatti ad affrontare il *trade-off* tra l'offerta di incentivi all'impresa per lo sviluppo di nuovi servizi e la necessità di vigilare su possibili comportamenti opportunistici, frutto del potere di mercato esercitabile in questa fase della filiera del gas. Il controllo societario di Stogit da parte di Eni, infatti, potrebbe indurre quest'ultima, titolare delle maggiori flessibilità alternative allo stoccaggio presenti sul mercato, a costringere i soggetti terzi a ricorrere ai servizi innovativi di stoccaggio per ottenere la flessibilità necessaria ad operare sul mercato. Tuttavia, un sempre maggiore sviluppo delle transazioni nel PSV e una sufficiente liquidità in quel punto dovrebbe porsi, sia pure in prospettiva, come alternativa concorrenziale ad alcuni servizi speciali offerti da Stogit, potenzialmente privilegiandone altri (ad esempio il *parking*).

TARIFFA UNICA E TARIFFA PER CAMPO

Tenuto conto che l'attività di stoccaggio è attualmente caratterizzata da un monopolio di fatto da parte di Stogit, le condizioni economiche e tecniche di accesso per i servizi essenziali (ad esempio la modulazione stagionale) devono essere regolamentate, al fine di assicurare l'assenza di pratiche discriminatorie e la trasparenza delle condizioni applicate.

Il decreto legislativo n. 164/00 ha stabilito l'obbligo per l'impresa di stoccaggio di gestire in modo coordinato e integrato il complesso delle capacità, al fine di garantirne l'ottimizzazione, e ha previsto che le tariffe per il servizio di stoccaggio strategico, minerario e di modulazione siano regolate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas. Sebbene tale obbligo non escluda la determinazione di tariffe per singolo campo di stoccaggio, l'adozione di una tariffa unica per il complesso dei campi appartenenti alla stessa impresa, quale quella adottata dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, appare particolarmente funzionale a tale scopo.

D'altro canto, la predisposizione di tariffe per singolo campo avrebbe avuto il pregio di evitare qualunque sussidio incrociato tra campi appartenenti alla stessa impresa, e in particolare avrebbe consentito alle nuove imprese che entrano nel settore, e che dispongono di nuovi campi, spesso più costosi rispetto alla media di quelli esistenti, di competere su un piano di maggiore parità, potendosi confrontare a livello di singolo campo anziché al complesso della capacità.

Tuttavia, allo stato attuale, sebbene siano state richieste nuove concessioni di stoccaggio, queste non sono ancora entrate nella fase operativa (si veda la tavola 12). Tenuto conto che il periodo minimo necessario alla messa in attività dei nuovi campi è di almeno due anni, è ragionevole ritenere che per tutta la durata del primo periodo regolatorio (vale a

dire fino a marzo 2005) il settore sia destinato a rimanere sostanzialmente monopolistico. Inoltre, la determinazione di tariffe per singolo campo avrebbe determinato tariffe molto diverse da campo a campo, poiché i campi di stoccaggio attivi risultano molto eterogenei, sia dal punto di vista dell'efficienza produttiva, sia a livello di costi di investimento. Come conseguenza, tutti gli utenti avrebbero richiesto l'accesso ai campi meno costosi⁸¹, e dunque si sarebbe posta la necessità di stabilire complesse e onerose regole per l'accesso e il razionamento, in una situazione in cui le possibilità di controllo da parte dell'operatore dominante rimangono elevate⁸².

PROMOZIONE DEI NUOVI INVESTIMENTI

Alla luce dell'esperienza di questi anni, è emerso che gli incentivi allo sviluppo di nuovi campi di stoccaggio possono operare non solo come leva per lo sviluppo di ulteriore capacità di modulazione stagionale⁸³, ma soprattutto come più generale impulso alla creazione di capacità per servizi nuovi e più flessibili, e non da ultimo funzionali anche allo sviluppo di un *hub* per scambi al di fuori dei contratti a lungo termine. Le notevoli capacità di stoccaggio italiane, sommate a quelle dei campi di produzione in via di esaurimento e potenzialmente convertibili in campi di stoccaggio, costituiscono una risorsa che colloca l'Italia in una posizione vantaggiosa per il futuro sviluppo di un *hub* che possa non solo aumentare la liquidità del mercato interno, ma anche fare dell'Italia un *hub* mediterraneo continentale competitivo, in concorrenza con quelli nord europei, e permettere, in alternativa alla situazione attuale, lo sviluppo di flussi bidirezionali in grado di rafforzare l'inserimento del mercato italiano del gas nel mercato europeo.

L'investimento in nuove infrastrutture di stoccaggio o in campi non a regime, vale a dire quelli gestiti a pressioni inferiori alla pressione iniziale, come è il caso dei giacimenti appartenenti ad Edison T&S, è attualmente incentivato dal sistema tariffario mediante la libertà tariffaria per quattro anni per le imprese nuove entranti o quelle già esistenti, che avviano le attività di stoccaggio in nuovi campi, o in nuovi livelli geologici di siti di stoccaggio sotter-

81. L'accesso a ciascun campo di stoccaggio, ovunque localizzato, non comporta infatti differenze in costi di trasporto tali da modificare le convenienze relative, in forza dell'esistenza di un unico punto di accesso virtuale alla rete per ogni punto di stoccaggio, nell'ambito del modello *entry exit*.

82. Queste considerazioni sono alla base del dibattito sulla possibilità di implementare meccanismi d'asta per l'assegnazione della capacità di stoccaggio. Sebbene l'asta consenta di conferire la capacità agli utenti che vi attribuiscono il valore più elevato, la configurazione del mercato dello stoccaggio è tale che il rischio di effetti indesiderati è probabile (si consideri solo a titolo di esempio l'anomalia insita nel legame proprietario tra l'*incumbent* (Eni) nonché *bidder*, e l'*auctioneer* (Stogit)).

83. Come più sopra evidenziato, il settore civile, ai quali è destinata, in misura predominante, la modulazione stagionale, è atteso crescere solo in misura limitata (si veda il paragrafo 2).

raneo esistenti. In tutti questi casi l'adeguamento del giacimento esaurito all'attività di stoccaggio richiede investimenti ed implica costi marginali crescenti e disponibilità di gas⁸⁴.

Le tariffe per i nuovi campi, o per i campi non ancora a regime, devono essere determinate per ciascun campo preso singolarmente e, nel caso l'impresa gestisca congiuntamente campi già a regime e quindi soggetti a tariffe regolate, esse devono rimanere distinte dalle tariffe calcolate per questi ultimi.

La scelta di riconoscere libertà tariffaria ai nuovi campi e ai campi non a regime, muove nella direzione sia di stimolare l'ampliamento delle capacità di stoccaggio, sia di incentivare la competizione fra *incumbent* e operatori nuovi entranti, che altrimenti, come più sopra indicato, si troverebbero a competere con l'insieme dei campi dell'*incumbent*. Tale scelta appare inoltre congruente con la possibilità di sviluppare servizi del tutto nuovi e funzionali al mercato, in concorrenza con strumenti alternativi di flessibilità dell'offerta.

Purtroppo l'auspicato sviluppo di nuove infrastrutture di stoccaggio ad oggi non si è ancora realizzato e sono ancora in corso per esse gli *iter* burocratici, ad eccezione di un solo sito per il quale l'istruttoria è stata completata e si è in attesa degli approfondimenti sulla necessità della verifica di impatto ambientale. Lo stato delle procedure di assegnazione delle concessioni relative a nuovi giacimenti, il cui *iter* non si è ancora concluso, è riportato in dettaglio, insieme alle altre istanze presentate per nuovi siti di stoccaggio, nella tavola 12, che indica anche i soggetti in concorrenza per l'assegnazione del medesimo campo.

IMPATTO DELLA STRUTTURA TARIFFARIE E DINAMICA DELLA TARIFFA

La tariffa di stoccaggio determinata dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas sulla base dei costi, prevedendo, tra gli altri⁸⁵, corrispettivi legati esclusivamente alle capacità impegnate, ha avuto l'effetto di eliminare la discriminazione di prezzo implicita nelle tariffe

84. Alle imprese che investono in nuovi campi di stoccaggio è data facoltà di chiedere all'Autorità per l'energia elettrica e il gas la determinazione delle tariffe per singolo campo, sulla base dei dati risultanti dal bilancio dell'esercizio precedente l'anno termico di applicazione della tariffa, del corrispettivo per l'attribuzione della concessione di stoccaggio e delle capacità di stoccaggio dichiarate. In alternativa, tali imprese possono fissare le proprie tariffe per tre anni a decorrere dal primo anno termico successivo alla data di entrata in funzione del campo e, in caso di campi attivi, ma non a regime, fino al termine del primo periodo regolazione. L'arco temporale stabilito per il quale possono essere determinate liberamente le tariffe, risponde all'obiettivo di dare agli operatori un riferimento certo e un orizzonte temporale sufficientemente ampio a garanzia degli investimenti effettuati.

85. La tariffa di stoccaggio di modulazione, di stoccaggio minerario e di stoccaggio strategico è costituita dalle seguenti componenti: corrispettivo unitario di spazio, corrispettivo unitario per la disponibilità di punta giornaliera, corrispettivo unitario di iniezione ed erogazione. A ciò si aggiunge un corrispettivo unitario per la messa a disposizione del gas detenuto dall'impresa di stoccaggio ai fini dello stoccaggio strategico.

Tavola 12. Istanze di concessione di stoccaggio

Denominazione istanza	Società titolare	Provincia	Stato di avanzamento
"Collecchio"	S.r.l. Geogas,S.p.A. Petrorep	PR	Sospesa
"Borgo S. Giovanni"	S.r.l. Costruzioni Condotte	LO	Rigettata
"Cornegliano"	S.c.r.l Confservizi International	LO	Accolta
"Masseria S. Angelo"	S.r.l. Costruzioni Condotte	MT	In fase di valutazione
"Serra Pizzuta"	S.r.l Geogas	MT	In fase di valutazione
"Cugno le macine"	S.c.r.l CPL Concordia	MT	In fase di valutazione
"Cugno le macine"	S.r.l Geogas	MT	In fase di valutazione
"Cugno le macine"	S.p.A Blugas	MT	Rinuncia
"Canton"	S.r.l Independent gas management	VE	In fase di valutazione
"Colle Tronco"	S.r.l Independent gas management	FR	In fase di valutazione
"Rivara"	S.r.l Independent gas management	MO-BO	In fase di valutazione
"Cotignola"	S.p.A Blugas	RA	In fase di valutazione
"Cotignola"	S.c.r.l Confservizi International	RA	In fase di valutazione
"Cotignola"	S.p.A. Edison T&S	RA	In fase di valutazione
"San Potito"	S.p.A. Edison T&S	RA	In fase di valutazione
"San Potito"	S.p.A. Blugas	RA	In fase di valutazione
"Cotignola e San Potito"	S.c.r.l. CPL Concordia e Italcogim	RA	In fase di valutazione
"Cotignola e San Potito"	S.p.A. Enel.FTL	RA	In fase di valutazione

Fonte: Map.

precedentemente praticate Stogit⁸⁶. Sebbene la nuova struttura tariffaria non sia perfettamente confrontabile con quella proposta da Stogit, si può stimare una riduzione media di circa il 40 per cento.

Nel caso particolare dello stoccaggio strategico l’Autorità per l’energia elettrica e il gas ha disposto che gli importatori possano rispettare l’obbligo di destinare a stoccaggio il 10 per cento di volume di gas importato da paesi non appartenenti all’Unione europea mediante il pagamento di un corrispettivo per la messa a disposizione del gas già presente nei giacimenti di Stogit. Quest’ultima scelta regolatoria va nella direzione di massimizzare la crescita della quota di mercato dei nuovi entranti, (che altrimenti avrebbero dovu-

86. In precedenza Stogit praticava prezzi differenziati per ciascun mese, penalizzando i clienti al termine del periodo di iniezione e al culmine del periodo di erogazione.

to destinare il 10 per cento delle proprie importazioni annue allo stoccaggio strategico), in omaggio ai principi della liberalizzazione e tenuto conto dei colli di bottiglia che ostacolano l'importazione di gas⁸⁷.

L'aggiornamento automatico delle tariffe mediante il metodo del *price-cap* sembra inoltre aver efficacemente incentivato lo sviluppo di nuova capacità nei campi esistenti. Nella tavola 13 sono riportati gli incrementi di capacità effettuati da Stogit dopo l'emanazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas n. 26/02 avvenuta il 27 febbraio 2002, grazie ad ottimizzazioni operative e nuovi investimenti che hanno consentito di aumentare la pressione dei giacimenti e dunque il volume stoccabile. Già al termine dell'anno termico 2002-2003 lo spazio offerto da Stogit per il servizio di stoccaggio di modulazione ciclica era aumentato del 12 per cento rispetto all'anno precedente. L'aumento corrispondente per l'anno termico 2003-2004 è pari a circa il 6 per cento.

3.2.2 CRITERI DI ACCESSO AL SERVIZIO DI STOCCAGGIO

Anche per il servizio di stoccaggio sono state inizialmente previste dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas modalità transitorie di accesso al servizio, in modo da permettere l'avviamento del sistema e acquisire nel contempo l'esperienza necessaria per la definizione di un codice di stoccaggio rispondente alle esigenze degli utenti e dello sviluppo del mercato. L'apertura al mercato ha evidenziato anche in questo caso problemi di congestione, e dall'anno termico 2002-2003 l'eccesso di domanda di servizi di stoccaggio da parte degli utenti ha richiesto un intervento di razionamento da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per far fronte alle carenze nell'offerta di stoccaggio di modulazione. Tale intervento è stato effettuato sulla base delle priorità di accesso riconosciute ai sensi del decreto legislativo n. 164/00⁸⁸.

L'Italia, rispetto ad altri paesi europei, dispone di giacimenti di stoccaggio caratterizzati da più ampie dimensioni e da costi di gestione decisamente inferiori. Tuttavia, le norme riguardanti la sicurezza delle forniture destinano quote molto ampie della capacità sia

87. Sulla criticità in termini concorrenziali della disposizione del decreto legislativo n. 164/00 relativa all'obbligo di destinare a stoccaggio un ammontare pari al 10 per cento delle importazioni da paesi extra Unione europea si veda anche la segnalazione dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato n. AS217 "Autorizzazione all'importazione di gas naturale dai paesi non appartenenti all'Unione europea" in Bollettino n. 28/2001.

88. L'accesso viene garantito secondo il seguente ordine di priorità a: 1) titolari di concessioni di coltivazione che richiedono una prestazione di stoccaggio minerario e importatori da Stati non appartenenti all'Unione europea per l'assolvimento degli obblighi di stoccaggio strategico; 2) imprese di trasporto, limitatamente al loro fabbisogno per la modulazione oraria e per il bilanciamento operativo; 3) imprese del gas per il fabbisogno di modulazione per un "inverno medio"; 4) imprese del gas per il fabbisogno di modulazione per un "inverno rigido"; 5) altri.

allo stoccaggio strategico, sia alla garanzia di fornitura di punte massime di erogazione giornaliera compatibili con condizioni climatiche che si verificano con probabilità molto bassa (“inverno rigido con possibilità di accadimento 1 su 20”).

La tavola 13 mostra come l’attuale ripartizione del gas stoccato da Stogit preveda una destinazione a fini di sicurezza e salvaguardia delle forniture (strategico e *pseudo working gas*) di circa 9,7 miliardi di metri cubi, pari al 56 per cento della capacità potenzialmente usufruibile, almeno in parte, per modulazione (*working gas*) destinata al mercato⁸⁹. Tale ammontare di spazio destinato ad ospitare gas per lo stoccaggio strategico e *pseudo working gas* (che non sembra avere pari in altre esperienze internazionali) resta immobilizzato al fine di garantire il soddisfacimento di richieste di punta eccezionali⁹⁰. È tuttavia necessario inquadrare le ragioni di questa scelta considerando il costo opportunità di questa considerevole riduzione dello spazio per stoccaggio di modulazione stagionale (attualmente razionato) a fronte di un beneficio sociale la cui valutazione non è affatto scontata. In altre parole pare opportuna un’attenta definizione del grado di rischio sostenibile dalla collettività e del relativo costo di copertura, in termini di risorse potenzialmente destinabili in parte al mercato ma attualmente accantonate a fini di sicurezza⁹¹.

Tavola 13. Capacità di Stogit nell’anno termico 2003/2004 in G(m³)

<i>Working gas</i>	17,2	Modulazione ciclica	7,5	Gas degli utenti del servizio	7,5		
		Stoccaggio strategico	5,1			Gas di Stogit	19,1
		Pseudo working gas	4,6				
<i>Cushion gas</i>	9,4		9,4				
Totale	26,6		26,6		26,6		

Fonte: Stogit.

89. *Pseudo working gas* è il quantitativo di gas necessario al sito di stoccaggio per garantire una determinata capacità di erogazione in situazione particolarmente eccezionali (deliberazione n. 26/02 dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas). *Working gas* è il quantitativo di gas presente nei giacimenti in fase di stoccaggio che può essere messo a disposizione e reintegrato, per essere utilizzato ai fini dello stoccaggio minerario, di modulazione e strategico, compresa la parte di gas producibile, ma in tempi più lunghi rispetto a quelli necessari al mercato, ma che risulta essenziale per assicurare le prestazioni di punta che possono essere richieste dalla variabilità della domanda in termini giornalieri ed orari (decreto legislativo n. 164/00). Il *cushion gas*, invece, è gas che deve necessariamente rimanere nel sito di stoccaggio per consentire l’operatività dello stesso.

90. Tali cioè da verificarsi in condizioni climatiche non frequenti per la rigidità delle temperature.

91. Diversi scenari sono ipotizzabili: la collettività si assume il rischio della indisponibilità della punta in caso di accadimento dell’inverno rigido con probabilità 1 su 20; la collettività si assume l’onere di un prezzo maggiore del gas, in grado di sostenere l’immobilizzo di tali risorse espressamente destinate a tale scopo; viene rilasciata la valutazione di rischio concomitante tra inverno freddo con probabilità di accadimento 1 su 20 e interruzione della fornitura.

Tavola 14. Evoluzione della capacità per il servizio di stoccaggio di modulazione ciclica e minerario offerto da Stogit
Dati in G(m³), G(m³)/g

	spazio	punta totale
21-mar-02	6,3	0,241
17-lug-02	6,5	0,241
27-ago-02	6,9	0,241
13-set-02	7,1	0,241
3-mar-03	7,1	0,241
15-lug-03	7,1	0,254
17-mar-04	7,5	0,275

Fonte: Stogit.

Nell'anno termico 2002-2003 il monte richieste è stato soddisfatto solo per il 72 per cento del totale. Se inoltre si considerano le quattro maggiori imprese in termini di spazio di stoccaggio conferito ⁹², queste ultime hanno ottenuto un ammontare di spazio pari a circa il 97 per cento dello spazio totale disponibile per il servizio di modulazione ciclica (per le prime tre imprese la percentuale è il 90 per cento). Le medesime società hanno visto soddisfare le proprie richieste con una percentuale media del 76 per cento⁹³. Lo spazio assegnato alle rimanenti società è stato pari al 3 del totale disponibile, ma le relative richieste di stoccaggio sono state soddisfatte in media solo al 58 per cento.

Per l'anno termico 2003-2004 le quattro maggiori imprese in termini di spazio di stoccaggio conferito (Eni, Enel, Plurigas ed Edison) hanno ottenuto un ammontare di spazio pari a circa il 94 per cento dello spazio totale disponibile per il servizio di modulazione ciclica (per le prime tre imprese la percentuale si riduce al 84 per cento). Lo spazio assegnato alle rimanenti società è stato pari al 6 per cento del totale disponibile⁹⁴.

La concentrazione tra le quattro maggiori imprese dei conferimenti di spazio per il servizio di stoccaggio di modulazione ciclica è di per sé un indicatore parziale, in quanto risente delle modalità attraverso le quali i conferimenti vengono effettuati, e cioè in base al prelievo dei clienti con consumi inferiori o pari a 200.000 metri cubi/anno, riforniti dall'utente del servizio di stoccaggio. Tuttavia dai dati presentati, completati dalla per-

92. Tutti i dati sono calcolati escludendo le richieste e lo spazio conferito a Snam Rete Gas.

93. Tutte le medie delle percentuali di soddisfacimento delle richieste sono ponderate secondo i conferimenti ottenuti.

94. La capacità disponibile negli anni termici 2002-2003 e 2003-2004 è mantenuta invariata ai fini del calcolo delle percentuali riportate nel testo, in quanto il confronto è effettuato al termine di ciascun anno termico. Tale criterio è stato prudenzialmente adottato per tenere conto degli incrementi di capacità operati da Stogit durante il primo anno di regolazione. È evidente che l'eccesso di domanda sarebbe ben più rilevante se il calcolo tenesse conto dei volumi disponibili a marzo 2002.

centuale di soddisfacimento delle richieste di stoccaggio, si evince come solo la domanda delle imprese che si aggiudicano la quasi totalità dello spazio conferito ecceda le disponibilità.

Alla luce di queste considerazioni, e per evitare che la perdurante situazione di eccesso di domanda di servizi di modulazione ciclica, nonché la concentrazione dell'assegnazione della capacità di stoccaggio di modulazione ciclica, impedissero l'ingresso di nuovi operatori nelle fasi a valle della filiera del gas, sono state introdotte procedure per facilitare lo scambio di detta capacità in caso di perdita/acquisizione di quote di mercato da parte di uno *shipper*. Le cosiddette procedure di "subentro"⁹⁵ consentono di definire quanta capacità di stoccaggio è necessaria per fornire la modulazione prevista dal decreto legislativo n. 164/00 ai clienti che hanno cambiato fornitore e stabiliscono che tale capacità passi automaticamente al nuovo fornitore.

È stata inoltre introdotta la possibilità di un mercato secondario delle capacità e del gas in stoccaggio, che però ha avuto finora uno sviluppo modesto. A giustificazione di tale esito vi sono diverse cause: raramente gli utenti sono disposti a cedere volontariamente parte della capacità ottenuta⁹⁶; e tali scambi sono spesso in competizione con i citati "servizi speciali".

3.3 Terminale di rigassificazione di GNL

All'entrata in vigore del decreto legislativo n. 164/00, il servizio di rigassificazione nel solo terminale esistente nel nostro Paese, localizzato a Panigaglia (La Spezia), era svolto in forma integrata con l'attività di trasporto e vendita. A quella data il terminale era utilizzato, in via esclusiva, da Eni, sia per il proprio gas dall'Algeria, che per il gas di Enel dalla Nigeria (si veda il par.1.3).

Come già ricordato più sopra, il decreto legislativo n. 164/00 ha imposto la separazione societaria dell'attività di trasporto da tutte le altre attività del settore ad eccezione dello stoccaggio. Oltre all'attività di trasporto e dispacciamento, SRG ha pertanto ricevuto in conferimento dalla Snam l'attività di rigassificazione. Nel novembre dell'anno 2001

95. Il termine subentro indica il cambio dallo *shipper* A (subentrato) allo *shipper* B (subentrante) della fornitura di un determinato cliente.

96. Anche nel caso un utente abbia capacità inutilizzata, non può infatti escludersi la possibilità che l'operatore valuti la convenienza a differire nel tempo l'erogazione, considerando lo stoccaggio come una sorta di "assicurazione" per eventuali bisogni/opportunità future.

SRG ha trasferito le attività di rigassificazione ad una società separata, GNL Italia, mantenendone il controllo al 100 per cento.

La deliberazione n. 120/01 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, ha definito delle condizioni transitorie di accesso ed erogazione del servizio di rigassificazione, stabilendo in particolare una procedura di conferimento annuale⁹⁷ della capacità su base continua e l'obbligo di offrire la capacità disponibile. È riconosciuta altresì la facoltà alle parti di definire condizioni contrattuali in deroga a quelle previste nella medesima delibera n. 120/01 nel rispetto dell'esigenza di garantire la libertà di accesso a parità di condizioni e la trasparenza del servizio e in conformità al principio dell'annualità dei conferimenti. Tali condizioni in deroga devono essere approvate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

A partire dal 2001, alcuni operatori diversi da Eni hanno fatto richiesta e ottenuto servizi di rigassificazione su base *spot*⁹⁸. Negli anni 2001 e 2002 il volume annuo di GNL rigassificato su base *spot* nel terminale di Panigaglia è stato pari a circa il 10 per cento del volume rigassificato totale (tavola 15). Nel 2002 il numero di scariche di GNL avvenute in base a contratti di lungo periodo è aumentato invece del 18 per cento circa, per volumi complessivi pari a 21,5 milioni di GJ.

Tavola 15. Approdi per la rigassificazione di GNL e quantità rigassificate

	2001-2002		2002-2003	
	N. Approdi	Quantità Scaricate (GJ)	N. Approdi	Quantità Scaricate (GJ)
Contratti di lungo periodo	101	131.536.454	96	109.478.323
Contratti spot	12	8.996.928	29	21.554.317
TOTALE	113	140.533.382	125	131.032.640

Fonte: elaborazioni AEEG.

97. I criteri per la determinazione della tariffa per il servizio di rigassificazione di GNL e le condizioni transitorie di accesso sono state introdotte con la deliberazione n. 120/01 in concomitanza, e in analogia, con le regole per il servizio di trasporto del gas. La tariffa per il servizio di rigassificazione, calcolata a partire da un vincolo dei ricavi determinato sulla base dei dati di bilancio dell'impresa, è costituita da tre corrispettivi: un corrispettivo di impegno associato ai quantitativi di GNL scaricato, un corrispettivo associato agli approdi contrattuali e un corrispettivo variabile per l'energia associata ai volumi rigassificati.

98. Fino a questo momento, Eni è inoltre l'unico soggetto ad avere avuto il conferimento di capacità di rigassificazione di tipo continuo. Proprio per quanto riguarda il servizio su base continua, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha di recente avviato un'istruttoria formale nei confronti della società GNL Italia a seguito del rifiuto di accesso opposto nei confronti della società Gas Natural Vendita Italia, il cui esito è atteso a breve.

In considerazione del ruolo cruciale svolto dalle nuove infrastrutture di importazione e in particolar modo dai terminali di rigassificazione di GNL, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha adottato una regolazione incentivante ⁹⁹ per i nuovi investimenti riconoscendo, in primo luogo proprio ai terminali di rigassificazione, l'accesso prioritario e l'esenzione tariffaria per l'80 per cento della nuova capacità realizzata (successivamente esteso anche ai gasdotti di importazione).

I terminali di rigassificazione di GNL consentono di attivare nuove fonti di approvvigionamento e l'ingresso di nuovi operatori in un'ottica concorrenziale. Si tratta, in particolare modo, di imprese operanti nel settore dell'energia elettrica in grado di sostenere l'onere degli investimenti nella filiera del gas. Questo tipo di convergenza tra le imprese del settore elettrico e del gas svolge un ruolo positivo (si veda il paragrafo 4). In particolare, come evidenziato più sopra, assicurando la costruzione del terminale sulla base dell'80 per cento delle capacità riservate, consente di destinare il 20 per cento ad un mercato *spot* e a forniture da destinare ad una maggiore liquidità del PSV. Ciò, naturalmente, nell'ipotesi di un mercato GNL sufficientemente sviluppato ed in grado di assicurare la disponibilità di navi anche al di fuori del canale tradizionale del contratto *take or pay*, o come esito delle ottimizzazioni nei progetti esistenti. Un segnale positivo in tal senso potrebbe venire dai diversi progetti di sviluppo di nuovi terminali in Europa (ad esempio Gran Bretagna, Spagna) e più in generale dalla progressiva convergenza tra i tre mercati finora separati del GNL (Unione europea, USA e Asia).

Il rispetto di almeno una delle condizioni (forniture su base *spot* al di fuori dei vincoli di *take or pay* o destinazione delle quantità al PSV al di fuori di una logica di mera segmentazione di mercato) appare necessario per assicurare condizioni favorevoli ad un assetto maggiormente competitivo nel nostro Paese.

99. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas, anticipando il dettato della legge n. 273/02 successivamente mutuato, con alcuni distinguo, anche dalla nuova direttiva europea 2003/55/CE (si veda il paragrafo 3.1.1), ha introdotto la priorità di accesso e l'esenzione dalla regolazione tariffaria ai soggetti che sostengono l'onere dell'investimento in nuovi terminali di rigassificazione per l'80 per cento della nuova capacità realizzata e per un periodo di vent'anni. L'Autorità ha inoltre riconosciuto un più alto tasso di remunerazione per i nuovi investimenti e tariffe libere per un anno per le società che avviano l'attività di rigassificazione.

3.4 Distribuzione

3.4.1 EVOLUZIONE DELLA STRUTTURA ORGANIZZATIVA

Alla data di entrata in vigore del decreto legislativo n. 164/00, il segmento della distribuzione era caratterizzato da una molteplicità di soggetti (oltre 700 imprese) che evidenziavano notevoli differenze dal punto di vista organizzativo e dimensionale. In termini di natura giuridica, alla vigilia del 2000, si registrava la prevalenza di imprese private (42 per cento) e di gestioni in economia (40 per cento), mentre le imprese pubbliche locali ricoprivano un ruolo trascurabile (18 per cento). A fronte della notevole frammentazione del settore, alcuni gruppi rilevanti erano già presenti sul territorio italiano: i principali operatori erano Italgas, presente in tutta Italia, Camuzzi Gazometri presente in Piemonte, Lombardia, Veneto, Abruzzo e Puglia, Enel presente in Piemonte, Lombardia ed Emilia Romagna ed Edison, presente nel Nord-Est, Emilia Romagna e Lazio. Le prime cinque imprese servivano il 50 per cento del mercato¹⁰⁰.

Tali imprese svolgevano congiuntamente l'attività di vendita al dettaglio, sulla base di un modello integrato destinato ad essere rimosso secondo il dettato del decreto legislativo n. 164/00 entro l'1 gennaio 2002 (1 gennaio 2003 per le imprese con meno di 100.000 clienti finali).

Nel corso del periodo 2000-2004, e soprattutto in concomitanza con gli adempimenti richiesti per la separazione societaria, il segmento della distribuzione ha registrato una significativa riduzione del numero di imprese, oggi pari a circa 550 unità. La riduzione è il risultato di accorpamenti e fusioni da parte delle ex-municipalizzate, acquisizioni tra le imprese private e incorporazioni a seguito delle gare indette da parte degli enti locali, come previsto dal decreto legislativo n. 164/00, per l'affidamento del servizio di distribuzione.

La ricerca di economie di scala per questo segmento sembra aver spinto solo in minima parte verso la concentrazione, lasciando quindi ancora significativi spazi per recuperi di efficienza e maggiore competitività delle imprese, particolarmente per quelle di minori dimensioni. Tale processo di concentrazione è avvenuto sostanzialmente per effetto delle logiche di aggregazione parallelamente in atto nella fase della vendita di gas, anche se, significativamente, non sempre ad una aggregazione delle attività di vendita si è accompagnata l'aggregazione delle attività di distribuzione.

100. Circa 7,7 milioni di clienti su 15,4.

3.4.2 L'IMPATTO DELLA REGOLAZIONE NELLA DISTRIBUZIONE DI GAS

In considerazione dell'assetto del settore della distribuzione, alla luce della possibilità di comparare la *performance* di molte imprese, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha fissato nel 2000 un regime tariffario sulla base di costi parametrici, in funzione del numero degli utenti, della lunghezza delle reti, del volume distribuito e della popolazione relativa a ciascuna località servita. Tale metodologia era finalizzata ad incentivare l'efficienza produttiva, il riallineamento delle tariffe ai costi e un loro riequilibrio rispetto a quelle precedentemente in vigore, notevolmente differenziate in base alle specificità dei singoli distributori.

La variabilità delle tariffe per metro cubo servito, nel rispetto del principio dell'aderenza ai costi, è rimasta tuttavia particolarmente elevata, se si considera che ad oggi vi sono, sul territorio nazionale, circa 2.150 ambiti tariffari del gas naturale, ciascuno con tariffe articolate fino ad un massimo di 7 scaglioni. Tale variabilità risulta solo in minima parte attenuata dal meccanismo previsto per la compensazione dei costi elevati della distribuzione, gestito dalla Cassa conguaglio.

A seguito del ricorso alla giustizia amministrativa da parte di alcune imprese e della conseguente decisione del Tribunale amministrativo regionale della Lombardia, che ha in parte accolto i motivi del ricorso, l'Autorità ha introdotto, per le imprese che dispongono di bilanci certificati, una metodologia alternativa di calcolo del capitale investito, a partire dai dati di bilancio. Tale scelta ha implicato l'abbandono del criterio dell'efficienza produttiva per le imprese maggiori che dispongono di bilanci certificati, determinando una distorsione dal modello originario.

In particolare, il lungo contenzioso ha determinato il perdurare di incertezze sui valori definitivi delle tariffe per il servizio di distribuzione di un limitato numero di imprese (significative però in termini di clienti serviti): l'impossibilità di definire il vero costo dell'accesso può pertanto aver rappresentato una potenziale barriera all'ingresso a svantaggio dei nuovi entranti.

Sempre a fini concorrenziali, assume particolare importanza che sia assicurato un livello di ricavi riconosciuti aderenti ai costi efficienti. Ciò in quanto un costo dell'accesso troppo alto potrebbe costituire un disincentivo all'entrata di molti venditori attivi solo nella fase della vendita e dunque un vantaggio a livello del gruppo societario nel quale sono presenti sia la distribuzione che la vendita. Infatti, solo la società di vendita separata dalla distribuzione può accettare margini inferiori, a fronte di margini superiori nella distribuzione. A partire da luglio 2004, la verifica dell'aderenza dei ricavi riconosciuti ai costi, funzionale al riconoscimento dei ricavi per il secondo periodo di regolazione della tariffa di distribuzione, potrà beneficiare della disponibilità di dati in esito

alle disposizioni assunte con la direttiva in materia di separazione contabile (deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas n. 311/01), nonché di un *benchmark* dei costi a livello internazionale. È infatti cresciuto il numero dei paesi che stanno affrontando la valutazione dei costi di questa fase a fini regolatori (ad esempio Francia, Irlanda e Olanda).

Per quanto riguarda i criteri a garanzia del libero accesso al servizio di distribuzione del gas, che ai sensi del decreto legislativo n. 164/00 sono definiti dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, vigono attualmente regole transitorie e sta per essere completato l'iter per la loro definizione, alla quale farà seguito la predisposizione dei codici di rete da parte delle imprese di distribuzione. Ciò consentirà di facilitare l'entrata di nuovi operatori in questo segmento, attraverso la definizione di regole certe e uniformi, garantendo un ulteriore presupposto per una maggiore concorrenza.

4. Configurazione della fase di vendita del gas naturale a seguito del processo di liberalizzazione

4.1 Il processo di riconfigurazione dell'offerta di gas

Nel periodo antecedente l'attuazione della direttiva 98/30/CE, e nell'ambito delle società che svolgevano in forma integrata sia l'attività di distribuzione sia l'attività di vendita alla clientela finale, ciascuna di queste imprese era monopolista locale nei circa 5.700 ambiti comunali dotati di una rete di distribuzione di gas naturale, con un numero di utenti allacciati alla reti oscillanti tra un minimo di 200 ed un massimo di un milione. Il risultato di questa struttura estremamente frastagliata è stato un sistema di vendita al dettaglio caratterizzato da una presenza assolutamente maggioritaria di imprese a base comunale. Le gestioni dirette comunali erano poco più di 300, le società private erano circa 300 (di cui assai poche di dimensione nazionale) e le aziende pubbliche e le società per azioni a maggioranza pubblica locale erano circa 150.

Tra la fine del 2000 e il 2003 si è innescato un processo di ricerca di accordi, alleanze, aggregazioni ed acquisizioni che hanno interessato, in particolare, un numero elevato di ex municipalizzate. Si è assistito pertanto ad un intenso processo di concentrazione industriale nella fase a valle della vendita di gas naturale che ha avuto come esito la riduzione progressiva del numero di operatori presenti nel mercato della vendita di gas.

In un settore caratterizzato da una forte concentrazione nei segmenti a monte e da una contemporanea molteplicità di gestioni nelle attività a valle, l'elemento comune, presente in tutte le diverse forme di aggregazione, sembra essere la ricerca di una massa critica

più elevata nel proprio mercato di sbocco e il corrispondente rafforzamento del potere contrattuale nel mercato dell'approvvigionamento.

I principali *drivers* di tale processo di ristrutturazione dell'offerta di gas attraverso crescita esterna sono individuabili nelle stesse normative di liberalizzazione, ed in particolare in quelle relative alla totale apertura della domanda entro l'1 gennaio 2003 ed alla separazione societaria delle fasi di distribuzione e di vendita (articoli 21 e 22 del decreto legislativo n. 164/00).

Nel solo 2003, il settore del gas ha visto la nascita di 44 nuovi accordi, di cui 30 con il coinvolgimento di almeno una impresa locale di pubblici servizi¹⁰¹. Alla fine del 2003 il numero degli accordi attivi nel settore del gas era pari a 110. Nell'indagine si è proceduto ad esaminare tale processo di "crescita esterna" anche utilizzando i dati contenuti nella banca dati dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato sulle operazioni di concentrazione (o di costituzione di *joint ventures*) comunicate ai sensi dell'articolo 16 della legge n. 287/90 nel periodo 2000-2003¹⁰².

I fenomeni di aggregazione nel comparto dei servizi pubblici locali possono essere distinti in tre tipologie principali di accordo:

- ◆ aggregazioni dominate dalle *utilities* locali,
- ◆ aggregazioni dominate dalle *utilities* nazionali,
- ◆ aggregazioni dominate dalle *utilities* internazionali.

Con riferimento al primo tipo di accordi, relativi all'aggregazione tra *utilities* locali finalizzata alla costituzione di una *multi-utility* su scala (pluri) regionale, il caso più importante è rappresentato dalla nascita del gruppo Hera, frutto dall'aggregazione di 12 aziende di servizi pubblici locali operanti nelle province di Bologna, Forlì-Cesena, Rimini e Ravenna (è prevista entro il 2004 l'integrazione nel gruppo dell'Agea di Ferrara).

101. Si veda il Rapporto 2004 "Alleanze e strategie delle utilities: dalla dimensione locale a quella europea" a cura di Agici Finanza d'impresa.

102. Le operazioni contenute nella banca dati sono solamente quelle di una certa dimensione, che hanno dunque superato la soglia di fatturato prevista dalla legge n. 287/90 (aggiornate annualmente per tener conto dell'inflazione). L'analisi, inoltre, non prende in considerazione i fenomeni di crescita interna, e cioè, da un lato, gli eventuali nuovi ingressi o gli incrementi di vendite nel settore "all'ingrosso" (vendite di gas a società di vendita, distributori ed utilizzatori finali industriali e termoelettriche da parte di società attive nell'approvvigionamento) e, dall'altro, gli aumenti di vendite "al dettaglio" di operatori già presenti. Un ulteriore fenomeno che non è misurabile dai dati citati è quello relativo alla costituzione di imprese comuni di tipo cooperativo (dunque non aventi natura di concentrazione ai fini della legge n. 287/90) il cui oggetto sociale sia la vendita di gas naturale da parte di *pool* di distributori consorziati. Infine, in qualche caso sono state analizzate anche operazioni di dimensione comunitaria che sono state valutate, ai fini di verifica della loro compatibilità con le norme di concorrenza, dalla Commissione europea.

Il modello organizzativo adottato in questo caso è quello della *holding* finanziaria: la capogruppo, partecipata dagli enti locali, detiene a sua volta partecipazioni nelle 5 società operative che mantengono una forte autonomia nel proprio bacino territoriale. Le funzioni di ordine strategico e le attività da cui è possibile ricavare economie di scala vengono svolte dalla capogruppo.

Nell'attività di distribuzione e vendita del gas ai clienti finali Hera ha venduto circa 1,6 miliardi di metri cubi di gas nell'anno 2002 (dati di bilancio). I clienti sono circa 700.000. Nonostante uno degli obiettivi della capogruppo sia proprio la diversificazione delle fonti di approvvigionamento della materia prima, in base ai contratti stipulati per il periodo ottobre 2002-settembre 2003, l'85 per cento dei fabbisogni delle società confluite nel gruppo è stato coperto da Eni e, per la quota rimanente, da E-Noi e Plurigas. Nel settembre del 2003 Hera ha siglato un accordo con la società tedesca VNG che fornirà una quantità di gas pari a circa 175 milioni di metri cubi, corrispondenti indicativamente al 12 per cento dei fabbisogni annui.

Altre iniziative, messe in campo da società a partecipazione pubblica locale, principalmente finalizzate all'indipendenza nell'approvvigionamento, sono la costituzione delle società Plurigas da parte di AEM Milano, ASM Brescia e AMGA Genova e Blugas da parte di TEA Mantova, ASM Cremona, ASM Pavia e ASTEM Lodi. Sono in discussione, infine, una serie di aggregazioni di grande rilievo tra imprese municipalizzate, che interesseranno sia i mercati del gas sia quelli dell'energia elettrica: ad esempio quella tra AEM Torino e AMGA Genova, o quella più volte annunciata tra la ex municipalizzata di Modena, Meta, e AGAC Reggio Emilia, AMPS Parma e TESA Piacenza per la creazione di un polo nell'Emilia occidentale.

Con riferimento alla seconda categoria di operazioni, quelle poste in atto dai grandi operatori nazionali, è possibile distinguere tra quelle attuate da Eni, da Enel e Edison.

Le principali operazioni di concentrazione che hanno riguardato il gruppo Eni nel settore del gas nel periodo 2000-2003 si riferiscono ad operazioni di riassetto interno¹⁰³. Italgas, con l'eccezione dell'acquisizione di un paio di piccoli distributori locali avvenute tra il 1999 ed il 2000 e della costituzione di due imprese comuni, con le municipalizzate del comune di Napoli ARIN e del comune di Pisa AGES, ha acquistato il controllo esclusivo dei rami d'azienda relativi alla vendita di gas della Fiorentina GAS, e delle società Metano Borgomanero, Metano Sant'Angelo Lodigiano e Metano Casalpusterlengo ("Metanine"), di cui già deteneva il controllo congiunto.

103. Il motivo per cui Eni non ha fatto registrare operazioni di crescita esterna di rilievo nel periodo 1999-2003 è da rinvenire nel vincolo alla crescita, sia esterna sia interna, rappresentato dai tetti antitrust sul gas venduto ai clienti finali introdotti dall'articolo 19 del decreto legislativo n. 164/00.

La più importante operazione di riassetto interno operato da Eni è stata l'offerta pubblica di acquisto (OPA) delle residue azioni di Italgas non ancora detenute, avvenuta nei primi mesi del 2003. L'OPA Italgas pare rispondere all'esigenza di focalizzare ancora di più l'attività nella fase commerciale e rientra nel più vasto disegno di abbandono dello schema *holding* capogruppo e società operative (chiaramente individuato dal processo di progressiva integrazione in seno ad Eni di Agip, Snam ed Agip Petroli), nella direzione della creazione di un gruppo "*oil and gas*" integrato.

La modifica strutturale dell'offerta di gas di maggiore rilievo avvenuta nel periodo 2000-2003 è senza dubbio rappresentata dall'ingresso di Enel nelle fasi della distribuzione e della vendita di gas. La particolarità nella strategia di Enel è stata quella di aver scelto un ingresso di tipo "industriale" nel settore della vendita di gas, cioè tramite l'acquisto sia delle reti di distribuzione secondaria sia dei contratti di vendita (quando la normativa di liberalizzazione, in particolare quella relativa alla separazione societaria tra distribuzione e vendita, avrebbe consentito anche ingressi "leggeri" solamente tramite l'acquisizione dei contratti di vendita). Se, da una parte, tale modalità di ingresso può consentire un rafforzamento competitivo ed elevate economie di scala, dall'altra essa richiede un notevole sforzo di integrazione sia delle attività di rete sia delle attività di vendita.

Enel, nel periodo 2000-2003, ha messo a segno una quarantina di acquisizioni aventi per oggetto le attività di distribuzione e vendita del gas. Le prime sono poi confluite nella società Enel Distribuzione Gas, mentre per le seconde è stata costituita la società Enel Gas. L'operazione più rilevante è stata conclusa nel maggio 2002 con l'acquisizione di Camuzzi Gazometri che ha consentito al gruppo di raggiungere una quota nelle vendite pari all'11 per cento del mercato e di aumentare il numero di clienti a circa 1.850.000. Con riferimento alla copertura territoriale l'area di influenza di Enel si estende a tutto il Nord e alle regioni centrali.

Edison, il terzo operatore nazionale dopo Eni e Enel, ha avviato a partire dal 1999 una serie di accordi con le imprese locali di servizi pubblici nelle regioni Friuli Venezia Giulia, Toscana, Marche e Emilia Romagna. Nell'estate del 2000 è nata Estgas, società partecipata da Edison (22 per cento) e dalle tre aziende di servizi pubblici a rete di Udine, Trieste e Gorizia, rispettivamente Amga (34 per cento), Acegas (34 per cento) e Iris (ex AMG 10 per cento). Estgas serve sia clienti locali sia grandi clienti industriali allacciati alla rete di trasporto: i volumi venduti nel 2002 sono stati maggiori di 500 milioni di metri cubi.

In Toscana, Edison è presente con una partecipazione del 33 per cento nella società Eta3, costituita ad Arezzo nell'autunno 2001 con il contributo di due aziende del territorio: Coingas (57 per cento) e Gestioni Valdichiana (10 per cento). Nel 2003 la società ha venduto circa 350 milioni di metri cubi di gas sul mercato finale.

Nel 2001 è nata anche la società Prometeo per iniziativa di Edison e di 6 *multi-utilities* marchigiane operanti nella gestione dei servizi a rete locali (acqua, elettricità e gas): Gorgovivo Multiservizi di Ancona, Aset di Fano, ASSM di Tolentino, ASSEM di San Severino, ASP di Polverigi e Castelfidardo Servizi di Castelfidardo. I soci locali fondatori attualmente continuano a gestire l'attività di distribuzione del gas naturale. La società, che nel 2003 ha venduto circa 230 milioni di metri cubi di gas, opera prevalentemente nel mercato residenziale e conta circa 132.000 clienti.

Dall'1 gennaio 2002 è operativa la società Blumet, costituita dalle ex municipalizzate SAT Sassuolo (19.2 per cento) e AGAC Reggio Emilia (63.8 per cento) insieme a Edison (18 per cento)¹⁰⁴. Nel 2003 Blumet ha venduto più di un miliardo di metri cubi sia ai clienti residenziali sia ai clienti industriali *gas intensive*.

Infine, Edison è direttamente presente nell'attività di vendita al mercato finale (residenziale, piccole imprese e cosiddette ex-utenze in deroga) attraverso la società Edison Per Voi, nata dalla separazione del ramo commerciale di Edison D.G. e delle altre tre società di distribuzione del gas del gruppo Edison. Nel 2003 ha venduto circa 300 milioni di metri cubi di gas.

Con questi accordi, realizzati nella forma della società comune operativa, Edison, forte delle proprie competenze in tutte le fasi a monte dell'attività di distribuzione, garantisce la fornitura della materia prima e nello stesso tempo rafforza la propria presenza nel mercato finale. Essa sembra tuttavia più orientata a servire i grandi clienti industriali, a cui è comunque destinata un'ampia quota del gas venduto, piuttosto che a presidiare e rafforzare il bacino di utenza residenziale.

Infine, per la terza categoria di aggregazioni, quella dominata da operatori internazionali, le principali operazioni riguardano l'acquisizione del 40 per cento del capitale di Italcogim da parte de Gaz de France e l'entrata del gruppo tedesco E.ON (Ruhrgas) tramite la consociata Thüga.

Gaz de France, che aveva fatto il suo ingresso nella fase di approvvigionamento acquistando 2 miliardi di metri cubi l'anno di gas libico da Eni a partire dal 2005, nel giugno 2003 è entrata direttamente nel mercato italiano della distribuzione e vendita del gas acquistando il 49 per cento di Italcogim (terzo operatore privato nella vendita a clienti domestici), ponendo così le basi per un'ulteriore espansione all'estero in vista della prevedibile contrazione della propria quota, nel medio periodo, sul mercato francese.

Il gruppo tedesco E.ON, che controlla il 100 per cento di Ruhrgas, ha creato la società Thüga Italia Srl, che ha acquisito più di 35 società di distribuzione e circa 10 società di

104. All'accordo iniziale aveva partecipato anche la società Meta di Modena.

vendita di gas. A parità di perimetro di consolidamento la società avrebbe venduto nel 2003 circa 1.200 milioni di metri cubi di gas, raggiungendo una quota di mercato pari al 3.9 per cento delle vendite nel segmento delle vendite collegate alla distribuzione secondaria di gas in quarta posizione dopo Italgas Più, Enel Gas e Hera Comm. Il gruppo è presente in quasi tutto il territorio nazionale anche se l'attività principale si svolge nel Nord Italia: Lago Maggiore, Milano, Bergamo e Mantova, Padova e Venezia, l'Alto Adige, il Friuli e la parte orientale dell'Emilia Romagna. La società è presente anche a sud-est di Roma e ad est di Napoli, nel Molise e in Sicilia. Nella strategia dell'operatore tedesco il mercato finale italiano del gas rappresenterebbe un *target* interessante ma non prioritario dal momento che il gruppo è fortemente orientato a consolidare la propria presenza nell'Europa centrale, in Gran Bretagna e in Scandinavia mentre l'attesa espansione negli USA sembra per il momento rinviata. Al momento, inoltre, Thüga non dispone di propri quantitativi di gas da vendere, ma è dipendente da Eni per gli approvvigionamenti.

Nonostante questo intenso processo di concentrazione dell'offerta di gas in atto, una serie di osservazioni critiche possono essere mosse all'attuale configurazione dell'offerta di gas in Italia:

- ◆ si tratta, in larga parte, di una attività di acquisizione di “quote di mercato” tramite operazioni di crescita esterna e non tramite la sottrazione di clientela agli operatori in determinate aree a seguito di iniziative concorrenziali; i processi di aggregazione sembrano più orientati alla creazione di monopoli locali ancorché su scala provinciale o regionale ed essi appaiono ancora più come l'esito dell'obbligo di separazione societaria, piuttosto che lo sviluppo in senso concorrenziale dell'attività di vendita ai clienti finali;
- ◆ vi è ancora sul territorio nazionale un numero eccessivo di imprese autorizzate alla vendita di gas naturale superiore a 400 unità (le autorizzazioni definitive sono circa 360 mentre quelle transitorie circa 50);
- ◆ occorre ricordare che questi processi di concentrazione hanno interessato prevalentemente le regioni settentrionali e centrali del nostro Paese, mentre al Sud il mercato è ancora in larga misura caratterizzato da aziende di dimensioni medio-piccole che presidiano un ambito territoriale limitato. Accanto a queste sopravvivono operatori tradizionali marginali, spesso emanazione dell'ente locale, dotati di scarse risorse e quindi presumibilmente destinati ad essere acquisiti da operatori più grandi nel medio periodo;
- ◆ il processo di aggregazione in atto è anche dovuto all'incremento dei margini che si è verificato, anche per effetto della riduzione del costo di utilizzo delle infrastrutture del sistema;
- ◆ le aggregazioni guidate da *utilities* locali, che hanno portato alla nascita di strutture societarie innovative o di consorzi di approvvigionamento, risultano ancora fortemente dipendenti dall'operatore dominante per l'acquisto della materia prima.

Dato questo quadro critico, appare senz'altro auspicabile che continui il processo di concentrazione tra gli operatori attivi nella fase di vendita di gas. Vi sono evidenze dell'esistenza di margini per una ulteriore riorganizzazione del settore in grado di assicurare recuperi di efficienza nella fase della vendita e di beneficiare di possibili economie di scala e di varietà, dalle quali potrebbero derivare impatti positivi sui prezzi finali. Ciò a patto che vi siano possibilità effettive di ampliamento della quota di mercato e disponibilità di materia prima in grado di superare una mera logica di segmentazione del mercato.

Tale processo, tuttavia, dovrebbe avvenire intorno ad alcuni poli aggregatori rappresentati da soggetti dotati di proprio gas (e dunque in grado di esercitare autonome politiche di vendita). Un esito auspicabile di tale processo aggregatore dovrebbe essere quello di rafforzare quei soggetti industriali in grado di rappresentare una valida alternativa all'operatore dominante Eni. La possibilità di rifornirsi da operatori alternativi rispetto all'*incumbent* sembra passare necessariamente attraverso lo sviluppo di accordi con i concorrenti storici di Eni (Enel ed Edison) oppure con i grandi *players* internazionali. In tal senso, l'ingresso a medio termine (2007-2008) nella fase dell'approvvigionamento di operatori stranieri di grandi dimensioni: Exxon Mobil e Qatar Petroleum (GNL rigassificato presso il terminale di Rovigo) e British Gas (GNL rigassificato presso il terminale di Brindisi) è un elemento che favorisce gli sviluppi auspicati. Nel breve periodo (2005) appare auspicabile, in questa prospettiva, procedere a forme di cessioni di gas da parte dell'operatore dominante a condizioni regolamentate per aumentare la disponibilità di gas indipendente.

Al contrario un esito assai sfavorevole, identificabile nella creazione di poli aggregatori dipendenti nell'approvvigionamento di gas dall'operatore dominante, sarebbe quello di facilitare, ulteriormente rispetto alla situazione attuale, fenomeni di entrata senza concorrenza (o di collusione esplicita) e di ripartizione del mercato della vendita finale.

4.2 L'entrata di operatori elettrici e i nuovi processi di integrazione orizzontale (elettricità-gas)

L'entrata di Enel nel settore del gas può essere inquadrata all'interno di un più ampio processo di convergenza tra i settori dell'energia elettrica e del gas; processo che ha il suo

“duale” nel recente massiccio ingresso di Eni, tramite la consociata Eni Power, nel settore dell’energia elettrica¹⁰⁵.

Tale processo di convergenza gas-elettricità, sebbene possa rispondere ad una pluralità di finalità, alcune irrilevanti ai fini concorrenziali, parrebbe poter svolgere un ruolo positivo di stimolo concorrenziale sul mercato del gas. Il processo può avere esito positivo in senso concorrenziale, tuttavia, solo quando la convergenza è l’effetto della ricerca di maggiore efficienza sulla spinta di pressioni competitive presenti nei mercati (ad esempio nella direzione dell’offerta *dual fuel* energia elettrica e gas), e non di comportamenti opportunistici delle imprese. La convergenza può infatti mascherare mere operazioni di concentrazione di tipo finanziario, attraverso l’integrazione orizzontale; così come l’internazionalizzazione può essere spinta dalla ricerca di mercati protetti o non sufficientemente regolati.

Stando alle esperienze più avanzate (ad esempio USA), la convergenza tra i due settori del gas e dell’energia elettrica, spinta dalla ricerca dell’efficienza da parte delle imprese, si è effettivamente tradotta in riduzioni dei prezzi a valle. In tale scenario virtuoso, la convergenza gas ed elettricità rappresenta l’esito:

- ◆ del processo di liberalizzazione stesso;
- ◆ dello sviluppo dei mercati all’ingrosso;
- ◆ dello sviluppo di fattori tecnologici, quali gli impianti di generazione a ciclo combinato, che garantiscono migliori rendimenti e dipendono esclusivamente dal gas come *input* produttivo;
- ◆ di strategie volte a sfruttare economie di scala e di scopo.

Viceversa, la stessa esperienza americana mostra che, laddove la liberalizzazione procede con tempi diversi nei settori del gas e dell’energia elettrica, l’integrazione orizzontale gas-elettricità spesso rappresenta un modo per le imprese di garantirsi il mantenimento dei margini nel settore meno liberalizzato, a fronte della loro contrazione in quello più liberalizzato.

105. La società Eni Power rappresenta il principale nuovo entrante nel settore della generazione elettrica in Italia. Il gruppo ENI, forte anche della normativa in materia di gas naturale (decreto legislativo n. 164/00) che esclude dal computo dei tetti antitrust sulle immissioni di gas sino al 2010 il gas auto-consumato, ha programmato un piano di sviluppo dell’attività di cogenerazione di energia e calore che prevede la realizzazione di 5 nuove centrali di cogenerazione a ciclo combinato alimentate a gas naturale (Brindisi, Mantova, Ravenna, Ferrara Erbognone, Ferrara) - tutte già autorizzate dal Ministero delle attività produttive - per complessivi 5.710 megawatt di potenza. Attualmente sono in costruzione 4 centrali sulle 5 previste. A novembre 2003 è entrato in produzione il primo gruppo da 390 megawatt della centrale di Ferrara Erbognone; entro l’estate 2004 altri 4 gruppi per un totale di circa 1.400 megawatt entreranno in funzione.

La convergenza tra gas ed elettricità va vista positivamente anche laddove risponde alle esigenze di nuovi investimenti per il settore (cicli combinati che hanno bisogno di stabili e certe forniture di gas, ma anche terminali di GNL che per essere realizzati devono avere la certezza di mercati di sbocco). È quanto sembra stia accadendo nel nostro Paese, con i nuovi progetti di costruzione di terminali di GNL che vedono coinvolte le due principali imprese elettriche (Enel a Brindisi e Edison a Rovigo).

Tali nuove iniziative nell'approvvigionamento di GNL appaiono prevalentemente finalizzate all'obiettivo dei due principali operatori elettrici Enel e Edison di rendersi meno (o non più) dipendenti da Eni nell'acquisto di gas da utilizzare nelle proprie centrali di generazione. In tal senso, trattandosi di iniziative largamente orientate all'autoconsumo del gas che verrà rigassificato, l'effettivo impatto sul mercato della vendita sarà garantito da quella parte di gas che Enel e Edison (e gli eventuali terzi utilizzatori dei terminali) non utilizzeranno come combustibile a fini di generazione elettrica, ma che verrà offerto sul mercato per la conquista di nuovi clienti.

La percentuale di gas liquefatto presso i due nuovi terminali di Rovigo e Brindisi non utilizzata esclusivamente a fini di autoconsumo, dunque, è la variabile chiave per verificare la sussistenza di processi strategici che portino, come effetto indesiderato del processo di liberalizzazione, alla sostituzione di soggetti dominanti integrati verticalmente, sia nel mercato dell'energia elettrica sia in quello del gas, con soggetti integrati orizzontalmente nei due mercati che non esercitano alcuna attività di concorrenza reciproca su di essi.

Questi processi di integrazione orizzontale, a potenziale sfondo collusivo, assumono rilevanza anche in un'ottica europea. Esempio più tipico sono le possibili alleanze, di cui si discute in questi mesi, tra i principali operatori nel settore elettrico in Italia (Enel) e in Francia (EdF) che riguardano la possibilità che quest'ultimo soggetto eserciti a pieno titolo i propri diritti di voto relativo alla partecipazione nel capitale sociale del secondo operatore nazionale nei mercati dell'energia elettrica e del gas (Edison).

Alla luce di queste considerazioni appare necessario assicurare un ritmo più veloce al processo di liberalizzazione in tutti i paesi membri (stare a metà del guado è il momento più critico per certi aspetti). D'altro canto, però, in questo stadio della liberalizzazione vi è la necessità di coordinare gli sforzi in un'ottica europea di collaborazione tra autorità antitrust e regolatori europei dell'energia. Tale coordinamento dovrebbe essere finalizzato a:

- ◆ prevenire comportamenti strategici delle imprese evitando che il mercato unico diventi l'arena per nuove concentrazioni e collusioni;
- ◆ instaurare uno stretto coordinamento non solo tra regolazione *ex ante* ma anche con quella *ex post*.

4.3 Prezzi e politiche commerciali

L'entrata in vigore del decreto legislativo n. 164/00 nel maggio del 2000, ed in particolare la previsione, sin da subito, dell' idoneità per i livelli di consumo superiori a 200.000 metri cubi, e dall' 1 gennaio 2003, per tutta la domanda, ha progressivamente reso obsoleti gli accordi quadro di categoria sottoscritti da Eni con le principali associazioni di categoria dei clienti primari (Confindustria e Confapi per l'industria, Unapace per le aziende termoelettriche, Federgasacqua, Anigas e Assogas per i distributori/venditori)¹⁰⁶.

Finalità di tali accordi era di:

- ♦ limitare quanto più possibile il potere di mercato di Eni nella definizione dei prezzi e delle condizioni contrattuali;
- ♦ introdurre, in particolare nel settore delle vendite alle aziende di distribuzione, una logica perequativa per garantire uno stesso livello di prezzo a parità di tipologia di utenza, anche in casi di intensità di consumi difforni (“sventagliamento”)¹⁰⁷;
- ♦ introdurre, in particolare per i clienti industriali, una componente degressiva in base alla quale i livelli di prezzo decrescevano al crescere dei livelli di consumo.

Queste esigenze, che per essere soddisfatte esigevano necessariamente qualche forma di sussidio incrociato (tra clienti civili di aree ad alto consumo e clienti civili in aree a basso consumo nel caso dello sventagliamento, e tra industrie grandi consumatrici di gas ed industrie a bassi consumi nel caso della degressività dei prezzi), mal si coniugavano nel nuovo contesto competitivo offerto dal processo di apertura della domanda finale, nel quale agli operatori era data la possibilità di acquisire nuovi (o mantenere vecchi) clienti sulla base della propria capacità di formulare offerte personalizzate e vantaggiose in termini sia di prezzo sia di condizioni generali di fornitura.

Come conseguenza, le condizioni di fornitura di gas praticate sulla base di tali accordi quadro – che nel periodo pre-liberalizzazione erano applicate non solo da Eni ma anche

106. Per una descrizione dettagliata di questi accordi si rimanda all'indagine conoscitiva dell' Autorità garante della concorrenza e del mercato sul settore del gas del novembre 1997 (procedimento IC12).

107. La particolarità delle condizioni di acquisto del gas da parte dei distributori era che il prezzo del gas variava in senso inverso rispetto al grado di sviluppo del servizio di distribuzione, in maniera tale da garantire un effetto di perequazione sul prezzo pagato dai distributori (e dunque anche dai consumatori civili) tra aree ad alto consumo medio per cliente ed aree a minor intensità di consumo.

dai pochi altri venditori all'ingrosso di gas (ad esempio Edison) – sono andate rapidamente esaurendosi. Effetto di questo processo di progressivo mutamento delle condizioni di fornitura è stato l'abbandono dei due elementi principali contenuti negli accordi quadro:

- ◆ lo sventagliamento per le forniture ai distributori civili;
- ◆ la degressività dei prezzi rispetto ai livelli di consumo e l'uniformità territoriale per le forniture industriali e termoelettriche.

Nel nuovo contesto, i prezzi all'ingrosso del gas praticati a clienti industriali, termoelettrici ed aziende di distribuzione sono definiti in base ad un criterio di tipo “*cost plus*”: specifico costo di fornitura per servire la singola utenza (*stand alone cost*) più un certo margine di profitto. I costi di fornitura di una singola utenza sono definiti da una serie di componenti legate alla struttura della filiera del settore¹⁰⁸.

L'operatore *incumbent* Eni nell'applicazione di questa modalità di definizione del prezzo all'ingrosso, sembrerebbe applicare un costo identico per il gas (inclusivo del margine di commercializzazione all'ingrosso) indipendentemente dai volumi e dalle caratteristiche qualitative della fornitura del cliente. Si tratta di elementi (quali, tra gli altri, le modalità di ripartizione di: rischio cambio, rischio volume, rischio climatico, solvibilità del cliente e concentrazione geografica) spesso, anche se non necessariamente, correlabili ai volumi che, in teoria, potrebbero giustificare, anche per l'impresa in posizione dominante, l'applicazione di diverse condizioni di prezzo a fronte di costi diversi di fornitura, con differenze tanto più spiccate tanto maggiore è la dinamica concorrenziale prevalente sul mercato.

Come conseguenza dell'abbandono dei precedenti accordi quadro di categoria, unitamente alla definizione, da parte dei fornitori di gas, di prezzi calcolati sugli effettivi costi di fornitura del gas naturale ad ogni singolo cliente, si è verificato in taluni casi un incremento nei prezzi del gas rispetto al passato regime. Si tratta in particolare di casi di società di vendita situate in aree a basso consumo medio per cliente (segnatamente nel Sud Italia e nelle isole) che non hanno più goduto del benefico effetto dello sventagliamento oppure di clienti industriali caratterizzati da elevati consumi (*gas intensive*), penalizzati in termini di localizzazione geografica e profilo di modulazione dei consumi, che non hanno più potuto beneficiare della degressività dei prezzi del gas presente nei vecchi accordi tra Eni e Confindustria.

108. Materia prima (acquisto gas *FOB*); trasporto estero (via tubo e/o nave); trasporto in Italia; stoccaggio; distribuzione; costi commerciali.

Due elementi qualitativi, tuttavia, specifici per ogni singolo cliente identificano il *stand alone cost*:

- ◆ la localizzazione geografica del/i sito/i di consumo;
- ◆ la curva di prelievo di gas del cliente.

Il primo elemento incide in termini di costi di trasporto e distribuzione per singolo cliente; il secondo elemento individua i costi logistici connessi alla fornitura (nel caso di una curva piatta i costi logistici sono molto bassi, viceversa nel caso di profilo di consumo molto modulato). Le componenti di costo connesse al trasporto, allo stoccaggio ed alla distribuzione di gas sono, nell'assetto di mercato italiano, regolamentate; la capacità concorrenziale di un operatore (e dunque anche il suo margine sul gas venduto) è largamente definita, al netto di operazioni di ottimizzazione che ogni operatore può attuare anche nelle fasi regolate, dalla propria media ponderata dei costi di approvvigionamento del gas naturale, o, nella terminologia anglossassone WACOG (*weighted average cost of gas*), pari, nel caso del gas importato, alla somma dei costi di materia prima e di trasporto internazionale. È, dunque, il WACOG di un operatore l'elemento che, inserito in una offerta, è in grado di renderla appetibile al cliente o meno.

Alla luce di quanto precede, tenuto conto degli elementi di valutazione emersi nel corso dell'indagine in relazione ai costi di approvvigionamento *cif* del gas importato, Eni gode di un innegabile vantaggio rispetto ai suoi concorrenti con riferimento alla possibilità di definire prezzi all'ingrosso più bassi dei suoi concorrenti.

Al di là della modalità di definizione, i prezzi del gas naturale italiano, anche successivamente all'avvio del processo di liberalizzazione, appaiono comunque superiori a quelli prevalenti nei principali paesi europei.

Dati di fonte Eurostat indicano che, nel periodo gennaio 1997-luglio 2003, i prezzi netti italiani del gas naturale ad uso industriale – per tutte e quattro le categorie di consumatori industriali (da 418,6 gigajoule/anno a 418,6 terajoule/anno) – sono stati quasi sempre tra i più alti dei prezzi dei sette principali paesi europei per il mercato del gas naturale (Francia, Belgio, Germania, Paesi Bassi, Svezia, Finlandia, Gran Bretagna). Con riferimento ai prezzi del gas alle utenze domestiche, sempre al netto delle imposte e per il periodo gennaio 1997-luglio 2003, i dati Eurostat indicano che i prezzi italiani si collocano tra i più bassi per le prime due categorie di clienti (piccole clienti domestici), mentre sono tra i primi tre più elevati per le altre due categorie in cui è suddivisa la clientela domestica.

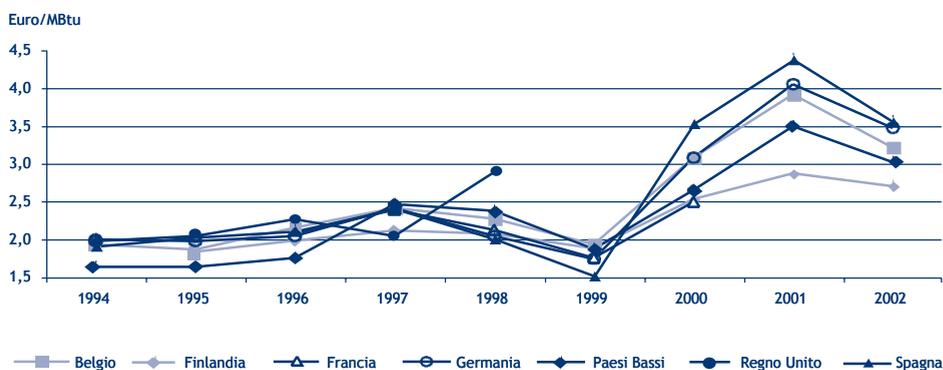
La società consortile Gas Intensive, che si è costituita in seno a Confindustria per centralizzare gli acquisti di gas naturale di una serie di industrie appartenenti a settori grandi consumatori di gas (siderurgia, ceramica, piastrelle, fonderie, carta), ha recentemente

indicato in circa il 20 per cento il differenziale nel costo del gas naturale per i settori ad alta intensità d'uso di gas naturale in Italia rispetto ai principali paesi europei (unica eccezione sarebbe la Germania che presenta costi superiori a quelli italiani).¹⁰⁹

Per risalire alle cause di questa differenziazione tra i prezzi finali dal gas naturale, ed in particolare per spiegare l'elevatezza dei prezzi del gas italiani rispetto a quelli europei, un primo esercizio è di verificare l'esistenza di eventuali differenze nei costi della materia prima alla frontiera.

La figura 8 riporta i costi *cif* del gas importato via gasdotto relativi a sette paesi europei per il periodo 1994-2002 (Belgio, Paesi Bassi, Francia, Germania, Spagna, Gran Bretagna, Finlandia). I valori per il 2001 sono oscillanti tra un massimo di 4,4 euro/milione di British thermal unit (Spagna) e poco meno di 3 euro al milione di British thermal unit (Finlandia). Paesi come la Germania hanno avuto nel 2001 un costo *cif* di importazione via tubo pari a 4 euro al milione di British thermal unit. Se si riportano questi dati in eurocent/metro cubo, si ottengono valori compresi tra 15,8 eurocent/metro cubo (Spagna) e 10,8 eurocent/metro cubo (Finlandia). La Germania si colloca su valori pari a 14,4 eurocent/metro cubo. In Italia, sulla base dei dati forniti nel corso dell'indagine, il costo medio ponderato *Cif* di tutto il gas importato sul territorio nazionale nel 2002 era pari a circa 12,8 eurocent/metro cubo.

Figura 8. Prezzi CIF di importazione via gasdotto in Europa



Fonte: IEA (2003).

109. Si veda il comunicato stampa del seminario “I costi del gas e la competitività dell’industria italiana *gas intensive*” tenuto a Roma il 10 marzo 2004. La società consortile Gas Intensive ha dichiarato che la concorrenza in termini di prezzo espressa dai concorrenti di ENI è stata assai ridotta nei primi anni di liberalizzazione. Le offerte di prezzo ricevute dagli aderenti sino ad ora non sono state sufficienti a determinare un cambio di fornitore. Confapi, associazione delle piccole e medie imprese, ha fornito alcuni dati relativi ad una impresa sua associata che nel 2003 ha deciso di verificare la possibilità di scegliersi il miglior fornitore. L’impresa ha ricevuto quattro offerte. La deviazione standard tra queste offerte è stata minima e pari a 0,5 e, dato più interessante, quella che si è discostata più delle altre dall’offerta più cara lo ha fatto per meno del 5 per cento. Inoltre, l’offerta più vantaggiosa risultava essere quella di ENI.

Si tratta di un valore, che, fatti salvi abbassamenti anomali (che non risultano) del prezzo del gas tra il 2001 ed il 2002 dovuti ad una riduzione delle quotazioni delle materie prime petrolifere a livello internazionale, consente di concludere che il costo *Cif* di approvvigionamento del gas italiano appare in linea con (se non inferiore a) quello riscontrato nei principali paesi europei.

Con riferimento alle altre fasi della filiera del gas, la forte diversificazione degli assetti istituzionali e nei modelli di regolazione scelti nei vari paesi europei impedisce di effettuare qualsiasi confronto tra i costi di trasporto, stoccaggio e distribuzione. Si può considerare che la rete italiana ha una estensione superiore alla media dei paesi europei, e ciò può contribuire a spiegare parte del differenziale tra i prezzi del gas tra paesi europei. Naturalmente, una ulteriore spiegazione può essere attribuita anche a fenomeni di concorrenza *interfuel* più forti in certe aree rispetto ad altre (ad esempio a causa del maggior utilizzo di combustibili nucleari e di carbone nella generazione elettrica). In questo caso, l'esistenza di livelli di prezzo finale del gas in Italia tra i più elevati tra quelli registrati nei principali paesi europei sembra possa essere, almeno in parte, spiegato dal potere di mercato esercitabile dall'operatore dominante sul mercato della vendita.

Di seguito si forniscono alcune elaborazioni sui prezzi all'ingrosso praticati dai principali soggetti che hanno approvvigionato gas in Italia nell'ultimo triennio (2000 - I trimestre 2003): Eni, Enel, Edison, Plurigas, Dalmine Energie, Energia, nei confronti delle tre tipologie di clienti che in passato negoziavano le condizioni di acquisto del gas (clienti industriali, termoelettrici, società di vendita dei distributori)¹¹⁰.

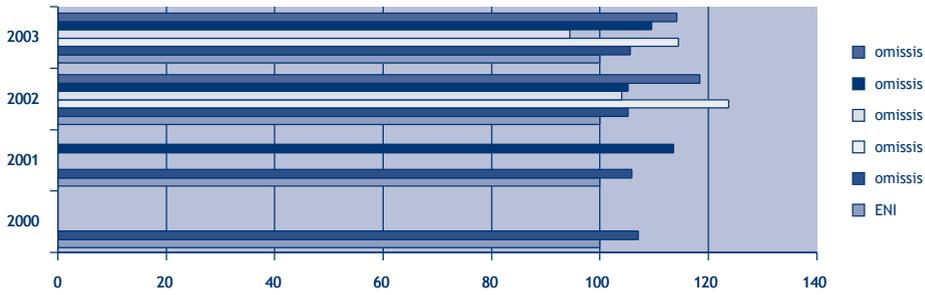
Dall'esame dei dati si evince che i prezzi praticati da Eni nel periodo 2000 - I trimestre 2003 sono risultati stabilmente inferiori di quelli degli altri operatori per le tipologie di clienti industriali e termoelettriche (si vedano le figure 9 e 10).

Più in dettaglio:

- ◆ i prezzi medi praticati a clienti industriali dagli operatori diversi da Eni sono stati in media, lungo l'intero periodo di riferimento, superiori del 9 per cento rispetto a quelli dell'*incumbent*, con punte del +23 per cento (*[omissis]*) e del -0,8 per cento (*[omissis]*);
- ◆ i prezzi medi praticati alle aziende termoelettriche da operatori diversi da Eni sono stati in media superiori, lungo l'intero periodo di riferimento, del 4,2 per cento rispetto a quelli dell'operatore *incumbent*, con punte del +9 per cento (*[omissis]*) e del -2,8 per cento (*[omissis]*).

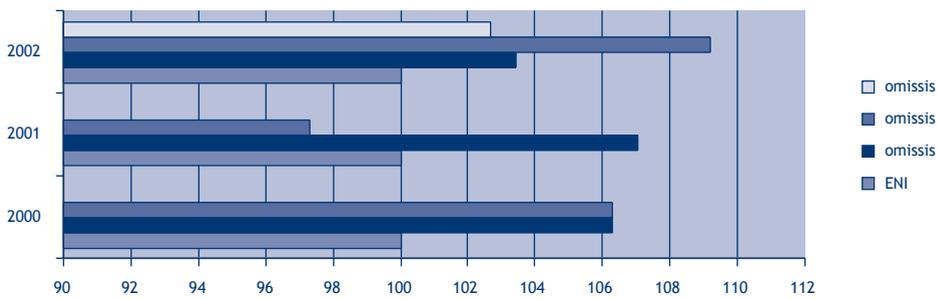
110. Naturalmente i dati relativi ai prezzi medi praticati devono essere interpretati tenendo presente che la diversa consistenza del portafoglio clienti tra i vari operatori comporta sicuramente una potenziale distorsione sistematica (all'interno del portafoglio clienti ENI, ad esempio, il dato medio è il frutto di realtà assai composite, mentre nel caso di piccoli operatori ci potrebbe essere una maggiore aderenza tra dato medio e specifiche condizioni).

Figura 9. Prezzi medi praticati a clienti industriali
Eni = 100 (2000 - I trim. 2003)



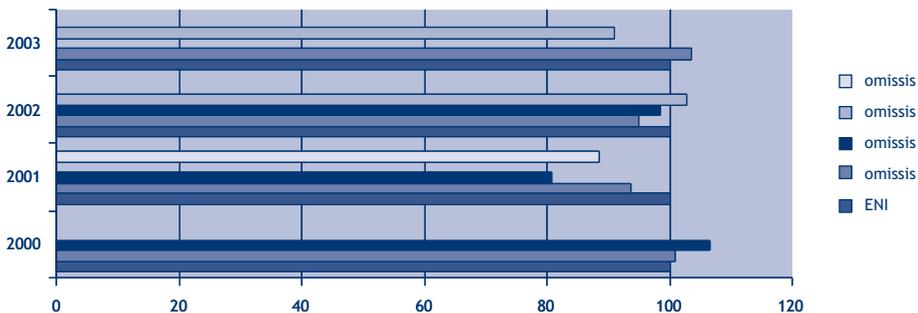
Fonte: dati forniti dalle parti.

Figura 10. Prezzi medi praticati ad aziende termoelettriche
Eni = 100 (2000 - I trim. 2003)



Fonte: dati forniti dalle parti.

Figura 11. Prezzi medi praticati ad aziende di distribuzione
Eni = 100 (2000 - I trim. 2003)



Fonte: dati forniti dalle parti.

Un esito diverso si osserva, invece, nel caso dei prezzi praticati alle società di vendita delle aziende di distribuzione. I prezzi medi praticati alle aziende di distribuzione da operatori diversi da Eni sono stati in media inferiori lungo l'intero periodo di riferimento del 5,2 per cento rispetto a quelli dell'operatore *incumbent*, con punte del +6,5 per cento (*[omissis]*) e del -12 per cento (*[omissis]*). (si veda la figura 11).

La principale motivazione per l'esistenza di prezzi inferiori praticati da Eni ai clienti industriali e termoelettrici è sicuramente il minor costo di approvvigionamento del gas sopportato da Eni rispetto agli altri operatori concorrenti (stante l'uniformità delle altre componenti di costo che concorrono a formare il prezzo all'ingrosso), unitamente al fatto che per i nuovi importatori il prezzo del gas rappresenta spesso un trasferimento interno in una logica intragruppo.

Inoltre, si ricorda che Eni ha venduto a Plurigas, Edison, Dalmine Energie ed Energia, a partire dall'ottobre 2001, gas a valere sui propri contratti *take or pay* ("vendite innovative") gravato da un *mark-up* sostanziale. Questi operatori, pertanto, hanno avuto una partenza ad *handicap* della loro attività commerciale nella vendita di gas, disponendo (tranne che nel caso di Edison) unicamente di gas più caro di quello del loro principale concorrente.

Quanto al fatto che, nonostante tale divario nei costi di approvvigionamento (e nei prezzi praticati all'ingrosso), questi operatori hanno trovato sbocchi commerciali per il proprio gas, si tratta dell'effetto dei tetti sul gas immesso di cui all'articolo 19 del decreto legislativo n. 164/00.

Al fine di valutare correttamente i dati sui prezzi medi all'ingrosso riportati, si deve tenere, inoltre, in adeguata considerazione il fatto che i concorrenti di Eni hanno disposto di quantità limitate di gas. Ciononostante, l'osservazione dei dati (ancorché medi) contenuti nelle figure 9, 10 e 11 consente di concludere che anche in quei casi in cui si è pervenuti ad un cambio di fornitore (da Eni ad un nuovo operatore), "in media" il cambio non è stato particolarmente vantaggioso per il cliente finale e i limitati effetti sui prezzi che si sono registrati possono essere ascritti alla riduzione dei costi infrastrutturali.

Quanto alla circostanza riscontrata che i prezzi all'ingrosso praticati alle società di vendita mostrano una dinamica diversa rispetto ai prezzi ai clienti industriali e termoelettrici, con i prezzi di Eni mediamente superiori a quelli dei concorrenti, si può osservare che Eni, tramite la fornitura a livello intragruppo ad Italgas, può contare su un livello di vendite a queste tipologie di utenze molto elevato e ciò può operare nella direzione di ridurre la pressione concorrenziale esercitata sul prezzo; le forniture alle aziende di distribuzione continuano a rappresentare il segmento più redditizio del mercato.

4.4 La regolazione nella fase di vendita al dettaglio

La carenza di concorrenza nell'ambito delle vendite all'ingrosso, e la conseguente segmentazione del mercato, implica il mantenimento di condizioni di monopolio locale nella vendita al dettaglio di gas ai consumatori civili. Effettivamente a distanza di più di un anno dalla completa apertura del mercato dal lato della domanda il fenomeno di *switching* fra i clienti del mercato civile può dirsi del tutto trascurabile. Di fatto, praticamente tutti i piccoli clienti sono rimasti vincolati al loro fornitore tradizionale e i prezzi di vendita al consumatore finale non hanno manifestato alcuna tendenza al ribasso¹¹¹.

L'assenza di contendibilità nell'ambito del mercato civile ha impedito che la riduzione delle componenti di costo regolate relative al trasporto e allo stoccaggio, frutto dei provvedimenti tariffari dell'Autorità dell'energia elettrica ed il gas, e di cui avevano beneficiato i clienti del mercato all'ingrosso fosse automaticamente trasferita ai clienti finali. Dall'analisi dei contratti di fornitura sottoscritti, relativi al mercato all'ingrosso, è infatti risultato che nel 2003 le imprese locali dedite alla vendita al dettaglio, avevano ottenuto riduzioni dei loro costi di acquisto del gas in funzione dei minori costi di trasporto e stoccaggio conseguenti all'applicazione delle delibere n. 120/01, n. 26/02 e n. 49/02 dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas. Tali riduzioni avevano però determinato solo un incremento dei margini di profitto dei venditori al dettaglio, incremento che alimenta la rendita di monopolio locale.

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas, tramite la sua attività di sorveglianza dei prezzi sul mercato all'ingrosso, ha inoltre potuto verificare che in seguito alla completa liberalizzazione della vendita, i venditori all'ingrosso avevano concesso sconti alle imprese locali di vendita al dettaglio che andavano oltre il mero trasferimento della riduzione dei costi di trasporto e stoccaggio e che consideravano in alcune zone anche i margini impliciti nel meccanismo di sventagliamento del prezzo della materia prima. Tale meccanismo, nato per garantire la sostenibilità del precedente regime di monopolio pubblico nella vendita di gas, sussidiava infatti le imprese locali integrate di distribuzione e vendita che operavano in zone climatiche caratterizzate da bassi consumi medi per clienti e quindi da costi unitari più elevati. Il sussidio consisteva in uno sconto sul prezzo della materia prima che compensava il maggior costo e veniva alimentato dal maggior prezzo per la materia prima pagato dalle imprese operanti

111. Laddove sono state lanciate offerte alternative, queste ultime differivano sostanzialmente sul piano del servizio offerto (ad esempio maggior frazionamento del periodo di fatturazione) ma non dal punto di vista della convenienza in termini di prezzi. Solo di recente Enel Gas ha annunciato l'avvio di nuove offerte commerciali per gli utenti domestici (ValoreCasa e PremiaGas) che prevedono uno sconto sulle condizioni economiche, anche se temporaneamente limitato ad alcune località e soggetto a specifiche condizioni.

in zone climatiche con elevati consumi medi per cliente e quindi da costi medi inferiori. Alcune imprese hanno quindi goduto di uno sconto sul prezzo della materia prima (evidenziato nei contratti) che però non è stato trasferito ai clienti finali ed ha finito per alimentare ulteriormente la rendita dei monopoli locali.

Nell'ambito di un contesto di questo tipo l'Autorità per l'energia elettrica ed il gas, in forza del suo dovere di tutela dei consumatori e dei clienti e dei poteri che ne conseguono, è quindi intervenuta con provvedimenti di carattere transitorio, finalizzati a prorogare il controllo sul prezzo di vendita al consumatore finale, così da poter trasferire al consumatore medesimo sia le riduzioni dei costi infrastrutturali operate, sia parte degli sconti che sono emersi sul mercato all'ingrosso.

La regolamentazione delle condizioni economiche di fornitura ai piccoli consumatori è fondata sul presupposto che la maggior parte dei clienti finali, pur essendo formalmente idonei, non hanno avuto occasione di esercitare alcuna opzione di cambiamento del fornitore. Data la sostanziale continuità rispetto alla struttura di mercato preesistente, non è infatti venuta meno la necessità di controllare direttamente il potere di mercato dei monopoli locali di vendita del gas, operando una riduzione delle loro rendite. Le società di vendita del gas sono state quindi obbligate ad inserire nelle loro offerte anche le condizioni economiche di fornitura definite dall'Autorità.

Tale regolamentazione ha costituito un'operazione piuttosto delicata nella situazione attuale del mercato nazionale del gas naturale. Un approccio regolatorio "puro" teso unicamente ad eliminare le rendite di monopolio e a definire delle condizioni *cost reflective*, avrebbe richiesto di stimare tutte le componenti di costo efficienti che originano nella filiera del gas per poi sommarle ad un congruo margine di vendita e determinare così il prezzo regolato per ciascuna società di vendita. Tuttavia un simile approccio nel contesto del mercato italiano del gas avrebbe potuto rivelarsi dirompente, tenuto conto soprattutto della struttura e del funzionamento del mercato all'ingrosso.

Come si è visto nei precedenti paragrafi, infatti, è l'impresa dominante Eni ad evidenziare i maggiori gradi di efficienza produttiva, in funzione dei volumi di gas trattati, che le consentono di ottenere prezzi e condizioni di approvvigionamento più favorevoli a monte e di ottimizzare i suoi flussi di offerta a valle grazie al vastissimo portafoglio di clienti civili ed industriali di cui gode. Inoltre il meccanismo delle "vendite innovative" di Eni ai nuovi entranti non ha fatto altro che creare un ulteriore divario fra l'*incumbent* e queste imprese, i margini delle quali sono minori non solo perché devono acquistare il gas da un loro concorrente, ma anche perché quest'ultimo ha ceduto loro quantità di materia prima a valere su contratti di importazione Eni che in termini relativi sono dotati di minore flessibilità e quindi comportano una penalizzazione ulteriore in termini di efficienza produttiva. L'analisi delle politiche

commerciali ha poi evidenziato che i prezzi praticati alle imprese di vendita locale sul mercato all'ingrosso sono minori nel caso dei nuovi entranti rispetto ad Eni, che ha concentrato il maggior sforzo commerciale sul mercato industriale.

Dunque una politica di regolamentazione delle condizioni economiche di fornitura unicamente fondata su obiettivi di conseguimento dell'efficienza allocativa e dell'efficienza produttiva nel breve termine avrebbe comportato nella maggior parte dei casi la riduzione dei prezzi finali¹¹² ad un livello tale da comprimere ulteriormente i margini di profitto dei nuovi entranti, fino a compromettere la loro stessa presenza sul mercato del gas. Ciò avrebbe rischiato di pregiudicare definitivamente qualsiasi opportunità di sviluppo della concorrenza in futuro.

Tenuto conto che l'Autorità per l'energia elettrica e il gas è chiamata a perseguire anche obiettivi di promozione della concorrenza, è apparso più corretto determinare un livello delle condizioni economiche di fornitura tale da lasciare alle imprese di vendita locale una parte dei margini che scaturiscono dagli sconti sul prezzo di vendita all'ingrosso, così da evitare che eccessive pressioni sui fornitori di materia prima a monte finissero per riportare ad Eni anche le quote di mercato che è stata costretta a perdere a causa dell'imposizione dei tetti antitrust.

A fronte della stasi dei processi di liberalizzazione l'Autorità per l'energia elettrica ed il gas, ha dunque dovuto trovare un compromesso tra criteri di definizione delle tariffe in base ai costi efficienti e obiettivi di promozione della concorrenza, nella speranza che il graduale decollo della concorrenza, contribuisca a ridurli in futuro, rendendo finalmente superflua la regolamentazione delle condizioni economiche di fornitura.

Tuttavia è bene ricordare che, in questa fase, e data la formale apertura del mercato del gas dall'1 gennaio 2003, l'azione di regolazione delle condizioni economiche praticate non può che configurarsi come palliativo rispetto a provvedimenti più incisivi di stimolo alla concorrenza, anche – e soprattutto – attraverso misure di breve e lungo periodo in grado di aumentare la pluralità delle fonti di approvvigionamento, che costituirebbero il naturale completamento del processo avviato con il decreto legislativo n. 164/00 (*gas release*, nuovi investimenti indipendenti nell'approvvigionamento di gas, creazione di un mercato centralizzato).

112. Come si è visto anche nel precedente paragrafo 4.3, sebbene il prezzo di vendita ai clienti finali sia destinato a ridursi nella grande maggioranza dei casi, occorre rilevare che per alcune società di vendita il venire meno dei sussidi incrociati dovuti allo "sventagliamento" ha provocato un incremento dei prezzi della materia prima tale da non poter essere compensato dalle riduzioni delle componenti di costo regolamentate e quindi da indurre incrementi anziché riduzioni dei prezzi finali. Per ovviare a tale inconveniente ed evitare penalizzazioni di carattere territoriale l'Autorità per l'energia elettrica ed il gas, ha introdotto un temporaneo meccanismo di cassa conguaglio che renda più morbida la transizione al nuovo regime.

5. Conclusioni

Premessa

90

Il decreto legislativo n. 164/00, nel definire norme nazionali di recepimento della direttiva 98/30/CE particolarmente avanzate rispetto ad altri paesi membri, ha avviato una profonda trasformazione in senso concorrenziale della struttura del settore. Tuttavia, tali norme non sono finora risultate sufficienti a garantire effetti concorrenziali di rilievo.

I periodici esercizi di *benchmarking* effettuati dalla Commissione Europea al fine di verificare lo stato della liberalizzazione dei mercati del gas degli stati membri, hanno sino ad ora indicato l'Italia tra i paesi più avanzati nella definizione di normative primarie e di scelte regolatorie orientate alla concorrenza. Nel resto d'Europa, e in particolare in due paesi come Francia e Germania che per collocazione geografica hanno particolare impatto per le importazioni nel nostro Paese, vi sono stati forti ritardi e un'applicazione minimale del testo della direttiva, che hanno determinato forti asimmetrie a livello Europeo.

Lo stato insoddisfacente della concorrenza sul mercato nazionale della vendita di gas, mostra come tale definizione di normative primarie e l'adozione di una regolazione relativamente avanzata siano, per lo meno nel breve periodo (e tanto più se limitate solo ad alcuni paesi), una condizione necessaria, ma non sufficiente, al raggiungimento di un adeguato contesto concorrenziale nel mercato della vendita di gas naturale.

Lo sviluppo di condizioni concorrenziali nel settore del gas naturale riveste particolare importanza alla luce del crescente peso del gas nel settore energetico dove, a

fianco della tradizionale, rilevante incidenza negli usi industriali e domestico si assiste ad una sempre più spinta penetrazione dei consumi per la produzione elettrica. In tale settore il contributo del gas è atteso salire dall'attuale 40% a circa il 60% nel 2010, collocandosi a tutti gli effetti come un fattore strategico per l'intero settore energetico.

Le analisi condotte nell'ambito dell'indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione del settore del gas naturale in Italia consentono di formulare alcune considerazioni conclusive in merito alle maggiori criticità che ancora persistono sotto il profilo concorrenziale nella varie fasi della filiera del gas.

5.1 Il ruolo dell'operatore dominante

Nonostante l'adozione di misure normative tese a ridurre nel periodo 2001-2010 le immissioni al consumo dell'operatore *incumbent*, permane una inconfutabile posizione dominante di Eni nell'approvvigionamento di gas (importazioni e produzione nazionale) in grado di condizionare fortemente l'esito del mercato.

- ◆ I contratti di importazione *take or pay* sottoscritti da Eni nell'imminenza dell'approvazione della direttiva 98/30/CE, in virtù di meccanismi di *build up* crescenti nel tempo, hanno consentito (e consentiranno ancora per molti anni) ad Eni di continuare ad occupare quote dell'incremento annuo di domanda di gas.
- ◆ Nonostante un significativo aumento del numero di importatori rispetto al periodo pre-liberalizzazione, si tratta, con le eccezioni di Enel e, parzialmente, di Edison, di ingressi decisi dall'operatore dominante, sia nella dimensione e sia nel costo della materia prima dei nuovi entranti (si vedano le cosiddette "vendite innovative" e le importazioni di gas libico).
- ◆ La produzione nazionale, sebbene si tratti di una fonte prevista in calo nei prossimi anni, continua ad essere quasi integralmente nelle mani dell'operatore dominante, che può usare strategicamente i volumi prodotti (sulla base di un *trade off* tra l'utilizzo al massimo dei contratti di importazione *take or pay* e la produzione nazionale), e giovare, in tal modo, di ulteriori notevoli flessibilità, sia in termini di quantità, sia di prezzo di approvvigionamento.

ENI controlla tutte le infrastrutture internazionali di importazione di gas in Italia

- ◆ Eni, direttamente o attraverso società partecipate, è in grado di condizionare la gestione di tutte le infrastrutture di trasporto via tubo che adducono il gas importato in Italia e dell'unico terminale di GNL attualmente esistente.

- ◆ Tale posizione conferisce ad Eni il potere di influenzare le dinamiche concorrenziali sul mercato a valle della vendita, tramite una gestione poco trasparente delle infrastrutture (con particolare riferimento alla definizione della capacità di trasporto ed ai criteri di allocazione di quella inutilizzata).
- ◆ In una prospettiva dinamica la maggiore criticità concorrenziale è da collegare alla capacità di Eni di determinare se e come potenziare le infrastrutture estere esistenti per consentire anche ad altri soggetti di accedere ai canali di importazione tradizionali (Algeria e Russia *in primis*); esemplare al riguardo la decisione assunta unilateralmente da Eni di rinviare i potenziamenti del TAG e del TTPC sulla base di proprie valutazioni, non collegate alla profittabilità del nuovo investimento nel trasporto internazionale, bensì alle previsioni di Eni sulle condizioni di domanda ed offerta di gas vigenti sui mercati a valle.
- ◆ La situazione appare meno grave sui gasdotti che insistono sul territorio dell'UE (o in Svizzera), nei quali Eni negli ultimi anni ha messo a disposizione la capacità inutilizzata a valere sui propri diritti di transito (sebbene si sia trattato di procedure stabilite unilateralmente, senza alcun controllo, con tutti i possibili rischi di scarsa trasparenza e discriminazione); la direttiva 2003/55/CE, inoltre, una volta in vigore, dovrebbe assicurare condizioni di accesso trasparenti e non discriminatorie su tutti i gasdotti europei.
- ◆ Più problematica la situazione per i gasdotti non UE (TTPC e, in prospettiva il gasdotto libico GreenStream), per i quali bisognerà trovare, tramite accordi *ad hoc* tra Stati e Commissione Europea (o tra singoli Stati), modalità condivise per garantire accessi a condizioni trasparenti e non discriminatorie a flussi di gas in concorrenza tra loro.

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

- ◆ L'esame dei dati ha mostrato che Eni si caratterizza per un costo del gas importato minore degli altri operatori. Il vantaggio di costo di Eni sembra sussistere anche con riferimento al gas di produzione nazionale.
- ◆ Nel caso degli *shippers* acquirenti delle "vendite innovative", lo svantaggio di costo della materia prima è frutto delle modalità con cui tali operazioni sono avvenute e deve intendersi come *mark up* praticato da Eni a fronte della perdita del cliente finale.

5.2 Il ruolo dei nuovi operatori e lo sviluppo delle infrastrutture

Lo sviluppo di una effettiva concorrenza è strettamente condizionato dall'ingresso di nuovi operatori indipendenti da Eni nell'approvvigionamento di gas a condizioni competitive. In particolare, emerge che la condizione necessaria per evitare, in un contesto di utilizzo esclusivo di contratti *take or pay*, una mera spartizione tra i diversi operatori del mercato della vendita, è che vi sia una sufficiente flessibilità dell'offerta rispetto alle variazioni della domanda, garantita da un adeguato eccesso di capacità di trasporto, ed in grado di innescare una concorrenza per la conquista di quote di mercato. Un'analisi sulle previsioni di domanda ed offerta di gas opportunamente considerate ridimensiona il rischio di una "bolla di gas" a medio termine così come paventata da alcuni operatori, mostrando al contrario criticità che potrebbero verificarsi nel breve termine sul fronte degli approvvigionamenti, in assenza di nuove infrastrutture e di potenziamenti di quelle esistenti.

- ◆ In un contesto in cui l'offerta sul mercato finale del gas è determinata prevalentemente da parte dell'operatore dominante attraverso l'utilizzo esclusivo di contratti di approvvigionamento *take or pay* di lungo periodo, gli incentivi per la competizione sul mercato finale della vendita sono limitati.
- ◆ Infatti, in un siffatto assetto di mercato, gli unici incentivi *ex-ante* ad investire nell'approvvigionamento di gas da parte di altri operatori risultano strettamente vincolati all'esistenza di porzioni di domanda lasciata libera dall'*incumbent*. Ciò può dare origine ad una cosiddetta "entrata senza concorrenza", vale a dire ciascun operatore serve la propria quota di mercato senza alcuna spinta concorrenziale per la conquista di quote maggiori.
- ◆ Nel mercato italiano, oltre agli elementi che precedono, un ulteriore elemento nella direzione di un rischio "ripartizione del mercato" è rappresentato dall'esistenza dei tetti antitrust sul gas immesso, e dalla possibilità per i nuovi importatori di destinare il gas a forniture all'interno del medesimo gruppo industriale, in sostituzione a quelle precedentemente assicurate dall'*incumbent*. Ciò ha rappresentato sicuramente un incentivo all'ingresso protetto da parte dello stesso *incumbent*, senza però alcun reale stimolo all'avvio di un efficace confronto competitivo.
- ◆ Pertanto, fino a quando le condizioni di offerta sono caratterizzate da rigidità in corrispondenza di previsioni di domanda sviluppate dall'operatore dominante, attraverso l'uso esclusivo di contratti *take or pay*, e le forniture sono destinate solo ad un mercato *captive*, non vi sono le condizioni per una competizione tra operatori sul mercato finale della vendita.

- ◆ D'altro canto, le previsioni di crescita della domanda di gas per usi termoelettrici, unitamente alla produzione nazionale in calo, rende necessaria la realizzazione di nuovi progetti nell'approvvigionamento di gas entro il 2008, nella forma di terminali GNL e di potenziamenti dei gasdotti esistenti (nuovi investimenti in gasdotti, ad esempio il progetto GALSI Algeria-Sardegna-Europa, sono probabili solo nel lungo periodo). L'avvio di nuovi progetti, tanto più se non tarati esattamente su quote predeterminate di domanda, rappresenta quindi un'importante occasione per l'avvio della concorrenza.
- ◆ Sulla base delle indicazioni prevalenti di domanda ed offerta, ed ipotizzando uno scenario di riferimento che includa la realizzazione di due terminali di GNL ed i potenziamenti del TAG e del TTPC al 2007 ed al 2011, vi potranno essere in futuro sufficienti condizioni di elasticità di offerta in grado di influire sullo scenario competitivo. Tra il 2009 e il 2012 si potrebbero verificare situazioni nelle quali la domanda potrebbe non essere sufficiente per il ritiro dei quantitativi minimi di *take or pay*. Tuttavia, anche in questi casi, ciò non significa automaticamente il rischio di difficoltà economico finanziarie per Eni, in quanto l'operatore dominante è in grado di mettere in campo diverse possibili strategie alternative tra le quali, ad esempio, la vendita di quantitativi all'estero, e non sono escluse possibili riduzioni dei quantitativi contrattati sotto *take or pay*.
- ◆ Solo a fronte della necessità di difendere una quota di mercato pari ai ritiri minimi di *take or pay* vi possono essere le condizioni per una significativa riduzione dei margini commerciali esistenti. Un incremento delle condizioni di elasticità dell'offerta di limitate proporzioni e con le caratteristiche sopra evidenziate non rappresenta pertanto il rischio di una "bolla gas" ma risulta piuttosto funzionale allo sviluppo della concorrenza.
- ◆ Il richiamo al pericolo della "bolla gas" da parte di Eni ed il conseguente abbandono del progetto, già intrapreso, di potenziamento del gasdotto TTPC a favore dei quattro *shippers* aggiudicatari della capacità, è da considerarsi, in questo quadro di analisi, come una ulteriore modalità della strategia dell'operatore dominante tendente ad escludere ingressi di concorrenti non riconducibili alla logica di "ripartizione dei mercati" che ha, invece, contraddistinto gli ingressi connessi alle "vendite innovative". Un tale meccanismo di entrata tenderebbe a consolidare una situazione di assenza di concorrenza, con l'aggravante di essere condivisa anche dai potenziali concorrenti dell'*incumbent*.
- ◆ D'altro canto, emerge con evidenza che nei prossimi anni, in assenza di investimenti o per ritardi nella loro realizzazione, vi potranno essere al contrario limiti nelle capacità di importazione in grado di condizionare pesantemente lo sviluppo del settore, quando non anche la sicurezza del sistema.

5.3 L'accesso non discriminato al sistema

L'attività di regolazione connessa al primo periodo (riconducibile all'arco temporale 2001-2005) si è concentrata sull'obiettivo di assicurare accessi non discriminatori e trasparenti al sistema anche attraverso la definizione di norme volte a:

- ◆ garantire condizioni favorevoli ai nuovi investimenti e allo sviluppo di modalità di utilizzo delle infrastrutture di sistema atte a sostenere forme sempre più flessibili e concorrenziali di offerta di gas naturale;
- ◆ limitare il potere di mercato dell'*incumbent*, stante la mancata previsione di una piena separazione proprietaria, in seno al gruppo Eni, tra fasi regolate (trasporto e stoccaggio) e fasi in concorrenza (approvvigionamento e vendita).

Di seguito, i principali esiti della regolazione per ciascuna attività del sistema gas:

5.3.1 TRASPORTO

- ◆ Nella fase di trasporto del gas sulla rete nazionale dei gasdotti, la definizione di una tariffa basata sul modello *entry exit*, che prevede un corrispettivo per ciascun punto di ingresso e di uscita dalla rete, rappresenta, rispetto ad alternative basate, ad esempio, sulla distanza, un elemento positivo per la concorrenza, in quanto riflette il sempre maggiore sganciamento dei flussi fisici da quelli commerciali e facilita gli scambi di gas all'interno del sistema.
- ◆ La tariffa di trasporto si compone di una parte fissa (calcolata a partire dal 70% dei costi riconosciuti) e di una parte variabile (calcolata a partire dal restante 30%). La scelta di calcolare la componente variabile della tariffa a partire dal 30% dei costi riconosciuti (e dunque utilizzando una quota superiore al peso effettivo dei costi variabili nell'attività di trasporto di gas, di norma non superiore a circa il 5% dei costi totali), risponde al dettato legislativo di non penalizzare eccessivamente le aree con minori dotazioni infrastrutturali e in particolare il Mezzogiorno. Soprattutto, essa appare allo stato attuale giustificata dalla necessità di incentivare il trasporto di maggiori volumi di gas e dunque l'utilizzo efficiente della rete, in una situazione in cui la principale impresa di trasporto, Snam Rete Gas, è controllata dall'operatore dominante, con possibili incentivi ad un utilizzo delle infrastrutture volto ad ostacolare l'accesso a terzi, potenziali concorrenti.

- ◆ L'aver determinato una tariffa di trasporto più orientata ai costi, e dunque sostanzialmente più legata al coefficiente di utilizzo della capacità di trasporto, ha esercitato degli effetti di “spiazzamento” di alcune categorie di consumatori finali che nel passato regime di pre-liberalizzazione godevano di particolari regimi di prezzi sovvenzionati (aziende di distribuzione in aree a basso consumo, alcuni grandi consumatori industriali).
- ◆ Nonostante significative riduzioni delle tariffe nei primi due anni di applicazione, l'impatto sui prezzi finali è stato limitato, o praticamente assente per le forniture di tipo domestico. L'incidenza delle componenti infrastrutturali sul prezzo finale è comunque limitata (circa 10-15% per le forniture industriali, 30-40% per quelle domestiche), evidenziando che sostanziali riduzioni dei prezzi possono verificarsi solo attraverso riduzioni del margine commerciale.
- ◆ Le modalità di allocazione della capacità di trasporto in ingresso sulla rete nazionale finora seguite rispondono a una logica graduale di contemperamento tra, da un lato, l'esigenza di garantire, entro certi limiti, gli investimenti in contratti *take or pay* vigenti e, dall'altro, di stimolare ingressi di breve periodo (sebbene il collo di bottiglia si collochi nei gasdotti internazionali a monte della rete nazionale). In prospettiva, e in coerenza con regole armonizzate a livello europeo, soluzioni maggiormente concorrenziali, tipo allocazione della capacità tramite asta, potranno essere valutate.
- ◆ In considerazione della necessità di nuove infrastrutture a sostegno della crescita della domanda e di una maggiore concorrenza, sono stati previsti, sia dalla regolazione che, di seguito, dalla normativa, interventi a favore di nuovi investimenti, che hanno riguardato il riconoscimento di una più alta remunerazione, ma soprattutto la priorità di accesso fino all'80% della nuova capacità realizzata per i soggetti che ne sostengono l'onere della realizzazione. Fino a questo momento, tuttavia, nessun nuovo progetto è stato realizzato o è entrato nella fase di costruzione, ad eccezione del gasdotto dalla Libia, deciso comunque prima dell'entrata in vigore del decreto legislativo n. 164/00.
- ◆ Al fine di incentivare il confronto competitivo nel sistema, è stato definito il cosiddetto Punto di Scambio Virtuale, grazie al quale gli *shippers* hanno la possibilità di scambiarsi il gas all'interno della rete nazionale. Esso rappresenta attualmente uno strumento di ottimizzazione del bilanciamento delle quantità di gas immesse e prelevate dalla rete (in alternativa all'utilizzo dei servizi di stoccaggio speciali).
- ◆ In una prospettiva non troppo lontana il Punto di Scambio Virtuale dovrebbe divenire un vero mercato del bilanciamento giornaliero. Questa evoluzione è possibile, ed auspicabile, tuttavia, solo se si vengono a determinare condizioni di liquidità di gas al Punto di Scambio Virtuale, altrimenti si potrebbero determina-

re condizioni idonee a garantire ad Eni l'esercizio di un potere di mercato sul prezzo del bilanciamento.

- ◆ Nel più lungo periodo, si devono studiare le condizioni per creare un vero mercato *spot* del gas e della relativa capacità di trasporto in Italia, in grado di rilassare il vincolo concorrenziale rappresentato dalla prevalenza di modalità di approvvigionamento mediante contratti *take or pay*; si tratta di individuare le modalità per veder realizzate le condizioni di liquidità e di eccesso di capacità di trasporto e di stoccaggio necessarie per la creazione di un *hub* nazionale mediterraneo, di riferimento per l'intero mercato europeo del gas.

5.3.2 STOCCAGGIO

- ◆ Stogit, società controllata da Eni, occupa una posizione di monopolio di fatto nella fornitura di servizi di stoccaggio, sia tradizionali (minerario, strategico, modulazione) sia speciali, vale a dire di servizi in grado di rispondere ad esigenze di flessibilità degli operatori, che tendono a crescere con lo sviluppo del mercato (si vedano ad esempio le opportunità derivanti da operazioni *spot* e di arbitraggio spaziale e temporale sui prezzi del gas). In quest'ultimo caso si tratta di servizi di cui Eni stessa non ha bisogno, dal momento che si giova di flessibilità implicite all'interno del suo portafoglio clienti e di approvvigionamento, ma dei cui ricavi beneficia attraverso il già citato controllo di Stogit. Il controllo societario di Stogit da parte di Eni non può escludere un condizionamento da parte di Eni stessa nell'offerta di tali servizi, anche se ad oggi non se ne ha evidenza.
- ◆ Stogit è stata lasciata libera dalla regolazione di sviluppare l'offerta di servizi speciali, al fine di promuovere il loro sviluppo, e in considerazione che si tratta di servizi potenzialmente in concorrenza con altre forme di flessibilità (ricorso a forniture interrompibili, modulazione delle quantità importate, ecc). In prospettiva, un sempre maggiore sviluppo delle transazioni nel Punto di Scambio Virtuale e una sufficiente liquidità in quel punto dovrebbe porsi come ulteriore alternativa concorrenziale ai servizi speciali offerti da Stogit.
- ◆ Al fine di incentivare gli investimenti, lo sviluppo di nuovi campi di stoccaggio è stato esentato per almeno quattro anni dalla regolazione tariffaria. Nuovi investimenti in stoccaggio potrebbero essere funzionali anche allo sviluppo di un *hub* nazionale.
- ◆ La struttura tariffaria in vigore prevede la definizione di una tariffa unica per l'utilizzo del complesso dei campi di stoccaggio di Stogit. In alternativa, la definizione di una tariffa per singolo campo, pur presentando l'indubbio vantaggio di eliminare sussidi incrociati e consentire un confronto concorrenziale tra singoli campi,

avrebbe però comportato l'introduzione di complesse modalità per la ripartizione delle capacità dei campi meno costosi, in un orizzonte temporale in cui lo sviluppo di nuovi campi sarebbe stato del tutto limitato o inesistente.

- ◆ Nonostante l'avvio della richiesta di nuove concessioni da parte di numerosi operatori, l'iter burocratico è ancora in corso; occorrono comunque tempi tecnici pari nella norma a circa due-tre anni per lo sviluppo di un nuovo campo.
- ◆ A fronte dei problemi di scarsità e razionamento della capacità di stoccaggio, un ulteriore elemento di criticità è rappresentato dai volumi di gas immobilizzati negli stoccaggi di Stogit sotto la categoria di "*pseudo working gas*"; si tratta di gas potenzialmente utilizzabile per fornire la liquidità necessaria ad iniziative proconcorrenziali come la partenza di un vero mercato centralizzato. Tuttavia tale soluzione è evidentemente subordinata a opportuni approfondimenti tecnici e a valutazioni relative alla sicurezza del sistema.
- ◆ Le regole attualmente in vigore per i conferimenti di capacità di stoccaggio sono state fissate, in via transitoria, tenendo conto degli obblighi di modulazione per i venditori previsti dalla legge; il diritto al conferimento di capacità è correlato alla fornitura di un cliente finale ed è quindi trasferito in caso di cambio di fornitore.
- ◆ Ipotetici meccanismi di asta che consentano di razionare e conferire la capacità agli utenti che vi attribuiscono il valore più elevato, vanno attentamente valutati in quanto la configurazione del mercato dello stoccaggio è tale che il rischio di effetti indesiderati è probabile (si consideri solo a titolo di esempio l'anomalia insita nel legame proprietario tra l'*incumbent* (Eni) nonché *bidder* e l'*auctioneer* (Stogit)).

5.3.3 GNL

- ◆ Anche l'unico terminale esistente sul territorio nazionale fa capo ad Eni, attraverso il controllo della società GNL Italia da parte di Snam Rete Gas.
- ◆ Fino a questo momento, Eni è inoltre l'unico soggetto ad avere avuto il conferimento di capacità di rigassificazione di tipo continuo. Con l'introduzione delle regole di accesso previste dalla deliberazione n. 120/01 e in particolare a seguito dell'obbligo di offrire le capacità disponibili, si è assistito ad una crescente offerta (e corrispondente ricorso) ad allocazioni su base *spot*.
- ◆ A fronte della limitata esperienza di accesso dei terzi all'infrastruttura, esistono ancora regole transitorie, limitate alle modalità di conferimento delle capacità. La definizione di regole di accesso, in particolare per quanto riguarda le regole di allocazione, sconta incertezze circa l'effettiva disponibilità nel breve medio termine di forniture su base *spot* in grado di fornire un contributo ad una maggiore liquidità del mercato, o piuttosto circa la necessità di prevedere uno spazio per l'avvio di nuove forniture a

medio termine, ancora caratterizzate da vincoli *take or pay*. D'altro canto, la necessità di un quadro normativo e regolatorio chiaro e trasparente è importante per lo sviluppo di nuovi investimenti.

- ◆ Nel nostro Paese è soprattutto dallo sviluppo di nuovi terminali di rigassificazione che potrà arrivare un significativo contributo alla concorrenza. La regola dell'accesso prioritario fino all'80% della capacità per chi sostiene l'onere dell'investimento (poi estesa ai gasdotti di interconnessione con l'estero) è stata inizialmente introdotta per i nuovi terminali, proprio per la loro valenza concorrenziale. In particolare, appare di rilevanza fondamentale la possibilità di destinare anche a forniture *spot*, se le condizioni di mercato del GNL lo consentiranno, la quota di nuova capacità non soggetta al diritto di allocazione prioritario, in modo da contribuire ad una maggiore liquidità dell'offerta, al di fuori di una logica di mera segmentazione delle quote di mercato.

5.3.4 DISTRIBUZIONE

- ◆ Il segmento della distribuzione di gas naturale rimane caratterizzato, nonostante il processo di concentrazione registrato in questi anni (che ha portato il numero delle imprese da 730 nel 2000 alle circa 550 attuali), da una notevole frammentazione. Il gruppo Eni, tramite Italgas, controlla una quota pari a circa il 30%.
- ◆ Alla luce della possibilità di comparare la performance di molte imprese, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas aveva inizialmente previsto un sistema tariffario sulla base di costi standard finalizzato all'efficienza comparativa. Tale sistema è stato rivisto a seguito dell'esito dei ricorsi alla giustizia amministrativa, prevedendo la possibilità di una metodologia alternativa di calcolo dei costi a partire dai dati di bilancio, portando così ad una distorsione del modello originario.
- ◆ In particolare, il lungo contenzioso ha determinato il perdurare di incertezze sui valori definitivi delle tariffe per il servizio di distribuzione di un limitato numero di imprese (significative però in termini di clienti e volumi serviti). L'impossibilità di definire il vero costo dell'accesso può pertanto aver rappresentato una potenziale barriera all'ingresso a svantaggio dei nuovi entranti.
- ◆ Inoltre, esiste ancora una grande variabilità di valori tariffari sul territorio nazionale che non facilita i nuovi entranti interessati ad operare su ampia scala geografica. Infine, per quanto riguarda i criteri a garanzia del libero accesso al servizio di distribuzione del gas, che ai sensi del decreto legislativo n. 164/00 sono definiti dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, vigono attualmente regole transitorie: la definizione di regole certe e uniformi, e in particolare la previsione circa le modalità di passaggio di un cliente da un fornitore ad un altro (cosiddetto *switching*) consentirà di facilitare l'entrata di nuovi operatori in questo segmento.

5.4 Le dinamiche in atto nella fase della vendita

Nella fase di vendita finale del gas si è assistito ad un processo di concentrazione industriale che deve continuare nei prossimi anni intorno a soggetti autonomi nell'approvvigionamento.

- ◆ Tra la fine del 2000 e il 2003 si è innescato un intenso processo di ricerca di accordi, alleanze, aggregazioni ed acquisizioni nel settore della vendita di gas che ha avuto, come esito, la riduzione progressiva del numero di operatori presenti nel mercato della vendita di gas da oltre 700 a circa 400.
- ◆ Gli accordi possono essere distinti in tre tipologie principali: aggregazioni dominate dalle *utilities* locali; aggregazioni dominate dalle *utilities* nazionali; aggregazioni dominate dalle *utilities* internazionali.
- ◆ I principali *drivers* di tale processo di ristrutturazione sono individuabili nelle normative di liberalizzazione, ed in particolare in quelle relative alla totale apertura della domanda entro il 1° gennaio 2003 ed alla separazione societaria delle fasi di distribuzione e di vendita. Un ruolo importante l'ha avuto anche l'incremento dei margini della vendita di gas che si è verificato anche per effetto della riduzione del costo di utilizzo delle infrastrutture del sistema (trasporto e stoccaggio).
- ◆ Si è trattato, tuttavia, in larga parte, di una attività di acquisizione di "quote di mercato" tramite operazioni di crescita esterna, e non tramite la sottrazione di clientela agli operatori in determinate aree a seguito di iniziative concorrenziali; i processi di aggregazione sembrano più orientati alla creazione di monopoli locali, ancorché su scala provinciale o regionale.
- ◆ È auspicabile che il processo di concentrazione in atto continui intorno ad alcuni poli aggregatori rappresentati da soggetti dotati di proprio gas (e dunque in grado di esercitare autonome politiche di vendita).

L'importante ingresso dell'ex monopolista elettrico Enel nel settore del gas può essere inquadrato all'interno di un più ampio processo di convergenza tra i due settori. Si tratta di un fenomeno positivo solo se la convergenza gas-elettricità è la conseguenza della ricerca di maggiore efficienza sulla spinta di pressioni competitive in entrambi i settori.

- ◆ La convergenza tra le attività di vendita di gas e di elettricità va vista positivamente laddove risponde alle crescenti spinte competitive presenti nei mercati. Essa nasce anche dall'esigenza di ricercare le migliori efficienze connesse a nuovi ingen-

ti investimenti per il settore (cicli combinati che hanno bisogno di stabili e certe forniture di gas, ma anche terminali di GNL che per essere realizzati devono avere la certezza di mercati di sbocco).

- ◆ In tale prospettiva, non sembra che vi siano decisive motivazioni legate alla struttura dei costi a sostegno della creazione di un unico operatore integrato nel trasporto di gas e nella trasmissione di energia elettrica.
- ◆ I due nuovi progetti di costruzione di terminali di GNL di Brindisi e Rovigo, che vedono coinvolte le due principali imprese elettriche nazionali (Enel e Edison), appaiono soddisfare il requisito di una convergenza dettata da spinte competitive. Ciononostante, va considerato che la quota residua di gas che Enel ed Edison possono offrire sul mercato dopo aver venduto gas alle proprie centrali e alle proprie società di vendita appare particolarmente ridotta.
- ◆ Il rischio è che tali fenomeni di integrazione orizzontale gas elettricità, in special modo se sono strutturati con ingressi simmetrici nei due settori da parte delle imprese *incumbent*, possano assumere connotati collusivi di tipo *multi-market*.

Il passaggio dalla fase di monopolio ad una di (teorica) concorrenza ha determinato un mutamento nelle condizioni di pricing del gas naturale in Italia.

- ◆ La previsione di idoneità per i livelli di consumo superiori a 200.000 metri cubi, già nel maggio 2000, ha progressivamente reso obsoleti gli accordi quadro di categoria sottoscritti da Eni con le principali associazioni di categoria dei clienti finali.
- ◆ Effetto di questo processo di progressivo mutamento delle condizioni di fornitura è stato l'abbandono dei due elementi principali contenuti negli accordi quadro: lo sventagliamento per le forniture ai distributori civili; la degressività dei prezzi rispetto ai livelli di consumo per le forniture industriali e termoelettriche.
- ◆ Nel nuovo contesto, i prezzi all'ingrosso del gas praticati a clienti industriali, termoelettrici ed aziende di distribuzione sono definiti in base ad un criterio di tipo *cost plus*: specifico costo di fornitura per servire la singola utenza (*stand alone cost*) più un certo margine di profitto.
- ◆ La capacità concorrenziale di un operatore (e dunque anche il suo margine sul gas venduto) è largamente definita, al netto di operazioni di ottimizzazione che ogni operatore può attuare nella fasi regolate, dalla propria media ponderata dei costi di approvvigionamento del gas naturale.
- ◆ Tenuto conto di quanto emerso in relazione ai costi di approvvigionamento *cif* del gas importato, Eni gode di un innegabile vantaggio rispetto ai suoi concorrenti con riferimento alla possibilità di definire prezzi all'ingrosso più bassi dei suoi concorrenti.

Al di là della modalità di definizione, i prezzi del gas naturale italiano, anche successivamente all'avvio del processo di liberalizzazione, appaiono comunque superiori a quelli prevalenti nei principali paesi europei.

- ◆ Dati di fonte Eurostat indicano che, nel periodo gennaio 1997 – luglio 2003, i prezzi netti italiani del gas naturale ad uso industriale sono stati costantemente tra i più alti dei prezzi dei principali paesi europei.
- ◆ Con riferimento alle utenze domestiche, i dati Eurostat indicano che i prezzi netti italiani si collocano tra i più bassi per le prime due categorie di utenti (piccole utenze domestiche); mentre sono, rispettivamente, tra i più elevati per le altre due categorie in cui è suddivisa l'utenza domestica.
- ◆ Dati di fonte confindustriale indicano in circa il 20% il differenziale nel costo del gas naturale per i settori ad alta intensità d'uso di gas naturale (siderurgia, ceramica, piastrelle, fonderie, carta) in Italia rispetto ai principali paesi europei.
- ◆ Nonostante queste differenze, il costo *cif* di approvvigionamento del gas italiano appare in linea con (se non inferiore a) quello riscontrato nei principali paesi europei.
- ◆ Parte del differenziale tra i prezzi del gas tra paesi europei può essere spiegato da diverse caratteristiche strutturali derivanti dalla lunghezza delle reti di trasporto, ma anche da fenomeni di concorrenza “*interfuel*” più forte in alcuni paesi europei rispetto ad altri (ad esempio a causa del maggior utilizzo di combustibili nucleari e di carbone nella generazione elettrica).
- ◆ In ogni caso, larga parte del differenziale tra i prezzi finali italiani e quelli europei sembra possa essere, almeno in parte, spiegato dal potere di mercato esercitabile dall'operatore dominante sul mercato della vendita.

Dall'esame dei dati si evince che i prezzi finali praticati da Eni nel periodo 2000-I trimestre 2003 sono risultati stabilmente inferiori di quelli degli altri operatori nazionali per le tipologie di utenze industriali e termoelettriche.

- ◆ I prezzi medi praticati a clienti industriali dagli operatori diversi da Eni sono stati in media, lungo l'intero periodo di riferimento, superiori del 9% rispetto a quelli dell'*incumbent*.
- ◆ I prezzi medi praticati alle aziende termoelettriche da operatori diversi da Eni sono stati in media, lungo l'intero periodo di riferimento, superiori del 4,2% rispetto a quelli dell'operatore *incumbent*.
- ◆ Eni ha venduto a Plurigas, Edison, Dalmine e Energia, a partire dall'ottobre 2001, gas a valere sui propri contratti *take or pay* (cosiddette “vendite innovative”) gravato da un *mark-up* sostanziale. Questi operatori, pertanto, hanno avuto una partenza ad *handicap* della loro attività commerciale nella vendita di gas, disponendo (tranne che nel caso di Edison) unicamente di gas più caro di quello del loro principale concorrente.

- ◆ La circostanza che, nonostante tale divario nei costi di approvvigionamento (e nei prezzi all'ingrosso praticati), questi operatori abbiano trovato sbocchi commerciali per il proprio gas, è un effetto negativo dei tetti sul gas immesso di cui all'articolo 19 del decreto legislativo n. 164/00.

Nel segmento delle vendite di gas ad usi civili, si è reso necessario un intervento temporaneo di regolazione al fine di minimizzare i rischi di aumenti incontrollati dei prezzi per il consumatore finale

- ◆ A più di un anno dalla completa apertura del mercato dal lato della domanda, il fenomeno di *switching* fra i clienti del mercato civile può dirsi del tutto trascurabile. Di fatto, praticamente tutti i piccoli utenti sono rimasti vincolati al loro fornitore tradizionale e i prezzi di vendita al consumatore finale non hanno ancora manifestato una tendenza al ribasso.
- ◆ L'assenza di contendibilità nell'ambito del mercato civile ha fatto sì che nemmeno la riduzione delle componenti di costo regolate relative al trasporto e allo stoccaggio fosse trasferita ai clienti finali.
- ◆ Si è dunque reso necessario un intervento transitorio di regolazione, finalizzato a prorogare il controllo sul prezzo di vendita al consumatore finale, così da poter trasferire al consumatore medesimo sia le riduzioni dei costi infrastrutturali operate, sia parte degli sconti che sono emersi sul mercato all'ingrosso.
- ◆ Nel determinare il livello delle nuove condizioni economiche di vendita del gas, si è scelto di lasciare alle imprese di vendita al dettaglio una parte dei margini che scaturiscono dagli sconti sul prezzo di vendita all'ingrosso; ciò al fine di evitare che eccessive pressioni su alcuni fornitori di materia prima a monte finissero per riportare ad Eni, che, come ha mostrato l'analisi, presenta un costo d'approvvigionamento inferiore a quello della concorrenza, anche le quote di mercato che è stata costretta a perdere a causa dell'imposizione dei tetti antitrust.
- ◆ L'azione di regolazione della tariffa in un mercato liberalizzato non può, tuttavia, che configurarsi come palliativo rispetto a provvedimenti più incisivi di stimolo alla concorrenza, anche – e soprattutto – attraverso misure in grado di aumentare la pluralità delle fonti di approvvigionamento, che costituirebbero il naturale completamento del processo avviato con il decreto legislativo n. 164/00

Allegati: provvedimenti di avvio e chiusura

Autorità garante della concorrenza e del mercato: provvedimento di avvio*

104

L'AUTORITÀ GARANTE DELLA CONCORRENZA E DEL MERCATO

NELLA SUA ADUNANZA del 20 febbraio 2003;

SENTITO il Relatore Professor Michele Grillo;

VISTO l'art. 12, comma 2, della legge 10 ottobre 1990, n. 287, ai sensi del quale l'Autorità può procedere a indagini conoscitive di natura generale nei settori economici nei quali l'evoluzione degli scambi, il comportamento dei prezzi od altre circostanze facciano presumere che la concorrenza sia impedita, ristretta o falsata;

VISTO il D.P.R. 30 aprile 1998, n. 217 e, in particolare, l'art. 17, relativo alle indagini conoscitive di natura generale;

VISTA la delibera adottata in data 20 febbraio 2003 dall'Autorità per l'energia elettrica ed il gas, con cui la stessa ha avviato un'istruttoria conoscitiva sullo stato della liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e del gas naturale.

CONSIDERATI i seguenti elementi:

1. I processi di liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e del gas naturale, innescati dalle direttive comunitarie 96/92/CE e 98/30/CE, si sono avviati nel nostro paese a

* Provvedimento n. 11737 pubblicato sul Bollettino n. 8/2003

seguito dei due Decreti Legislativi n. 79/99, relativo all'energia elettrica e n. 164/2000, relativo al gas naturale. A quasi quattro anni dall'avvio della liberalizzazione dei settori energetici, tuttavia, il processo attuativo di quelle norme non appare completato. Sono stati, inoltre, recentemente approvati¹, o sono nella forma di proposta, provvedimenti normativi a livello nazionale di integrazione e/o modifica del quadro normativo di riferimento. Essi dovranno anche tenere conto delle nuove direttive comunitarie relative ai settori dell'energia elettrica e del gas, sui cui si è raggiunta una intesa tra i Paesi membri il 25 novembre 2002.

2. Ad inizio 2003, i mercati potenzialmente concorrenziali della generazione di energia elettrica e dell'approvvigionamento di gas naturale (fase a monte) e della vendita ai clienti liberi di energia elettrica e di gas naturale (fase a valle) non appaiono ancora avere assunto una configurazione pienamente competitiva, sotto il profilo sia della struttura dell'offerta sia delle condizioni di prezzo.

3. In questo quadro appare opportuno effettuare una indagine conoscitiva volta ad una approfondita analisi delle linee di tendenza che interessano i mercati energetici, con particolare riferimento anche ai comportamenti delle imprese *incumbent* ex monopoliste ed agli effetti che da questi possono derivare sull'assetto concorrenziale dei mercati in corso di liberalizzazione.

Tutto ciò premesso e considerato;

DELIBERA

di procedere, ai sensi dell'art. 12, comma 2, della legge n. 287/90, a un'indagine conoscitiva riguardante lo stato della liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e del gas naturale.

Il presente provvedimento verrà pubblicato sul Bollettino di cui all'art. 26 della legge n. 287/90.

IL SEGRETARIO GENERALE

Rita Ciccone

IL PRESIDENTE

Giuseppe Tesauro

1. Si tratta della legge 12 dicembre 2002 n. 273, *Nuove misure per favorire l'iniziativa economica e lo sviluppo della concorrenza*, in GU n. 293 del 14 dicembre 2002 e del Disegno di legge n. 3297, *Riordino del settore energetico, nonché deleghe al Governo in materia di produzione di energia elettrica, di stoccaggio e vendita di GPL e di gestione di rifiuti radioattivi*.

Autorità garante della concorrenza e del mercato: provvedimento di chiusura*

L'AUTORITÀ GARANTE DELLA CONCORRENZA E DEL MERCATO

NELLA SUA ADUNANZA del 17 giugno 2004;

SENTITO il Relatore Professor Michele Grillo;

VISTA la legge 10 ottobre 1990, n. 287;

VISTO, in particolare, l'articolo 12, comma 2, della legge citata, ai sensi del quale l'Autorità può procedere a indagini conoscitive di natura generale nei settori economici nei quali l'evoluzione degli scambi, il comportamento dei prezzi od altre circostanze facciano presumere che la concorrenza sia impedita, ristretta o falsata;

VISTO il D.P.R. 30 aprile 1998, n. 217 e, in particolare, l'articolo 17, relativo alle indagini conoscitive di natura generale;

VISTO il proprio provvedimento del 20 febbraio 2003, con il quale l'Autorità ha deciso di procedere, ai sensi dell'articolo 12, comma 2, della legge n. 287/90, a un'indagine conoscitiva riguardante lo stato della liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e del gas naturale;

VISTA la delibera adottata in data 20 febbraio 2003 dall'Autorità per l'energia elettrica ed il gas, con cui la stessa ha avviato un'istruttoria conoscitiva sullo stato della liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e del gas naturale;

VISTO l'allegato al presente provvedimento, contenente il testo conclusivo, elaborato congiuntamente da questa Autorità e dall'Autorità per l'energia elettrica ed il gas, dell'indagine sullo stato della liberalizzazione del settore del gas naturale;

CONSIDERATO che la complessità dei temi trattati e la specificità di alcuni elementi analizzati impongono la trattazione del settore del gas naturale separatamente da quello dell'energia elettrica;

DELIBERA

di procedere alla chiusura dell'indagine conoscitiva con riferimento al settore del gas naturale.

Il presente provvedimento verrà pubblicato sul Bollettino di cui all'articolo 26 della legge n. 287/90.

IL SEGRETARIO GENERALE

Rita Ciccone

IL PRESIDENTE

Giuseppe Tesauro

* Provvedimento n. 13267 pubblicato sul Bollettino n. 25/2004.

Autorità per l'energia elettrica e il gas: provvedimento di avvio

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 20 febbraio 2003,

PREMESSO CHE:

l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito l'Autorità), ai sensi dell'articolo 3 del regolamento, approvato con delibera del 30 maggio 1997, n. 61/97, recante disposizioni generali in materia di svolgimento dei procedimenti per la formazione dei propri provvedimenti, può disporre l'avvio di un'istruttoria conoscitiva al fine di verificare se sussistano le condizioni per interventi di competenza, avvalendosi a tale scopo delle prerogative di cui all'articolo 2, comma 22, della legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95) per svolgere, anche con la collaborazione di altre amministrazioni e di imprese, l'esame e la valutazione delle questioni e dei casi oggetto della medesima istruttoria;

l'Autorità garante della concorrenza e del mercato ha assunto in data 20 febbraio 2003 la decisione di procedere, ai sensi dell'articolo 12, comma 2, della legge 10 ottobre 1990, n. 287, a un'indagine conoscitiva riguardante lo stato della liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e del gas naturale;

VISTI:

la legge n. 481/95 recante norme per la concorrenza e la regolazione dei servizi di pubblica utilità;

la direttiva 96/92/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 19 dicembre 1996 concernente norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica;

la direttiva 98/30/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 22 giugno 1998 relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale;

il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, di attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica (di seguito: decreto legislativo n. 79/99);

il decreto legislativo 22 maggio 2000, n. 164 di attuazione della direttiva 98/30/CE recante norme comuni per il mercato del gas naturale, a norma dell'articolo 41 della legge 17 maggio 1999, n. 144 (di seguito: decreto legislativo n. 164/00);

altre norme nazionali di modifica e integrazione del quadro legislativo di riferimento, tra cui in particolare si citano: la legge 12 dicembre 2002, n. 273, recante nuove misure per favorire l'iniziativa economica e lo sviluppo della concorrenza; e il disegno di legge C 3297 recante disposizioni in materia di riordino del settore energetico, nonché deleghe al Governo in materia di produzione di energia elettrica, di stoccaggio e vendita di GPL e di gestione di rifiuti radioattivi, attualmente all'esame della Commissione X Attività produttive della Camera dei deputati in sede referente;

Visto il documento "Proposta di delibera per l'avvio di istruttoria conoscitiva sullo stato della liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e del gas" (PROT.AU/03/025);

CONSIDERATO CHE:

il processo di liberalizzazione dei settori di pubblica utilità dell'energia elettrica e del gas come definito, in attuazione delle direttive europee, rispettivamente, dal decreto legislativo n. 79/99 e dal decreto legislativo n. 164/00 e da altre norme nazionali, non è ancora stato completato in alcuni elementi qualificanti e non ha dato luogo a livelli di apertura del mercato alla concorrenza tali da determinare gli attesi incrementi di efficienza e di riduzione degli oneri per i clienti finali;

RITENUTO opportuno che allo scopo di acquisire elementi e informazioni utili per la definizione di eventuali interventi necessari alla promozione della concorrenza nei settori di competenza, l'Autorità avvii un'istruttoria conoscitiva sullo stato della liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e del gas;

RITENUTO opportuno che l'istruttoria sia condotta anche prevedendo forme di coordinamento con l'indagine conoscitiva citata in premessa e avviata dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato;

Su proposta del Direttore generale

DELIBERA

1. Di avviare un'istruttoria conoscitiva sullo stato della liberalizzazione;
2. Di prevedere che gli uffici dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità):
 - a) conducano ogni attività necessaria, al fine di acquisire dati, documenti e informazioni utili per gli scopi di cui al punto precedente;

- b) possano costituire gruppi di lavoro informali con la partecipazione di soggetti interessati e di formazioni associative che ne rappresentino gli interessi allo scopo di definire aspetti con particolari contenuti tecnici o specialistici;
3. Di avvalersi, per alcuni aspetti della presente istruttoria conoscitiva, qualora lo si ritenga necessario e nei modi opportuni, anche di apporti esterni;
 4. Di pubblicare il presente provvedimento nel sito internet dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (www.autorita.energia.it);
 5. Di dare mandato al Presidente e al Direttore generale per le altre azioni a seguire.

Autorità per l'energia elettrica e il gas: provvedimento di chiusura*

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 17 giugno 2004

VISTI:

la legge 14 novembre 1995, n. 481;

la delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 30 maggio 1997, n. 61/97, recante disposizioni generali in materia di svolgimento dei procedimenti per la formazione dei propri provvedimenti, ai sensi del quale l'Autorità può disporre l'avvio di un'istruttoria conoscitiva al fine di verificare se sussistano le condizioni per interventi di competenza;

la delibera dell'Autorità 20 febbraio 2003, n. 13/03, recante avvio di istruttoria conoscitiva sullo stato della liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e del gas;

il provvedimento IC 22 adottato dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato in data 20 febbraio 2003, con cui la medesima ha avviato un'indagine conoscitiva riguardante lo stato della liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e del gas naturale;

* Chiusura dell'istruttoria conoscitiva congiunta dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas e dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato sullo stato della liberalizzazione del settore del gas avviata con la deliberazione 20 febbraio 2003, N. 13/03.

l'allegato A al presente provvedimento, contenente il testo conclusivo, elaborato congiuntamente da questa Autorità e dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato, dell'istruttoria conoscitiva sullo stato della liberalizzazione del settore del gas naturale;

CONSIDERATO che sono state completate le sole attività inerenti il settore del gas naturale;

RITENUTO che sia necessario:

procedere alla diffusione degli esiti dell'istruttoria relativamente al solo settore del gas naturale, al fine di fare il punto sullo stato di attuazione del processo di liberalizzazione del medesimo settore e di individuare obiettivi e possibili misure di intervento;

dare implementazione all'esito dell'istruttoria, e in particolare alle misure di intervento in essa proposte, dando mandato all'Area gas e al Servizio legislativo e legale affinché formulino proposte per l'attuazione di tali misure.

DELIBERA

- ◆ Di chiudere l'istruttoria conoscitiva con riferimento al settore del gas naturale avviata con delibera 20 febbraio 2003, n. 13/03, mediante l'acquisizione del documento allegato al presente provvedimento (Allegato A) di cui forma parte integrante e sostanziale;
- ◆ Di dare mandato al dott. ing. Claudio di Macco e al dott. Antonio Molteni, nelle loro rispettive posizioni di direttore dell'Area gas e di direttore del Servizio legislativo e legale, affinché formulino proposte per l'attuazione delle misure di intervento indicate nel documento allegato al presente provvedimento (Allegato A);
- ◆ Di pubblicare il presente provvedimento e il testo di cui all'Allegato A nel sito *internet* dell'Autorità (www.autorita.energia.it).

***Autorità garante
della concorrenza e del mercato***

Redazione

Ufficio Documentazione e Biblioteca
Piazza Verdi n. 6/A - 00198 Roma - Tel. (06) 858211



***Pubblicazioni della
Presidenza del Consiglio dei Ministri
Dipartimento per l'Informazione e l'Editoria***
Via Po, 14 - 00198 Roma - Tel. 06/85981

Direttore

Mauro Masi

Coordinamento editoriale

Augusta Busico

Stampa e diffusione

Istituto Poligrafico e Zecca dello Stato S.p.A.
Stabilimento Salario - Roma
