

Mercato del gas

58%

di Massimo Beccarello e Alessandro Iaria

INTRODUZIONE

Con la Direttiva N. 98/30/CE è stato avviato il processo di liberalizzazione del mercato europeo del gas naturale. In Italia, la liberalizzazione del settore del gas si è svolta nel quadro degli indirizzi di politica energetica formulati dal Governo attraverso il decreto legislativo 164/2000 secondo la regolamentazione prevista dalla legge 14 novembre 1995, n. 481.

Lo scopo del presente elaborato è quello di svolgere un'analisi sul livello di contendibilità raggiunta nel mercato del gas naturale, una sorta di primo bilancio – a quasi sei anni dall'avvio – del processo di liberalizzazione. Nel condurre questa analisi non saranno considerate le valutazioni sull'efficienza sia produttiva che allocativa. Ciò nella convinzione che soddisfacenti livelli di competizione *per* il mercato stimolino l'offerta – sul lungo periodo – a comportarsi in modo efficiente.

Questa scheda è stata redatta sulla base di dati pubblicamente disponibili. Le fonti principali sono: l'Aeeg, la Commissione Europea e il Ministero delle attività produttive.

Il settore del gas naturale sarà analizzato secondo un ordine di filiera.

Una volta completata l'esposizione dei vari indicatori ed effettuate le rispettive riflessioni si tenterà di effettuare una valutazione complessiva del processo di liberalizzazione italiano. La valutazione finale sarà espressa in termini percentuali e confrontata con il processo di liberalizzazione nel Regno Unito. La scelta del caso inglese come *benchmark* principale a livello comunitario (a prescindere da considerazioni d'efficienza economica), è motivata dal fatto che il Regno Unito fu il primo paese europeo ad avviare un processo di liberalizzazione. Tuttavia, date le differenti caratteristiche strutturali d'approvvigionamento del mercato inglese ed italiano, questa comparazione potrebbe essere difficilmente sostenibile.

APPROVVIGIONAMENTO DI GAS NATURALE

Lo studio della struttura degli approvvigionamenti è importante ai fini della valutazione della contendibilità dell'offerta. Questo perché permette di capire attraverso quali *vie* sia possibile entrare nel mercato. Nel mercato italiano del gas naturale è possibile accedere al segmento *upstream*

attraverso due modalità: la prima è costituita dallo sfruttamento dei giacimenti nazionali, la seconda dall'importazione via *pipeline* e/o terminali di rigassificazione. Cerchiamo ora di capire in che misura, ognuna delle due vie, sia effettivamente percorribile da imprese nuove entranti.

In primo luogo è necessario verificare il peso dei due canali d'approvvigionamento.

La Tabella 1 evidenzia in modo chiaro la forte diminuzione della produzione nazionale di gas naturale di quasi il 30 per cento nel periodo 2000-2005 (passando da 16,6 Gmc a 11,5 Gmc) ed il peso

	2000	2002	2003	2004	2005
Produzione Nazionale	16,6	14,3	13,6	13	11,5
Importazioni	58,8	58,1	62,4	67,2	72,6
Variazione Scorte + Perdite di Rete	5,8	2,4	- 0,3	0,9	0,7
Vendite e Consumi Finali	69,6	70	76,3	79,3	83,4

Tabella 1

Produzione, importazioni e consumi finali (2000-2005)

Fonte: Rielaborazione Aeeg

sempre più rilevante delle importazioni, che sono aumentate di quasi il 25 per cento nello stesso periodo (passando da 58,8 Gmc a 72,6).

Da un lato la domanda di gas è in continua ascesa, dall'altro la produzione interna è in costante declino. Per soddisfare la domanda, le importazioni devono aumentare, periodo dopo periodo. In termini relativi, le importazioni pesano, ormai in modo irreversibile, oltre l'80 per cento sul totale degli approvvigionamenti nazionali e ne costituiscono la fonte primaria.

La produzione nazionale

La Figura 1 evidenzia la progressiva riduzione della produzione nazionale di gas naturale. Non è certo una novità che la produzione subisca decrementi di questa entità da un anno all'altro. È

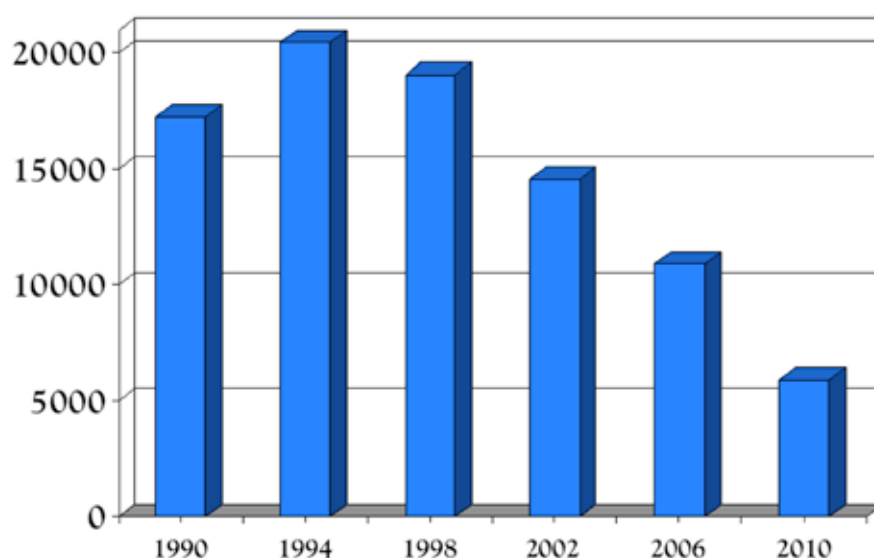


Figura 1

Andamento della produzione di gas naturale in Italia (1990-2010)

noto, infatti, che i maggiori giacimenti siano già stati scoperti e che le imprese tendano a non investire nel segmento dell'*upstream* in Italia, nonostante gli incentivi offerti dal Governo (anche per la produzione di campi marginali, come previsto dal decreto legislativo n. 164/00), principalmente a causa della complessità degli *iter* autorizzativi. A ciò si aggiunge il blocco allo sfruttamento dei giacimenti dell'Alto Adriatico, che lascia il paese in uno stato di generica non-economicità nell'estrazione del gas in tutti gli altri siti potenziali. Secondo le attuali proiezioni, la produzione di gas naturale è destinata ad assestarsi nel 2010 poco al di sopra dei 7 Gmc.

La Tabella successiva informa che nonostante il calo consistente della produzione nazionale, il segmento rimane fortemente concentrato nelle mani dell'operatore dominante per percentuali al di sopra dell'80 per cento.

Operatore	2000 (%)	2001 (%)	2002 (%)	2003 (%)	2004 (%)	2005 (%)
Eni	88	88	87,4	89,7	83,1	84,1
Edison	12	12	8,4	8,1	8	7,9
Altri	0	0	4,2	2,2	8,9	8

Tabella 3

Quote di mercato nella produzione interna (2000-2005)

Fonte: Rielaborazione AeeG

2.2-Importazioni di gas naturale

Come abbiamo visto analizzando la Tabella 1, il canale d'importazione è destinato a diventare il percorso principale per l'ingresso di nuove imprese nel mercato nazionale del gas naturale. Per questa ragione è necessario valutare il grado di rigidità che tale canale d'accesso al mercato presenta.

Il primo aspetto da considerare per comprendere le principali difficoltà d'ingresso nel mercato italiano è strettamente legato alla geopolitica degli approvvigionamenti. Sulla base dei dati pubbli-

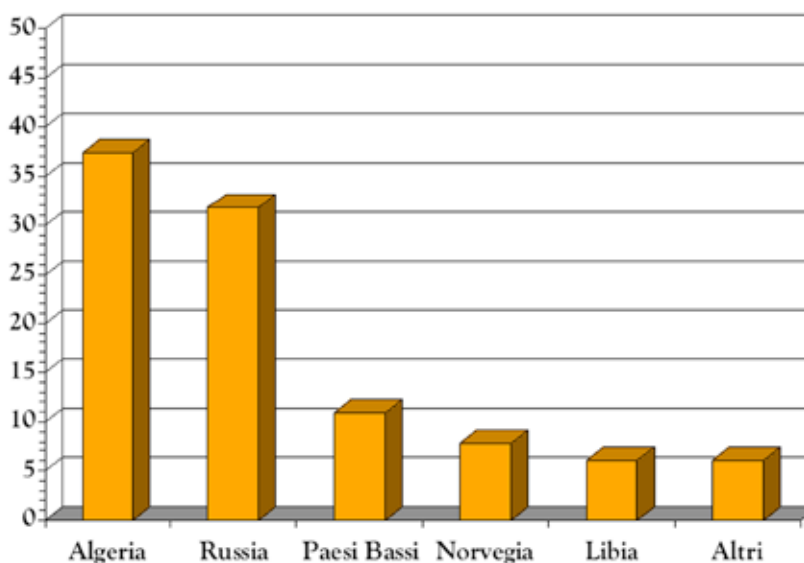


Figura 2

Importazioni di Gas nel 2005 secondo la provenienza (%)

Fonte: Rielaborazione AeeG

ci relativi al 2005, oltre il 70 per cento del gas naturale importato proviene da paesi produttori che non appartengono al mercato dell'Unione Europea.

La struttura delle importazioni del gas naturale è stata costruita nella fase pre-liberalizzazione attraverso contratti a lungo termine. Questi hanno consentito di fornire le garanzie commerciali per la costruzione delle infrastrutture d'importazione. Tale corrispondenza biunivoca tra contratti di approvvigionamento e infrastrutture d'importazione costituisce uno degli elementi caratterizzanti del modello di concorrenza nel mercato del gas (concorrenza per il mercato) e, allo stesso tempo, uno degli elementi di maggiore rigidità per l'ingresso di nuovi operatori.

La Tabella 3 evidenzia la capacità d'importazione del gas naturale suddivisa per i diversi punti di ingresso nel paese. Possiamo facilmente vedere che sulla base dei più recenti dati del Ministero delle attività produttive, le infrastrutture sono utilizzate per percentuali molto elevate, lasciando poco spazio, o capacità, a nuovi operatori.

Punto di importazione	Conferibile	Conferita	Disponibile	Quota Conferita/ Conferibile (%)
Passo Gries	57,5	57,5	0	100
Tarvisio	88,3	84,1	4,2	95
Mazara del Vallo	80,5	80,4	0,1	100
Gorizia	2	0,86	1,1	43
Gela (1/2006)	22,8	22,8	0	100
Totale	251,1	245,7	5,4	98

Tabella 3

Capacità di trasporto di tipo continuo, standard giornaliero per punto d'entrata – (Mm3)

Fonte: Ministero delle attività produttive

Questo dato, tuttavia, non deve sorprendere se si guarda alle modalità di approvvigionamento sotto il profilo contrattuale. La Tabella 4 va letta in modo complementare alla 3: da essa emerge che quasi il 70 per cento della capacità d'importazione sia legata a contratti *take or pay* di durata superiore ai 10 anni.

Durata*	2002 (%)	2003 (%)	2004 (%)	2005 (%)	2006 (%)
1-5	1,8	5,3	2	3,8	12
Residuo	0	6,6	3,4		12
5-10	7,4	8,5	9,5	9,5	1
Residuo (<10)	7,53	16,5	13,9		15
10-20	26	31,9	33,6	32,1	19
Residuo (10-15)	39,35	11,8	26,9		50
20-25	9,4	10,2	11,8	15,4	20
Residuo (15-20)	53,12	65,1	55,4		19
25-30	55,4	44	43,2	39,2	48

Tabella 4

Importazioni: Struttura dei contratti attivi, durata intera e residua, (2002-2006)

* La durata dei contratti è misurata in anni.

Fonte: Rielaborazione Aeeg

La lettura combinata delle due tabelle precedenti informa che l'esigua capacità disponibile sulle infrastrutture esistenti, è già – per lunghi periodi – vincolata da impegni di capacità sui gasdotti d'adduzione al mercato italiano. Tale evidenza empirica suggerisce e rafforza l'ipotesi che l'unica modalità per favorire l'ingresso di nuovi entranti ed aumentare la contendibilità del mercato rimanga la costruzione di nuove infrastrutture.

Accanto ad una valutazione delle rigidità commerciali all'ingresso, è importante comprendere il livello di concentrazione tra gli operatori con riferimento alle quote d'importazione. Gli ultimi dati pubblicamente disponibili confrontano il periodo 2002 con il 2003. È possibile osservare che il peso dell'operatore principale in tale periodo si è ridotto, anche per effetto dei tetti antitrust imposti dal D. lgs. 164/2000.

Da una prima valutazione sulla struttura degli approvvigionamenti, il mercato del gas naturale italiano presenta ancora dei livelli di concentrazione elevati. L'ingresso o la crescita di nuovi operatori è stata favorita dall'introduzione di tetti antitrust. Alcuni lievi miglioramenti possono essere osservati sul fronte dell'importazione: dal 2002 al 2003, sia l'indice CR₄ sia l'HHI sono diminuiti, mantenendosi comunque su valori assoluti non associabili a situazioni di elevata pressione concorrenziale.

Operatore	2002 (%)	2003 (%)
Eni Gas & Power	71	61,5
Enel Trade	13,6	14,5
Edison Gas	7,5	9,4
Plurigas	3,4	4,9
Energia	1,37	1,9
Gaz De France		0,9
Dalmine Energia	1	0,9
Gas Natural Vendita Italia		0,6
Eni Divisione Agip	0,06	
Energas	0,4	
Altri	1,13	5,4
Hhi ¹	5298,44	4139,62
Cr ₄ ²	95,4	90,3

Tabella 5

Quote di mercato nell'importazione (2002-2003)

Fonte: Rielaborazione AeeG

STRUTTURA DELL'OFFERTA

Nei precedenti paragrafi abbiamo discusso dell'importanza relativa che produzione ed importazioni rivestono sul piano della contendibilità. Ora eseguiremo un tentativo di misurazione, seppur del tutto approssimativo, di tale contendibilità. Il nostro tentativo consisterà nell'osservazione delle quote di mercato degli operatori lungo un periodo di diversi anni. Questo con la consapevolezza che un mercato non debba *necessariamente* essere poco concentrato per essere considerato contendibile, ma che l'osservazione di fenomeni di deconcentrazione dell'offerta possa essere associata a situazioni nelle quali esista un qualche grado di contendibilità.

La Tabella 6 suggerisce che il segmento dell'approvvigionamento del gas naturale presenti delle caratteristiche di forte concentrazione in tutti i paesi europei. Dal confronto internazionale emerge che solo il Regno Unito possa vantare un livello di contendibilità accettabile: il numero di operatori di dimensioni rilevanti è 7 (contro i 3/5 del mercato italiano) e dal 2004 al 2005 il CR₃ è diminuito di 46 punti percentuali, toccando quota 36 per cento (quello italiano è sceso di un solo punto, attestandosi su valori quasi doppi).

Dopo aver ragionato sul segmento dell'*upstream*, sembra naturale compiere il passo successivo per avvicinarsi ai consumatori finali e spostare l'attenzione al segmento del *downstream*.

Una delle principali innovazioni introdotte dal decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 riguarda l'obbligo di separazione societaria, per tutti gli operatori, tra chi svolge l'attività di distribuzione

Paese	2002		2003	
	Imprese con almeno il 5 per cento di capacità sul totale	Quota di gas controllata dalla maggiore impresa (%)	Imprese con almeno il 5 per cento di capacità sul totale	Quota di gas controllata dalla maggiore impresa (%)
Austria	3	80	3	80
Francia	2	90	2	90
Germania	5	54	5	54
Italia	5	75	5	75
Spagna	3	57	3	75
Uk	5	50	5	50
	2004		2005	
	Imprese con almeno il 5 per cento di capacità sul totale	CR3	Imprese con almeno il 5 per cento di capacità sul totale	CR3
Austria	3	90	2	80
Francia	2	91	2	98
Germania	5		5	80
Italia	5	63	3	62
Spagna	4	80	4	73
Uk	6	82	7	36

Tabella 6

Struttura dell'Approvvigionamento (2002-2005)

Fonte: Rielaborazione Commissione Europea

e chi effettua la vendita di gas al consumatore finale. In tale contesto la società di distribuzione si limita ad eseguire il servizio di trasporto del gas fino all'utente finale, comprensivo della gestione, della manutenzione e di tutte le attività connesse alla rete fisica di distribuzione. Il soggetto venditore, invece, svolge l'attività commerciale di fornitura del gas.

Con la liberalizzazione del mercato, a decorrere dal 1 gennaio 2003 la vendita di gas naturale viene dunque effettuata unicamente da società che non svolgano alcuna altra attività nel settore del gas naturale, salvo: l'importazione, l'esportazione, la coltivazione e l'attività di cliente grossista. Quest'ultimo è la persona fisica o giuridica che acquista e vende gas naturale e che non svolge l'attività di trasporto o di distribuzione.

L'attività di distribuzione ha il carattere del servizio pubblico e viene attribuita tramite gara per un periodo massimo di 12 anni dai vari enti locali (Comuni, Unioni di Comuni e Comunità Montane) attraverso contratti di servizio predisposti dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas al gestore del servizio.

L'attività di vendita è invece soggetta ad autorizzazione ministeriale (da parte del Ministero delle attività produttive) rilasciata secondo criteri di tipo tecnico – economico. Tra questi si possono ricordare le capacità tecniche e finanziarie adeguate, la disponibilità di un servizio di modulazione adeguato, la dimostrazione della provenienza del gas naturale.

Nel 2002 è entrato in vigore il tetto sulle immissioni nella rete nazionale di gasdotti di gas naturale d'importazione o di produzione destinato alla vendita di cui all'art. 19, comma 3, del D. Lgs. 164/2000 che fissa il limite massimo d'immissioni consentito a ciascun operatore nella misura del 75 per cento dei consumi nazionali nel primo anno di regolamentazione, limite che si riduce di 2 punti percentuali per ciascun anno successivo al 2002 fino a raggiungere il 61 per cento.

Dal 2002 al 2005, il segmento dei grossisti ha evidenziato una progressiva riduzione del grado di concentrazione, rilevata sia dall'indice CR4 che dal HHI. Come nel caso dell'*upstream*, nonostante i

Operatore	2002 (%)	2005 (%)
Eni Gas & Power	65,3	52,5
Enel Trade	16,2	13,91
Edison Gas	8,6	10,5
Plurigas	3,8	2,9
Aem Trading	1,78	2
Energia	0,657	1,84
Gaz De France		1,41
Blumet		1,31
Dalmine Energia	0,617	
Edison Energia	0,459	
Altri	2,587	13,63
Hhi	4625,81	3265,26
Cr4	93,9	79,81

Tabella 7

Quote di mercato dei grossisti (2002-2005)

Fonte: Rielaborazione Aeeg

segnali forniti dal mercato siano da interpretare positivamente, i valori assunti dagli indicatori non permettono di ritenere soddisfacente il livello di pressione competitiva presente. Almeno una parte dei miglioramenti registrati, a livello di concentrazione, nel segmento *downstream*, è da attribuire ai tetti (introdotti dal D. Lgs. 164/2000) sulle quantità d'immissioni di gas consentite a ciascun operatore. Tali limiti hanno agito da *deterrente* nei confronti di un aumento del giro d'affari da parte dell'operatore dominante (l'unico a movimentare quantitativi di gas tali da poter essere considerati vicini a quelli massimi fissati dalla legge). La quota di mercato dell'operatore dominante è diminuita di oltre 10 punti percentuali in un intervallo di tre anni.

Quantità	2002	2003	2004	2005
N Operatori	504	432	353	257
Volume Venduto (Gm ³)	26,6	33	31,4	24,9
Volume Unitario Medio (Mm ³)	53	76	89	97

Tabella 8

Evoluzione in numero e dimensione media dei venditori (2002-2005)

Fonte: Aeeg

Allargando la visuale rispetto ai soli grossisti, è in generale in atto – nella vendita – un processo d'aggregazione. Il numero di soggetti incaricati di tale attività – pur mantenendosi sull'ordine delle centinaia – diminuisce anno dopo anno, e le quantità vendute mediamente da ognuno, in modo simmetrico, aumentano. Questo fenomeno di concentrazione potrebbe essere legato all'esistenza di economie di scala nella fase di vendita.

Tuttavia, per una valutazione completa sarebbe necessario effettuare un'analisi dell'efficienza della dinamica competitiva, cosa che esula dagli scopi del presente elaborato. Infatti, il rafforzamento di nuovi operatori è in larga misura dovuto all'introduzione di tetti antitrust e non all'ingresso sul mercato attraverso canali autonomi ed indipendenti dal principale operatore.

CAPACITÀ E INVESTIMENTI NELLE IMPORTAZIONI

Dai paragrafi precedenti è emerso che il canale principale per l'ingresso di nuovi operatori nel mercato italiano è costituito dalle importazioni.

Abbiamo visto che il portafoglio di paesi produttori dai quali l'Italia ottiene la quota prevalente dei suoi acquisti di gas sono cinque: Algeria, Russia, Paesi Bassi, Norvegia e Libia. La capacità d'importazione resa disponibile dagli impianti attualmente in funzione nei confronti dei cinque paesi esportatori è impiegata al 98 per cento del suo potenziale. Questo dato, unitamente a quanto detto sulla lunga durata dei contratti d'importazione, ci porta ad affermare che il 98 per cento della capacità d'immissione di gas estero nel mercato italiano sia allocata ad operatori già presenti per le durate riportate nella Tabella 2.

Alla luce di ciò, l'unico elemento che potrebbe incrementare la contendibilità del segmento *up-stream* riguarda il potenziamento delle linee esistenti e/o la creazione di nuove infrastrutture d'importazione *pipelines* e terminali di rigassificazione.

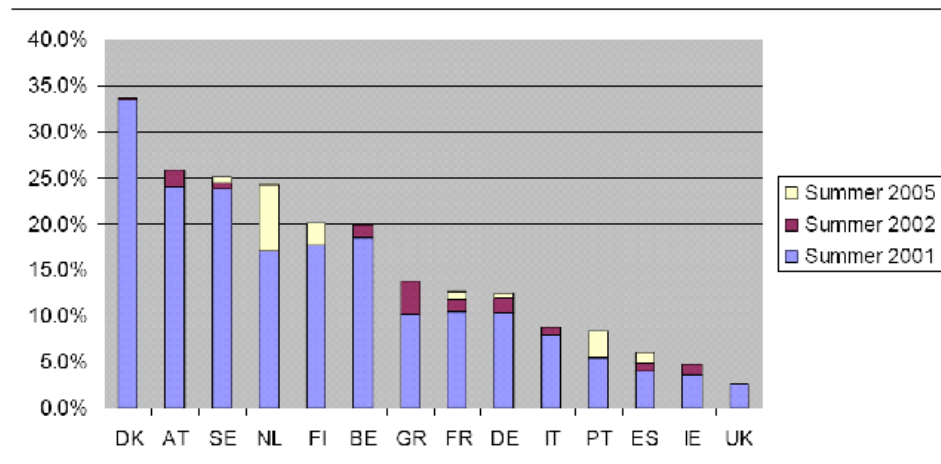


Figura 3

Capacità d'importazione/totale capacità installata

Fonte: Commissione Europea

La Figura 3 colloca queste considerazioni nell'ambito di un *benchmark* internazionale, e fornisce una prima indicazione del livello di utilizzo della capacità d'importazione nei diversi paesi europei nel periodo estivo, che per il mercato del gas naturale rappresenta un periodo *off-peak*.

Possiamo vedere come il nostro paese, rispetto agli altri, faccia un uso comunque elevato della capacità d'importazione. Va tuttavia considerato che l'ottimizzazione della capacità è anche legata alla elevata dimensione dei siti di stoccaggio rispetto ai consumi complessivi: ovvero, il ciclo di invaso e svasso degli stoccaggi consente di ottimizzare il profilo di utilizzo della capacità d'importazione associata ai contratti *take or pay*.

La Figura precedente conferma che, per il mercato italiano, l'incremento del livello di contendibilità non può che essere ricondotto alla costruzione di nuove infrastrutture d'importazione. Sulla carta l'avvio del processo di liberalizzazione ha favorito la presentazione di molti progetti d'investimento in nuove infrastrutture. A tale riguardo, esistono tre livelli di rafforzamento delle infrastrutture che devono essere considerati separatamente in relazione al loro grado di economicità.

Progetto	Capacità Nominale Potenziamento (Gm ³ /anno)	Lunghezza (Km)	Data Completamento Studio Fattibilità	Avvio Iter Assegnazione Capacità di Trasporto	Stime MAP Previsione Inizio Esercizio
Potenziamento gasdotto Algeria-Italia via Tunisia (Mazara del Vallo): aumento della capacità di trasporto lungo il tratto in Tunisia	3,2	372	2002	2003 sospeso, ripreso nel 2005	2008
Potenziamento gasdotto TAG d'importazione di gas naturale dalla Russia (Tarvisio), potenziamento TAG in Austria	3,3	380	2002	Iniziato nel 2005, più volte rinviato	2008
Potenziamento gasdotto Libia-Italia (Gela)	2	516			
Ulteriore potenziamento gasdotto Algeria-Italia via Tunisia (Mazara del Vallo): aumento della capacità di trasporto lungo il tratto tunisino del gasdotto	3,3	372	2002		2011
Ulteriore potenziamento TAG d'importazione di gas naturale dalla Russia (Tarvisio), potenziamento TAG in Austria	3,2	380	2002		2011

Tabella 9

Potenziamento gasdotti esistenti
Fonte: Ministero delle attività produttive

La prima tipologia (riportata nella Tabella 9) riguarda i potenziamenti delle infrastrutture esistenti. I primi effetti di questi interventi dovrebbero manifestarsi sul mercato italiano a partire dal prossimo anno termico.

Entro il 2011 i potenziamenti dovrebbero incrementare la capacità d'importazione di quasi 14 miliardi di metri cubi.

Più rilevanti risultano i nuovi progetti di gasdotti d'importazione che sono di seguito riportati nella Tabella 10. In generale, i nuovi gasdotti d'importazione, sotto il profilo competitivo, risultano – in prospettiva – in grado di fornire maggiore contendibilità al mercato.

Progetto	Capacità Nominale (Gm ³ /anno)	Lunghezza (Km)	Diametro Gasdotto (Pollici)	Data Inizio Studio Fattibilità	Stime MAP Previsione Inizio Esercizio
Gasdotto Igi, Interconnessione Grecia-Italia – tratto offshore	8-10	212	32	2005	2010
Nuovo gasdotto Algeria-Italia (Sardegna/Corsica)	10	2000	36	2005	
Progetto Bressanone-Innsbruck	1-2	48	20	2006	
Progetto Tap, Trans Adriatic Pipeline (Albania/Italia)	10	421-500	32	2007	

Tabella 10

Nuovi gasdotti in progetto
Fonte: Ministero delle attività produttive

Sulla base dei progetti presentati, il potenziale di nuova capacità d'importazione rilevato nella Tabella 10 risulterebbe pari a circa 32 miliardi di metri cubi. Le modalità classiche di costruzione delle nuove infrastrutture sono strettamente legate a contratti d'importazione di lungo periodo con una specifica riserva di capacità (quale elemento incentivante) per il soggetto proponente.

Interessante – nel contesto italiano – è stato lo sviluppo, per quanto con alterne fortune sotto il profilo dell'accettabilità ambientale, dei progetti per la costruzione di nuovi terminali di rigassificazione. La Tabella 11 riporta i progetti attualmente presentati al Ministero per lo sviluppo economico.

Il potenziale complessivo della capacità d'importazione prevista dai progetti di rigassificatori ammonta a circa 82 miliardi di metri cubi. Il dato risulta essere comprensibile anche considerate le caratteristiche insulari del nostro paese.

Progetto	Società	Capacità G(m ³)/anno
Porto Levante offshore (RO)	10% Edison, 45% ExxonMobil e 45% Qatar Petroleum	Ampliamento fino ad 8
Brindisi	Brindisi LNG (100% British Gas Italia)	8
Toscana offshore (LI)	OLT – Offshore LNG Terminal, Endesa Europa, OLT Energy Toscana	3, espandibili a 6
Rosignano (LI)	Edison – BP – Solway	8
Gioia Tauro (RC)	LNG Terminal (100% CrossGas)	12
Taranto	Gas Natural	8
Zaule (TS)	Gas Natural	8
Trieste offshore (TS)	Endesa Italia	8
Porto Empedocle (AG)	Nuove Energie	8, espandibili a 12
Rada di Augusta (SR)	ERG Power&Gas – Shell Energy Italia	Fase 1/2: 8 Fase 1: 12

Tabella 11

Nuovi terminali Gnl in progetto al 31 marzo 2006

Fonte: Ministero delle attività produttive

Per quanto risulti evidente che i progetti presentati siano concorrenti e non realizzabili complessivamente, un utile indicatore della pressione competitiva del mercato italiano del gas naturale potrebbe essere dato dal rapporto tra i progetti potenziali ed il livello dei consumi. Per quanto questo dato si riferisca ad una contendibilità *potenziale*, è in ogni caso una possibile approssimazione dell'interesse ad entrare nel mercato da parte di nuovi operatori, che naturalmente andrà separato dalla capacità effettiva di creare nuova capacità d'importazione.

UNBUNDLING

Sino ad ora abbiamo sostenuto quanto sia rilevante, al fine di creare una maggiore competitività, l'esistenza di canali d'adduzione indipendenti. La stessa normativa europea, al fine di incentivare nuovi progetti d'investimento, introduce il concetto di riserva di capacità per il soggetto proponente. Tuttavia, è opportuno ricordare che il principio guida di tutto il processo di liberalizzazione europeo è stato quello del Third Party Access alle infrastrutture di rete. Questo principio fu introdotto allo scopo di favorire l'interscambio tra gli stati membri, attraverso la tutela d'uso delle infrastrutture di rete a condizioni eque e non discriminatorie. Per favorire l'applicazione del Third Party Access venne introdotta la separazione delle attività di rete da quelle commerciali, al fine di evitare sussidi incrociati di prezzo e/o problematiche del tipo *vertical foreclosure*.

Il dibattito sulla separazione ha di fatto portato a configurare tre tipi d'*unbundling* nel caso del gas: contabile, societario e proprietario. In generale, la teoria economica ha sempre supportato l'orientamento secondo il quale quanto più indipendente è la gestione della rete, tanto più efficace sarà il processo di liberalizzazione del mercato.

Poiché in questa analisi non siamo interessati a valutare le relazioni tra *unbundling* ed efficienza economica, ci limiteremo a valutare le relazioni tra tipo di *unbundling* e, rispettivamente, contendibilità del consumatore finale e contendibilità dal lato dell'offerta.

	2002				2003					
	Apertura del mercato* (%)	Unbundling**		Switching Factor (1998-2001) *** (%)	Apertura del mercato (%)	Unbundling		Switching Factor (fino al 2003) (%)		
		TSO	DSO			TSO	DSO			
AUSTRIA	100	L	L	<2	100	L	L	9		
FRANCIA	20	C	C	20-30	20	C	C	25		
GERMANIA	100	C	C	<2	100	C	C	7		
ITALIA	96	L	L	10-20	100	L	L	30		
SPAGNA	79	P	L	20-30	100	P	L	>50		
UK	100	P	P	>50	100	P	P	>50		
	2004				2005****					
AUSTRIA	100	L	L					L (%)	M (%)	S (%)
								6	6	4
FRANCIA	70	L	C					14	14	0
GERMANIA	100	C	C							
ITALIA	100	L	L					23	3	1
SPAGNA	100	L	L					60	60	2
UK	100	P	P					85	75	47

Tabella 12

Apertura del mercato, unbundling e switching factor (2002-2005)

1) C = contabile

2) L = societaria (in linea con le disposizioni comunitarie)

3) P = proprietaria

* Con Apertura del mercato si intende la quota di domanda sul totale libera di scegliere l'impresa dalla quale rifornirsi.

** L'Unbundling è riferito alla rete di trasmissione (Tso) e di distribuzione (Dso).

*** Con Switching Factor s'intende la quota della domanda aperta al mercato che effettivamente ha cambiato fornitore nel periodo di riferimento.

**** L, M e S stanno ad indicare le dimensioni dei consumatori, rispettivamente grandi, medi e piccoli.

Fonte: Rielaborazione Commissione Europea

Con riferimento alla domanda, in questa prima analisi, ci limitiamo a considerare quale indicatore di contendibilità del consumatore finale il meglio noto *switching factor*. Questo indicatore – pubblicamente disponibile tra i dati forniti dalla Commissione Europea – rappresenta una misura della reattività dei consumatori a variazioni delle condizioni d’offerta.

Dopo aver analizzato le percentuali di consumatori che hanno cambiato fornitore nei principali mercati europei, cercheremo di valutare se esista una qualche forma di relazione con la tipologia d’*unbundling*.

Prima di analizzare i dati della Tabella 12, è bene ricordare che in Italia, dal 1 gennaio 2003 la vendita di gas ai clienti finali del servizio, siano essi industriali o civili, è stata completamente liberalizzata. La distinzione fra clienti idonei e clienti vincolati è stata superata e tutti i clienti finali godono dell’opportunità di approvvigionarsi presso il fornitore di gas che propone l’offerta economicamente più vantaggiosa. La realizzazione di condizioni d’effettiva concorrenza richiede tuttavia tempi più lunghi. La data del 2003 non ha potuto, infatti, segnare la fine del monopolio in tutte le fasi che costituiscono la filiera del gas naturale. Le caratteristiche dei servizi a rete sono tali da richiedere una pluralità di misure di regolamentazione economica e tecnica dei segmenti caratterizzati da monopolio naturale, ovvero di tutte le attività legate alla rete, al fine di poter rendere effettiva la concorrenza in quelli in cui questa sia strutturalmente possibile.

Analizzando i dati riportati nella Tabella 12 emerge che la domanda italiana, pur essendo nominalmente libera nella sua interezza, nella pratica non vede un’effettiva sostituzione delle offerte che vanno a soddisfarla che vada oltre il 20-30 per cento. Ad eccezione di Spagna e Regno Unito, per gli altri paesi europei, la situazione è ancora peggiore. I consumatori di gas, anche se *liberi* di cambiare fornitore, rimangono *fermi*, fenomeno che mina la credibilità della minaccia d’entrata, e dunque della contendibilità stessa.

Sul piano della correlazione tra *unbundling* e *switching factor* non è possibile identificare un rapporto di chiara linearità. È però anche vero che i mercati europei di maggior successo dal punto di vista dell’apertura e dello *switching* della domanda (Spagna e Regno Unito) – secondo quanto riportato nella Tabella 12 –, siano anche quelli ove il tipo d’*unbundling* adottato è societario o proprietario.

Paese	CR ₃ (%)	Unbundling
AUSTRIA	80	L
FRANCIA	98	L
GERMANIA	80	C
ITALIA	62	L
SPAGNA	73	L
UK	36	P

Tabella 13

Unbundling e Concentrazione (2005)

Fonte: Rielaborazione Commissione Europea

La Tabella 13 rappresenta un primo tentativo di valutazione della possibile correlazione tra *unbundling* e grado di concentrazione del mercato.

Come nel caso dello *switching factor*, il modello d’*unbundling* scelto dai vari paesi non sembra essere linearmente correlato con risultati di tipo specifico. Potremmo definire la separazione (almeno) societaria come condizione *necessaria ma non sufficiente* per la fioritura di contesti di massima contendibilità. Nel caso della Francia ad un *unbundling* legale corrisponde un CR₃ del 98 per cento, mentre in quello dell’Italia, ad una separazione sempre legale corrisponde un CR₃ di 36 punti percentuali inferiore. L’unico genere di separazione in grado di fornire un risultato chiara-

mente positivo – sul fronte della contendibilità – sembra essere quella proprietaria, adottata dal Regno Unito.

CONCLUSIONI: SCHEDE DI VALUTAZIONE

Giunti a questo punto, come detto in apertura, costruiremo un indicatore che permetta di approssimare il grado di contendibilità del mercato italiano del gas rispetto a quello inglese.

Il valore finale dell'indicatore dovrà, in un certo senso, rispecchiare quanto affermato durante corso dell'elaborato. Tale risultato sarà dato dalla media aritmetica ponderata di tre degli indicatori che, a nostro avviso, riflettono con sufficiente fedeltà il livello di contendibilità del mercato del gas: la concentrazione dell'offerta nell'approvvigionamento, lo *switching factor* della domanda ed il modello d'*unbundling* dell'infrastruttura di rete.

Il primo elemento – la concentrazione dell'offerta nell'approvvigionamento – verrà quantificato come media ponderata di due sottoindicatori di peso rispettivamente 40 per cento e 60 per cento: il numero di imprese che detengono una quota del mercato superiore al 5 per cento ed il complementare dell'indice CR3. Personalmente riteniamo che lo stato della concentrazione dell'offerta sia il misuratore più esplicativo con riferimento alla contendibilità del mercato, dunque, il peso assegnatoli è del 50 per cento sul totale.

Il secondo elemento – lo *switching factor* della domanda – gioca un ruolo essenziale nel rendere credibile la minaccia di nuovi ingressi: gli è stato perciò associato un peso del 30 per cento sul totale.

Il terzo ed ultimo elemento – il modello d'*unbundling* – è quello che influisce di meno sulla valutazione totale, precisamente pesa per il 20 per cento. Il motivo riguarda la non chiara relazione che emerge tra modello di separazione scelto e grado di contendibilità del mercato. Questa variabile può assumere unicamente quattro valori: 100 per cento quando la separazione è proprietaria, 70 per cento quando è legale o societaria e 30 per cento quando contabile.

Come paese *benchmark* è stato scelto il Regno Unito, per cui viene assunto un grado di liberalizzazione pari al 100 per cento. Il mercato del gas inglese, come negli altri settori critici che stanno attraversando la transizione da monopolio a concorrenza, si distingue per l'eccellenza dei risultati ottenuti sotto il profilo della contendibilità. La struttura dell'offerta, nel 2001, era molto simile a quella tedesca. Da allora il Regno Unito ha compiuto passi da gigante, mentre la Germania – dal punto di vista della contendibilità – sembra non essere stata in grado di tenere il passo. Infatti, mentre nel mercato inglese il numero di soggetti di dimensioni rilevanti è passato da 5 a 7, ed il CR3 dal 50 al 36 per cento; in quello tedesco sia il numero di soggetti con quota maggiore del 5 per cento che il CR3 sono rimasti costanti (rispettivamente 5 e 80 per cento). Una delle ragioni potrebbe riposare nello stato dell'*unbundling* delle reti, completo nel caso inglese (proprietaria), solamente contabile in quello tedesco. Un indicatore rappresentativo del successo della liberalizzazione inglese è lo *switching factor*: oltre il 50 per cento della domanda totale ha cambiato almeno una volta fornitore, dimostrando che, nel mercato, esistono alternative concrete all'operatore principale.

Rispetto al Regno Unito e in base agli indicatori scelti, il grado di liberalizzazione italiano viene valutato nel 58 per cento. Purtroppo, allo stato attuale, la situazione del mercato del gas italiano, dal punto di vista della contendibilità, non è soddisfacente; l'osservazione dei fatti ci porta a definire il settore del gas come *aperto dal punto di vista della domanda ma scarsamente competitivo da quello dell'offerta*. L'esperienza concreta di liberalizzazione del mercato del gas in un paese importatore insegna che l'apertura del mercato, per quanto riguarda la domanda, e la separazione delle fasi potenzialmente competitive da quelle monopolistiche, abbinate al libero accesso a queste ultime, siano condizioni *necessarie ma non sufficienti* affinché si sviluppino alti gradi di contendibilità sul fronte dell'offerta. Il mercato del gas italiano è caratterizzato da un'offerta altamente con-

centrata, dove l'ex monopolista è ancora presente lungo tutta la filiera produttiva. I valori assunti dallo *switching factor* suggeriscono sia necessario fare ancora molto sul versante della domanda per rendere *effettivamente credibile* la minaccia d'entrata. Alla stessa stregua bisogna dedicare energie all'ottenimento di una separazione delle infrastrutture di rete che sia *proprietaria*. Quella *societaria*, infatti, non sembra sufficiente a garantire i risultati di contendibilità che fino ad alcuni anni fa le forze politiche avevano sperato.