

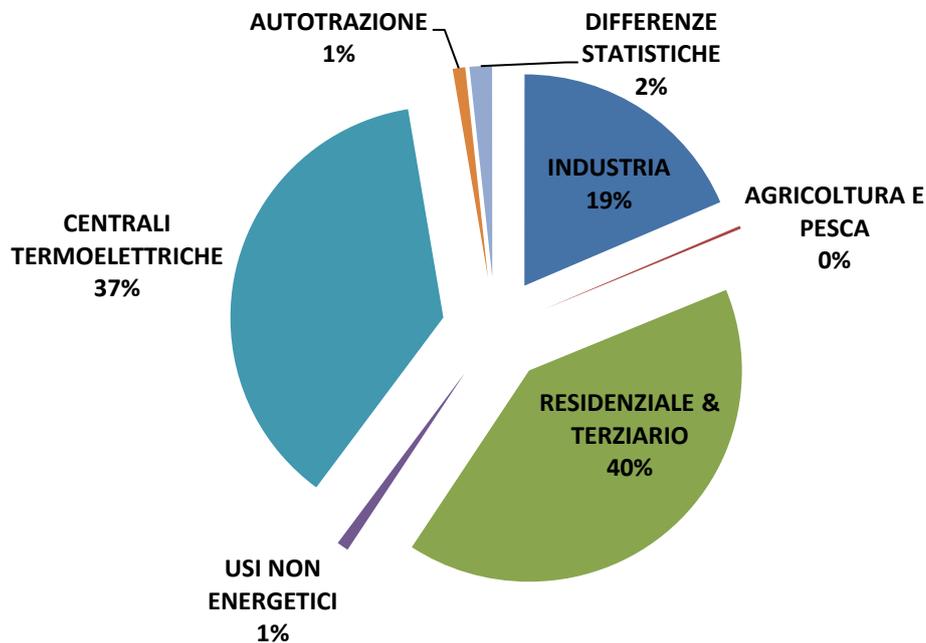
RIASSUNTO

Da tempo ormai l'Unione Europea prosegue nel progetto di attuare un vera liberalizzazione del settore del gas. Tra gli obiettivi del processo, finalizzato allo sviluppo della concorrenza e quindi al benessere del consumatore, vi è quello della separazione di società verticalmente integrate nella filiera mediante il processo di unbundling, in modo da limitare la possibilità che le stesse esercitino "potere dominate" sul mercato.

Con il seguente lavoro, si vogliono esprimere considerazioni relativamente alla possibilità che Snam, in qualità di società del gruppo Eni, attiva nei servizi di trasporto, distribuzione, stoccaggio e vendita del gas, possa essere separata dal resto del gruppo.

Per valutare gli effetti della politica, i primi due capitoli sono stati strutturati in modo tale da permettere di fornire tutte le informazioni generali di settore necessarie alla definizione del modello di Porter.

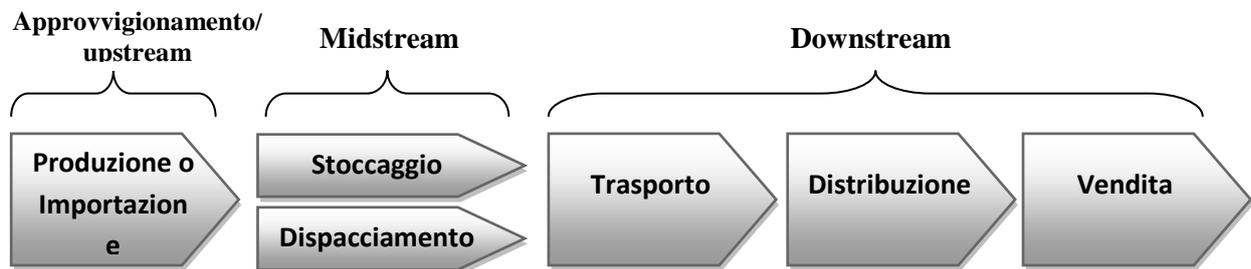
Grafico 1: Consumo di gas naturale per settori-2009



Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico

Nel primo capitolo, dopo le valutazioni relative alla quota di gas consumata nel mix energetico mondiale e nazionale e ai settori ai cui questa è maggiormente diretta, si è considerato che il punto di partenza dell'analisi dovesse essere la divisione della

filiera nelle sue attività: approvvigionamento, ulteriormente divisibile in produzione e importazione, trasporto, stoccaggio, distribuzione e vendita.



Tutte le fasi della filiera presentano delle peculiarità, sia in termini tecnologici, che di concorrenza o di obblighi di legge. Inoltre, mediante questa divisione è possibile ottenere diverse classificazioni.

Le attività del settore, infatti, possono essere raggruppate anche come attività upstream, midstream e downstream; tra le prime rientrano tutte quelle che consentono la scoperta e l'utilizzo dei giacimenti di idrocarburi mediante i processi di estrazione, tra le seconde le attività relative all'immagazzinamento e alla lavorazione e infine tra le terze figurano le attività relative al trasporto, alla distribuzione e alla trasformazione energetica per gli usi finali¹.

Tale suddivisione della filiera in 3 fasi distinte ci permette di identificare uno dei principali effetti delle politiche di liberalizzazione, che hanno caratterizzato il panorama europeo negli ultimi anni: quello relativo alla separazione verticale tra le attività rientranti nella definizione upstream e quelle downstream in attuazione al principio di unbundling.

Ci consente anche di definire una suddivisione della filiera del gas tra settori contendibili (approvvigionamento, vendita e, teoricamente, stoccaggio) e quelli di stampo monopolistico (trasporto e distribuzione), utile per la valutazione della fattibilità nell'applicazione del processo.

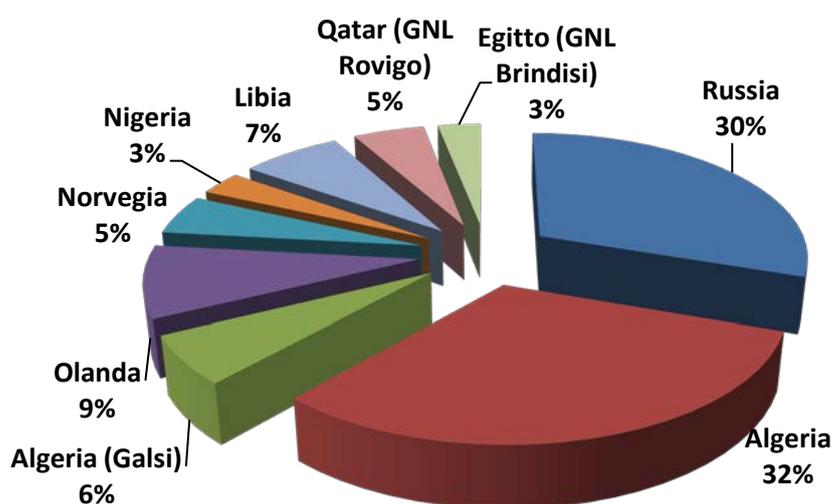
Sempre in questo capitolo si è sottolineato il ruolo fondamentale della geopolitica. I vincoli tra paesi sono determinanti per lo sviluppo del mercato: il gas non è una risorsa omogeneamente distribuita sul pianeta e la fonte (giacimenti) non è riproducibile. Per queste ragioni, le regioni geografiche e le nazioni in deficit di

¹ Più precisamente, le attività midstream come quelle relative ai processi che consentono lo sfruttamento e la valorizzazione del gas naturale remoto che non trovando collocazione, possono condizionare lo sfruttamento delle risorse di gas.

risorse, come l'Europa e l'Italia, sono costrette ad instaurare dei veri e propri rapporti di dipendenza con i paesi fornitori. Il principale fornitore italiano ed europeo è la Russia, che attraverso Gazprom, usa la politica energetica come uno strumento di politica internazionale: l'energia come merce politica².

Data la natura del gas, i metodi di trasporto prevedono o l'utilizzo delle pipeline, o il trasporto via mare del GNL. Dato il ridotto sviluppo del mercato del gas naturale liquefatto, con una quota di mercato pari a circa il 10%, principalmente rivolta alla Cina, è facile intuire che il mercato del gas abbia una connotazione prettamente regionale.³

Grafico 2 % importazione da paese produttore (% volumi contrattualizzati con contratti take or pay)⁴



Fonte: Aeg

Dati questi vincoli, la difficoltà per l'Europa di liberarsi dall'egemonia russa sono evidenti soprattutto nei fallimenti dei progetti miranti alla diversificazione della provenienza delle fonti: basta pensare al "Nabucco".

Il "Nabucco" è un progetto patrocinato dall'Unione Europea per la realizzazione di un gasdotto che, attraversando l'Azerbaijan, la Georgia, la Turchia e l'UE mediante

² Daclon Corrado Maria (2008), Geopolitica dell'ambiente: sostenibilità, conflitti e cambiamenti globali, Franco Angeli, Milano.

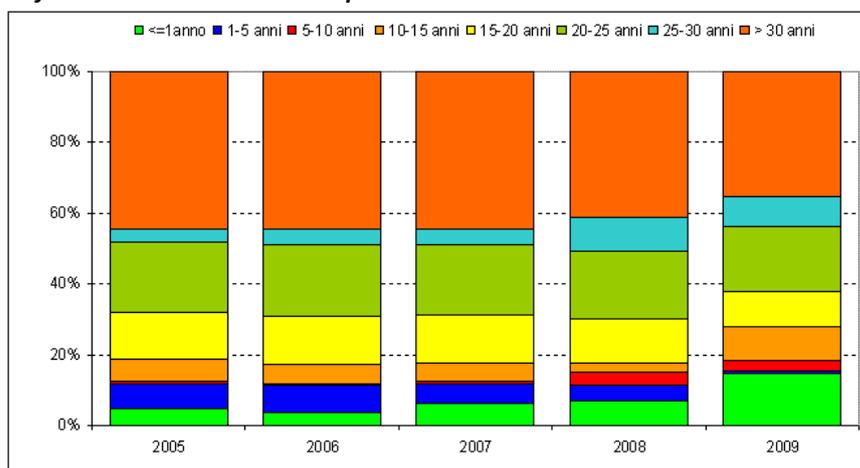
³ Maugeri Leonardo (2008), Con tutta l'energia possibile, Sperling & King

⁴ Le quote d'importazione sono definite in relazione all'origine fisica del gas e non per operatore: l'Algeria è il primo importatore per quantità fisica di gas, ma avendo stipulato accordi con Gazprom, è sempre il colosso russo il monopolista fornitore

pipeline per un totale di 3.300 km, garantirebbe la fornitura all'Europa occidentale di 30 miliardi di metri cubi di gas all'anno proveniente dal Caucaso, dall'Iran, dall'Asia Centrale e dal Mediterraneo centrale, veicolando il gas dall'area caspica alla Turchia e da qui al terminale di Buamgarten. Il progetto, nato nel febbraio del 2002, ha come precursori la compagnia austriaca OMV e quella turca Botas.⁵ La reale origine del progetto è da ricercarsi nella volontà degli Stati Uniti di limitare la dipendenza dei paesi europei dallo stato asiatico, offrendo al “vecchio continente” un'alternativa al gas russo.

Inoltre, a questa situazione di dipendenza, si sommano i problemi relativi a ridotto sviluppo del mercato spot del gas: è prassi che gli approvvigionamenti siano formulati mediante il ricorso a contratti di lungo periodo con formula take or pay. Con questa clausola, il rischio quantità viene sopportato per intero dagli acquirenti, che si impegnano ad acquistare quelle date quantità di gas indipendentemente dal consumo effettivo. Inoltre, i contratti di lungo periodo ancora in essere limitano la possibilità per i soggetti terzi rispetto all'incumbent di aumentare le proprie quantità d'importazione, situazione difficile da modificare dato l'attuale tessuto infrastrutturale delle reti di trasporto.

Grafico 3: Durata contratti d'importazione



Fonte: Aeeg

Anche in Italia però si sono sviluppate delle forme di mercato. Dal 1 dicembre del 2010, è attiva la procedura di ammissione al mercato a pronti del gas naturale

⁵ Daclon Corrado Maria (2008), Geopolitica dell'ambiente: sostenibilità, conflitti e cambiamenti globali, Franco Angeli, Milano

(MGAS). Ad esso possono accedere tutti gli operatori abilitati al Punto di Scambio Virtuale.⁶

Il MGAS si divide in:

- Mercato del giorno prima (MGP-GAS)
- Mercato infragiornaliero del gas (MI-GAS)

Il mercato del gas è legato all' infrastruttura di trasporto della commodity⁷ e, per questo, ogni contratto deve prevedere un punto di consegna, costituito tipicamente dal principale snodo dell'infrastruttura di interconnessione (terminali di rigassificazione, punti di ingresso nel sistema nazionale, ecc). La possibilità di individuare punti di consegna (hub) prestabiliti consente la comparazione dei prezzi di diversi contratti, ossia l'eliminazione dell'incertezza relativa ai costi di trasporto da diversi punti della rete.

Gli hub possono essere fisici o virtuali.

MGP-GAS rappresenta il mercato sede di negoziazione delle offerte di acquisto e di vendita di gas per il giorno precedente a quello di negoziazione. Le operazioni si svolgono in due momenti successivi, nel primo è previsto il ricorso alla modalità di negoziazione continua, nel secondo momento, invece, si ricorre ad un'asta. Le offerte che verranno selezionate sono quelle del giorno successivo al giorno-gas in cui termina la sessione della negoziazione ad asta.⁸

Sul MI-GAS si effettuano offerte di acquisto e vendita di gas relative al giorno-gas corrispondente a quello in cui termina la sessione e le operazioni sul MI-GAS si svolgono in un'unica sessione, secondo le modalità di negoziazione continua.

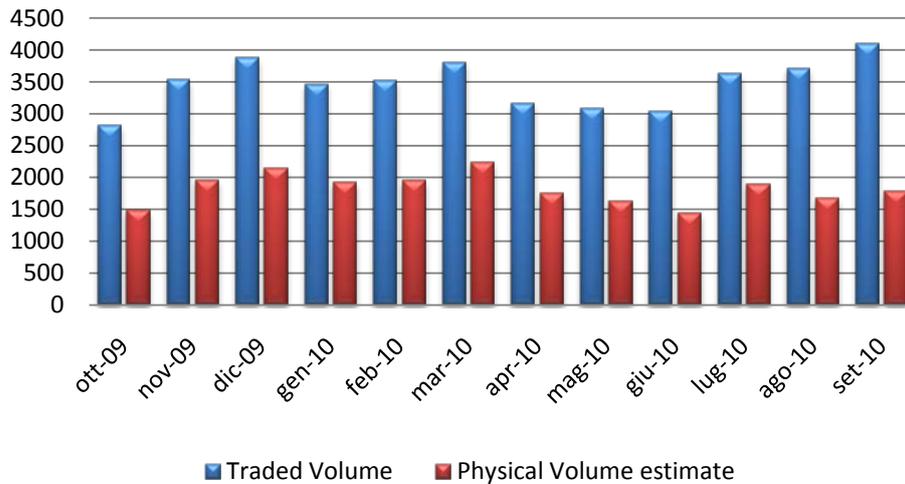
In Italia il Punto di Scambio Virtuale (PSV) è nato nel 2003, in seguito alla delibera AEEG 75/03, che approvava il Codice di Rete predisposto da Snam Rete Gas (SRG), in qualità di gestore della rete.

⁶ Gestore Mercati Energetici, Newsletter n. 33 dicembre 2010,

⁷ Bene il cui valore è indipendente da dal luogo e dal soggetto produttore

⁸ GME, Newsletter n. 33, dicembre 2010

Grafico 4: Volumi fisici e mensili sul PSV



Fonte: Aeeg

Su tutti i mercati, fisici o virtuali, è possibile effettuare scambi Over The Counter (OTC), con quotazioni derivanti da stime calcolate sulla base di dichiarazioni rilasciate dagli operatori in seguito ad accordi bilaterali e pubblicate da Platts Argus , Reuters, WGI e altre agenzie.

Il mercato di bilanciamento è un mercato on the day, dove il TSO responsabile per il bilanciamento compra e vende il gas necessario a bilanciare il sistema dai trader e/o dagli shipper.⁹

Con il DCO 45/10 è stato introdotto un servizio di bilanciamento del gas naturale semplificato e basato su meccanismi di mercato (SBSM). Il 14 aprile del 2011 è stata introdotta la deliberazione ARG gas 45/11: Disciplina del bilanciamento di merito economico del gas naturale.

Il sistema SBSM prevede che il bilanciamento fisico resti nelle mani dell'impresa maggiore di trasporto, Snam Rete Gas, che svolge l'attività ricorrendo a variazioni di pressione nella rete e allo stoccaggio. Per le risorse di stoccaggio, la società si rivolge all'apposito mercato MBgas, cessando la pratica di attribuzione di ogni squilibrio nelle variazioni della disponibilità di stoccaggio agli shipper. Questo vuol dire che la capacità di trasporto necessaria verso il sistema di stoccaggio sarà trasferita agli stessi operatori.

Le attività di trasporto, stoccaggio e distribuzione, rientrano tra le attività regolate e sono caratterizzate dalla presenza dominante di Snam, a cui nel 2009 Eni ha ceduto il 100% delle proprie partecipazioni in Stogit (stoccaggio) e Italgas (distribuzione urbana), al fine di

⁹ Quaderni Ref

generare sinergie. Per queste attività sono state tracciate le caratteristiche principali, compreso, nel caso della distribuzione, il meccanismo delle gare e il ruolo degli Enti locali.

Un aspetto fondamentale considerato sempre nel primo capitolo è quello relativo al confronto tra il mercato elettrico e quello del gas, per lungo tempo considerati tanto simili da poter essere oggetto di un'unica disciplina normativa.

Attualmente, e soprattutto con riferimento al processo di liberalizzazione, le strade si sono separate. I motivi sono diversi:

1. nel settore del gas, l'attività industriale è basata sull'utilizzo di un input non riproducibile, rappresentato dal giacimento, di cui il mondo non dispone in maniera omogenea, mentre l'elettricità, grazie allo sviluppo delle fonti rinnovabili, è e sarà sempre riproducibile;
2. il monopolio naturale del trasporto occupa una parte preponderante della struttura industriale del gas e lo stesso non può dirsi per la rete elettrica, dove pesa sul costo totale per un valore compreso tra il 5 e il 15%¹⁰
3. nel settore del gas, a causa degli ingenti investimenti richiesti, i contratti hanno storicamente assunto la forma di impegni di lungo periodo (tendenzialmente ventennali), mediante la formula take or pay, sottoscritti dal venditore e dall'acquirente, in cui il primo s'impegna a vendere quantitativi prefissati di gas per tutta la durata del contratto e il secondo a ritirarli e pagarli (il gas va pagato anche se non viene prelevato), il settore elettrico, caratterizzato da mercato spot molto liquido, prevede, invece, perfino la possibilità di operazioni orarie.

Tabella 1: Quadro riassuntivo dei settori dell'energia elettrica e del gas-Anno 2007

	ENERGIA ELETTRICA	GAS NATURALE
CONCORRENZA ALL'INGROSSO E AL DETTAGLIO	In graduale aumento	Ancora poco svilupata
QUOTA DI MERCATO ALL'INGROSSO DEL PRINCIPALE OPERATORE (approvvigionamento)	30.5%	66.8% (72.2% incluse le vendite innovative)

¹⁰ Bollino Andrea (2010), L'energia la follia del mondo, Rubbettino

QUOTA DI MERCATO AL DETTAGLIO DEL PRINCIPALE OPERATORE	25% sul mercato libero; 80% su mercato tutelato	44% sul mercato finale
TERZIETA' PROPRIETA' DELLA RETE	SI (Terna)	NO Snam Rete Gas (ENI)
TERZIETA' GESTIONE DELLA RETE (dispacciamento)	SI (Terna)	NO Snam Rete Gas (ENI)
LIMITI ANTITRUST	SI (50% per sempre)	SI (61% al netto degli autoconsumi solo fino al 2010)
MERCATI ORGANIZZATI	SI: Borsa elettrica e mercato Finanziario	NO: esiste solo un Punto di Scambio Virtuale gestito da Snam Rete Gas (ENI)

Fonte: REF

Per quanto concerne le altre fasi della filiera, se ne sono considerati gli aspetti preponderanti, come il peso di un adeguato assetto infrastrutturale e il principio del Third Party Acces per il trasporto, o il ruolo degli Enti Locali e le procedure di affidamento per la distribuzione, la potenziale contendibilità dello stoccaggio e il fenomeno delle aggregazioni per quanto concerne la vendita di gas.

La trattazione relativa al secondo capitolo è iniziata sottolineando l'aspetto geografico del mercato: il mercato del gas ha una connotazione tipicamente regionale.

Per motivi economici legati alla natura e ad aspetti tecnologici, oltre il 70% del gas continua ad essere concentrato nei paesi che lo producono e il 30% supera i confini nazionali per essere esportato verso i paesi acquirenti, la maggior parte dei quali rientrano all'interno della stessa area geografica. I tre quarti del 70% vengono spostati nei paesi acquirenti mediante l'utilizzo dei gasdotti, mentre l'esportazione tramite GNL copre meno del 10%, nonostante negli ultimi anni abbia registrato uno sviluppo notevole; nel 2007 nel mondo c'erano quindici produttori, con la previsione di un aumento superiore ai venti produttori nel 2020.¹¹

Partendo da questo presupposto, si è considerato il confronto tra una sempre maggiore tendenza ad una globalità del mercato, ostacolata dalla regionalità della

¹¹ Bollino Carlo Andrea (2010), Energia la follia mondiale, Rubbettino

fonte, per giungere a definire il livello di forza concorrenziale che caratterizza il settore.

La concorrenza si presenta come molto concentrata, la presenza dell'incumbent lungo tutte le fasi della filiera e gli ostacoli strutturali e infrastrutturali hanno limitato nel tempo lo sviluppo di un adeguato assetto concorrenziale. A questi limiti l'Unione Europea ha cercato di sopperire con il processo di liberalizzazione, ma non si può non considerare che anche per questo aspetto le diverse fasi della filiera presentano diverse connotazioni e che una liberalizzazione, che mira ad agire solo su alcuni anelli dell'intero processo, rischia di essere potenzialmente dannosa.¹²

Nel segmento upstream della filiera, ad esempio, l'attuale sistema competitivo è rappresentato da una rilevante concentrazione e una forte presenza pubblica: le difficoltà per la rimozione del carattere monopolistico sono acute dalla scarsità d'infrastrutture. La mancanza d'infrastrutture, a sua volta, implica la necessità di stipulare accordi commerciali tra le parti e la nascita di rapporti di dipendenza e "vincoli" politici.

Tutti gli aspetti considerati nei primi due capitoli sono stati esaminati secondo le linee del modello di Porter, per poi sintetizzare i risultati a cui si è pervenuti per tutto il settore e non solo per le singole fasi della filiera.

In relazione alla possibilità che new comer si affaccino sul mercato, per quanto riguarda gli operatori nazionali, la minaccia di nuovi entranti è stata acuita sia dal processo di liberalizzazione che dallo sviluppo tecnologico. Nel settore dell'energia, gli effetti del processo sono evidenti soprattutto nella fase di vendita, con effetti principalmente sugli operatori locali.

I fenomeni della scarsità della materia prima e il ruolo dei monopolisti pubblici, che non sono sensibili alle leggi della domanda, rendono più alto il potere contrattuale dei fornitori. La liberalizzazione, e l'aumento della competizione che ne è derivata, hanno consentito l'ingresso di nuovi trader. In Europa il potere riconosciuto all'unico fornitore, Gazprom, è di vero e proprio monopolio.

Data la particolarità del settore è difficile individuare i prodotti sostitutivi. Potrebbero essere identificati nelle fonti energetiche alternative, ma il discorso non

¹² Maugeri Leonardo (2008), Con tutta l'energia possibile, Sperling & King

potrebbe valere oggettivamente, perché la fonte necessaria varia a seconda della destinazione: esistono degli usi che sono ancora riservati al gas, come la cottura (anche se si potrebbe considerare l'energia elettrica come sostituto in quanto generatrice di calore), mentre nel riscaldamento dell'acqua attualmente concorre con l'energia derivante dal fotovoltaico.

In un mercato libero i clienti assumono una forza maggiore, nonostante ciò, i costi di switching sono ancora molto elevati. Questo comporta un ridotto numero di clienti che approfittano del processo di liberalizzazione per cambiare fornitore e per le società operanti sul mercato la riduzione della possibilità di acquisirne di nuovi.

Il livello di concorrenza è legato alla fase della filiera che si considera, esistono segmenti contendibili ed altri che rappresentano dei monopoli naturali, difficili da espugnare, nonostante il processo di sviluppo tecnologico. Diretta conseguenza del processo di liberalizzazione è l'aumento del numero degli operatori, ma la caratteristica del settore nel ricercare accordi e alleanze tende ad abbassarne il numero complessivo.

Si è realizzato poi un confronto con gli operatori principali del settore downstream in Italia, da cui è emersa la preponderanza di Snam, e quindi di Eni, il ruolo forte di Edison e la crescente presenza di Enel. Eni resta il primo operatore tanto nel trasporto, quanto nella distribuzione e nella vendita.¹³

Nel terzo capitolo, si sono considerati gli aspetti relativi alla giurisprudenza che costituisce il substrato del processo di liberalizzazione.

È stato con la direttiva 98/30 che sono state concretamente poste le basi per la definizione del processo di liberalizzazione.

Tra i principi alla base della direttiva abbiamo:

1. La possibilità per gli Stati membri di imporre alle imprese di gas naturale obblighi di servizio pubblico;
2. le condizioni necessarie per sviluppare gradualmente un sistema di “gas to gas competition”, in virtù del quale i soggetti attivi nell'approvvigionamento di gas naturale siano in grado di rifornire gli utenti primari su scala internazionale e in qualunque area siano stabiliti;

¹³ Aeg: Dati Statistici e banche dati

3. la possibilità di far transitare sulle reti esistenti il gas naturale liberamente acquisito dai clienti c.d. idonei, quelli cioè autorizzati a stipulare liberamente contratti di fornitura di gas;
 4. il rispetto del principio di sussidiarietà, in omaggio al quale, gli Stati membri rimangono liberi di scegliere le modalità attraverso cui procedere alla realizzazione del mercato interno;
 5. la possibilità di sottoporre a tariffe regolamentate la quota di mercato non aperta alla concorrenza;
6. la separazione delle attività di trasporto, distribuzione e deposito per le imprese.

È stata recepita in Italia mediante il Decreto Legislativo 23 maggio 2000, n°164, che rappresenta il primo sforzo del legislatore italiano di dettare una disciplina organica delle attività, che compongono la filiera del gas.

Gli interventi principali in attuazione del principio di liberalizzazione hanno riguardato la separazione contabile e societaria.¹⁴

Erano previste diverse modalità di separazione fra le singole attività delle imprese del settore del gas naturale.

1. Unbundling societario: suddivisione delle attività di un'azienda per la creazione di società distinte
2. Unbundling amministrativo: separazione delle attività di un'impresa in unità operative distinte in modo che possano essere gestite da soggetti diversi in maniera indipendente
3. Unbundling contabile: separazione contabile delle differenti aree di attività di un'azienda

Mentre la separazione contabile e societaria è stata prevista in Italia dal Decreto Lgs. 164/00, la direttiva 2003/55 ha introdotto anche il concetto di separazione funzionale dei gestori del sistema di trasporto e di distribuzione dalle altre società, sempre nel caso d' imprese verticalmente integrate.

La direttiva 2009/73, rientrante nel Terzo Pacchetto dell'Energia, ha sottolineato ulteriormente la necessità di liberalizzare il mercato, ostacolando la possibilità per le imprese verticalmente integrate di esercitare il potere derivante dalla propria "posizione dominante".

La Commissione, nella redazione delle disposizioni sulla direttiva in merito alla separazione tra il sistema di trasporto e l'impresa integrata, ha individuato due forme

¹⁴ Obbligo in seguito al quale nacque Snam Rete Gas, come società de gruppo e non più divise societaria.

alternative possibili, cui gli stati membri possono far riferimento: la forma di separazione proprietaria e quella di separazione funzionale.

Inoltre, nel caso di separazione proprietaria, agli stati è riconosciuta una duplice alternativa.

- ❖ Ownership Unbundling (OU): nell'art. 9 comma 1 della Direttiva 2009/73 in merito alla Separazione dei sistemi di trasporto e dei gestori dei sistemi di trasporto è previsto che entro il 3 marzo 2012 gli Stati membri provvedano alla separazione proprietaria dalle imprese verticalmente integrate che svolgono attività di approvvigionamento/ produzione e vendita dalle società che detengono la proprietà delle reti ed effettuano la gestione delle attività di trasporto
- ❖ Independent System Operator (ISO): agli Stati membri è concessa la possibilità di non applicare l'art.9 comma 1, bensì l'art.14 dove si prevede di designare un gestore di sistemi indipendente su proposta del proprietario del sistema di trasporto, ammesso che tale designazione sia approvata dalla Commissione. Questo vuol dire che le imprese verticalmente integrate possono mantenere la proprietà delle reti, ammesso che affidino la gestione ad un soggetto terzo.

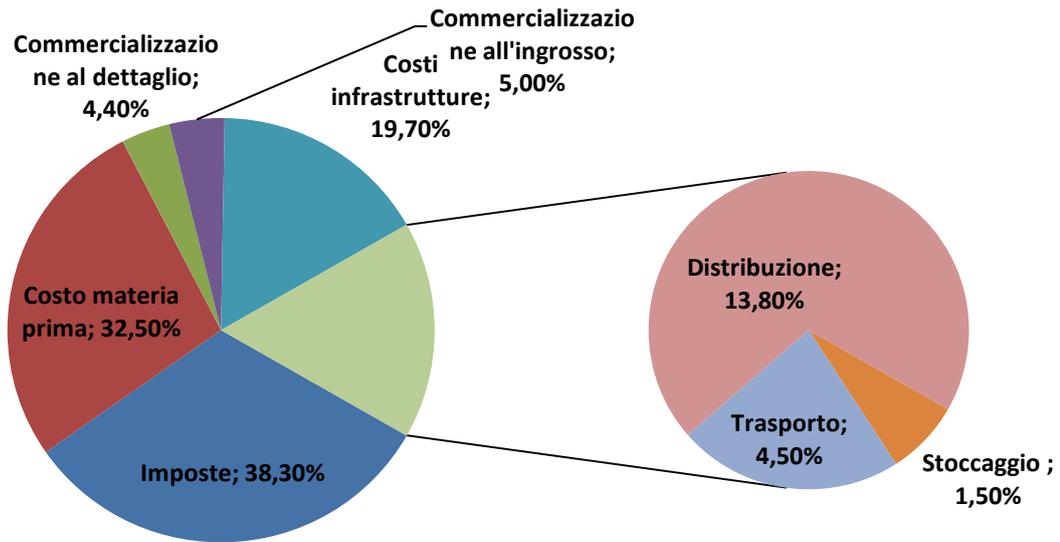
La separazione funzionale può essere ottenuta mediante un'unica soluzione

- ❖ Independent Transmission Operator (ITO): le imprese verticalmente integrate possono mantenere il controllo delle società che gestiscono l'attività di trasporto e che detengono la proprietà delle reti, purché garantiscano l'indipendenza decisionale e funzionale del trasportatore.

Lo stato italiano con il decreto legislativo n. 335 ha riconosciuto per il gestore della rete non l'obbligo di separazione proprietaria, bensì semplicemente quello di separazione funzionale. Ovvero, Eni può mantenere il controllo di Snam, purché si adegui all'inasprimento delle disposizioni normative a fronte della necessità di raggiungere i medesimi obiettivi previsti dalla separazione proprietaria.

A conclusione del terzo capitolo, si sono considerati gli aspetti che la normativa ha prodotto sul cliente finale in termini di prezzo: per le fasi della filiera regolate, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha il compito di definire le tariffe da applicare. In questo modo è stato possibile indicare come le varie fasi della filiera pesano in termini di prezzo sui consumi finali.

Grafico 5 *Composizione percentuale del prezzo finale*



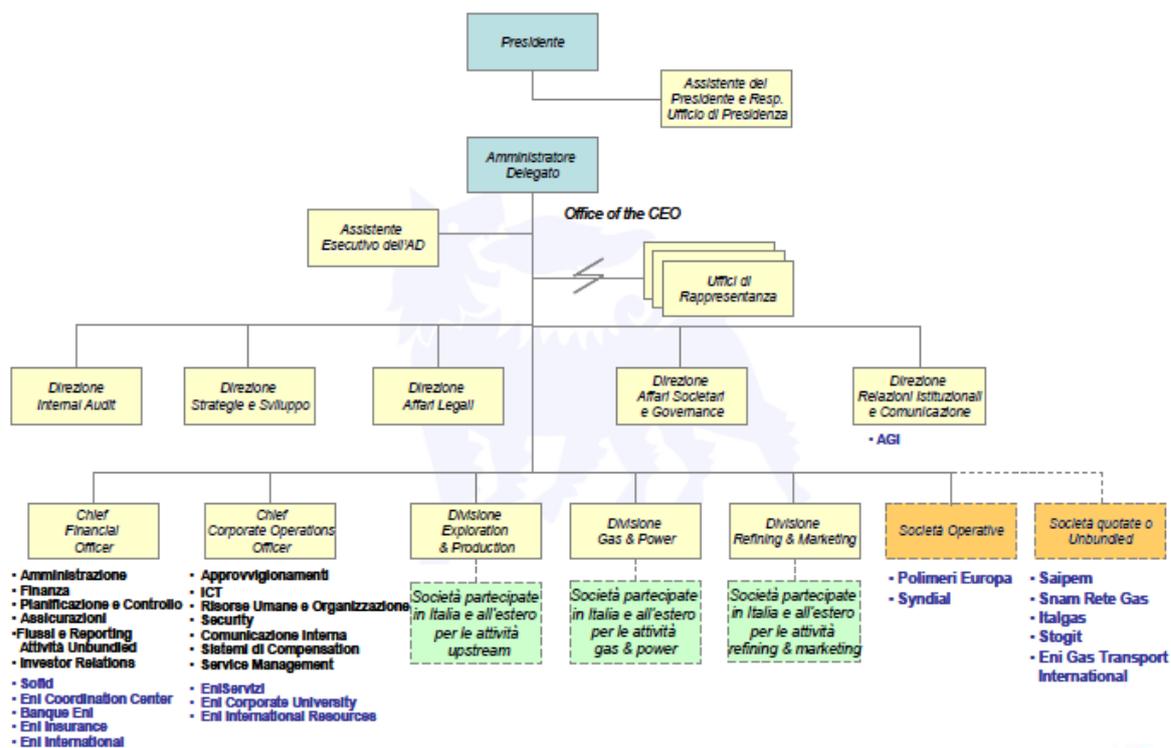
Fonte: AeeG

Il quarto capitolo, invece, è stato tutto incentrato sulla possibilità, riconosciuta dall'art. 10 comma 1 del decreto legislativo n.335, che Eni decida di adottare la scelta di separazione proprietaria da Snam.

Eni è una delle compagnie energetiche integrate più importanti del mondo, la nona in termini di ricavi.

La struttura organizzativa adottata è quella multi divisionale che ha seguito un processo di diversificazione conglomerale: il processo evolutivo del gruppo l'ha portato da holding a corporation integrata. Attraverso l'utilizzo del modello di Ansoff è stato possibile classificare la strategia organizzativa della società, come una di diversificazione prodotto/mercato.

Grafico 6: struttura organizzativa gruppo Eni



Fonte: Eni

La novità principale è l'introduzione dell'Organo di Sorveglianza, che, costituito in seno al Gestore rete (Snam), assume tutte le decisioni più significative, come l'approvazione dei piani finanziari e il livello di indebitamento, mentre sono di competenza esclusiva del gestore quelle connesse alle attività quotidiane come quella di gestione della rete di trasporto.

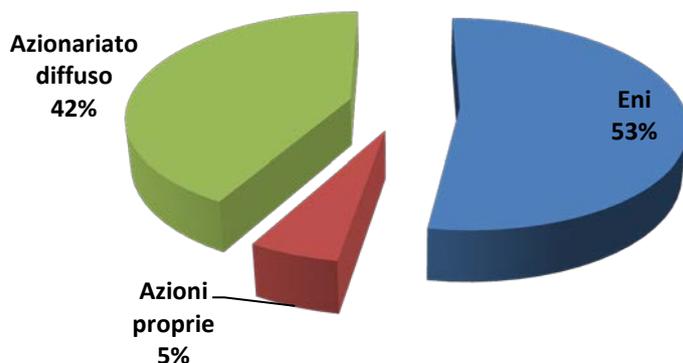
Il limite principale è relativo alla procedura di nomina dei membri: visto che le decisioni dell'Organo possono impattare direttamente sul risultato degli azionisti, a questi è riconosciuto il diritto di nominare i membri.¹⁵

Il capitale sociale di Snam è detenuto al 52,54% da Eni, al 5,4% circa dalla stessa Snam e al 42% dall'azionariato diffuso; in attuazione di quanto disposto dal decreto, Eni continuerà a nominare almeno la metà più uno dei membri.¹⁶

¹⁵ Le decisioni dell'Organo di Sorveglianza "possono avere un impatto significativo sul valore delle attività degli azionisti" (articolo 14, comma 1).

¹⁶ www.snam.com

Grafico 7: Azionariato Snam RG



Fonte: Relazione finanziaria Snam 2010

Assumendo che l'Organo delibere a maggioranza semplice in relazione a tutte le decisioni strategiche della gestione ordinaria della società, la stessa Eni continuerà ad essere la detentrica del controllo sulle decisioni. Ovvero, le decisioni non saranno indipendenti dall'impresa, ma soggette alla disponibilità della stessa. L'indipendenza dovrebbe, inoltre, essere maggiormente garantita dal Responsabile di Conformità.

Esiste, però, in quanto riconosciuta dall'art.10 del suddetto decreto, la possibilità di decidere di seguire la via della separazione proprietaria, in questo caso però una volta adottato il modello non è più possibile ritornare alla semplice separazione funzionale.

A tal proposito, operatori internazionali si sono pronunciati in merito alla convenienza o meno per l'andamento societario che tale scelta fosse adottata da Eni.

Primo tra tutti, la società di gestione americana, Knight Vinke, che ha investito nell'Eni un terzo dei suoi fondi, corrispondente all'1% delle azioni dell'incumbent italiano. Secondo il fondo americano lo scorporo sarebbe necessario non solo a fronte del progetto di creazione di un mercato "libero", ma anche per contrastare lo sconto di mercato che una società come Eni, che ha adottato una struttura conglomerata, paga, accrescendo così la propria valutazione.

Le stime calcolate dagli americani prevedevano che il multiplo P/E della società per il 2009 ammontasse a 10,9 contro una media di settore pari a 13,8 e per il 2010 a 8,3 rispetto ad una media pari a 9,9, con un evidente sconto di quotazione sul mercato. Secondo il multiplo EV/DACF il valore del mercato avrebbe dovuto quotare 5,9

volte il cash flow, rispetto ad una media di settore pari a 7,5 volte e nel 2010 pari a 5,3 volte rispetto ad una media di settore pari a 6,1.¹⁷

Tabella 2: Multiplo P/E e EV/DACF secondo stime Knight Vinke

Multiplo	Anno	Valore Eni	Media competitor
P/E	2009	10,9	13,8 (da 10,9 a 17,6)
	2010	8,3	9,9 (da 8,3 a 12,9)
EV/DACF	2009	5,9	7,5 (da 5,9 a 9,5)
	2010	5,3	6,1 (da 4,6 a 8,6)

Fonte: Knight Vinke

Sempre secondo previsioni, il mercato avrebbe dovuto quotare Snam RG 12,1 volte il cash flow. Applicando il metodo della somma delle parti, risulta una sottovalutazione delle altre aree del gruppo rispetto a quella G&P, principalmente della divisioni Exploration & Production, che in termini di utile operativo è la più proficua.

I risultati calcolati non riconoscevano il valore delle sinergie, che la società considera fondamentali per l'attuazione delle proprie scelte strategiche e che rappresentano l'alibi principale a fronte della richiesta di separazione.

Il fondo americano suggerisce due soluzioni possibili.

La prima prevede la creazione di due società separate, una specializzata nel petrolio, OilCo, e l'altra nel gas, GasCo.

La seconda soluzione prevedeva la possibilità di realizzare uno spin-off della NetCo, una società per la gestione delle infrastrutture.

Il raffronto con i dati calcolati sulla base di valori effettivamente registrati negli anni in esame, dimostra che l'operazione, nel caso di un'offerta redditizia, grazie alla mancanza del vincolo dettato dall'obbligo di legge, potrebbe essere conclusa con esiti positivi, nonostante i valori dei multipli si siano mantenuti superiori rispetto alle pessimistiche previsioni americane.

¹⁷ Knight Vinke, *Letter sent to the Chief Executive of Eni S.p.A.*, Knight Vinke Asset Management, 4 Novembre 2009.

Tabella 3 : Confronto multipli calcolati su dati di bilancio e multipli calcolati dal fondo americano, Knight Vinke

Anno	Vinke	Dati di bilancio
2010	8,3	10,36
Media di settore	9,9	9,25

Fonte: dati Knight Vinke e dati del Bilancio 2010 di Eni

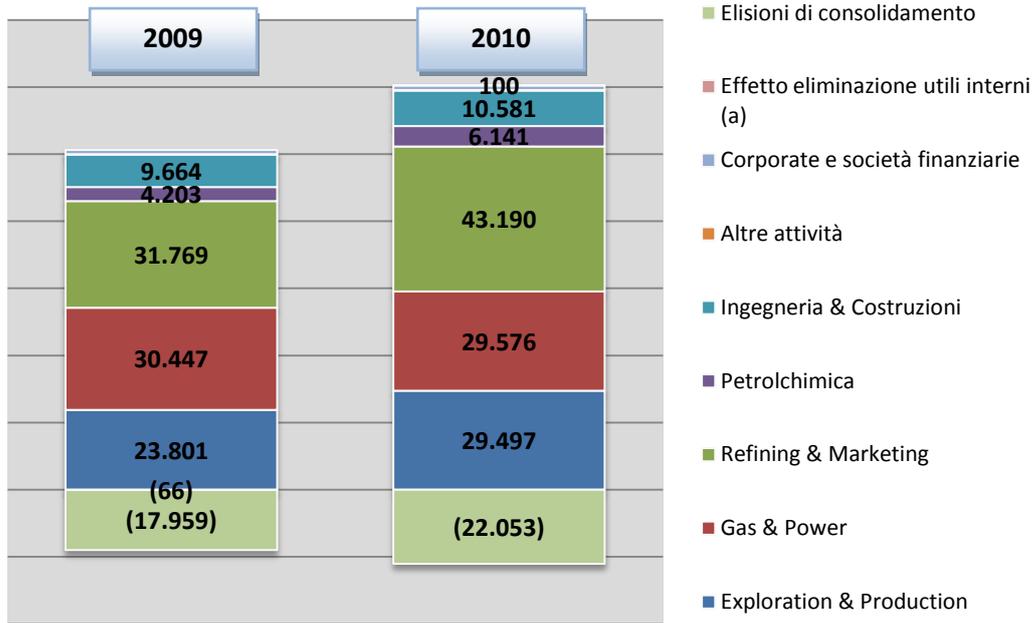
Il multiplo P/E calcolato per il 2010 è pari a 10,36, rispetto a una media del settore che ammonta a 9,25. Secondo questa valutazione, la società non quota a sconto rispetto al settore, bensì a premio. Applicando invece il multiplo EV/EBITDA, che corrisponde in termini di risultato al multiplo EV/DACF, il mercato quota nel 2010 3,7 volte il cash flow di Eni e nello stesso anno sette società hanno quotato a premio rispetto all'Eni.

Inoltre, confrontando Eni con società competitor simili, quale ad esempio Total, non solo per il tipo di attività svolta, ma anche per i paesi con cui instaurano rapporti commerciali, e quindi per il fatto di essere soggetti ai medesimi rischi geopolitici, si evince che Eni è più costosa, avendo un valore del P/E più elevato, e meno redditizia, presentando un valore del multiplo ROE più basso. La Total ha registrato un valore P/E pari a 8,81 nel 2010, ma ha un ROE pari a 17,50, mentre quello dell'Eni ammonta al 12,34%.

La posizione del fondo americano comprende la convinzione che lo sconto applicato dal mercato alla società sia troppo elevato per essere anche solo considerato un "conglomerate discount" e avvalorare la propria posizione attraverso il ricorso al metodo della "somma delle parti".

Secondo i dati presentati nel bilancio 2010 del gruppo, i singoli business in termini di utile operativo pesano sul gruppo in modo diverso.

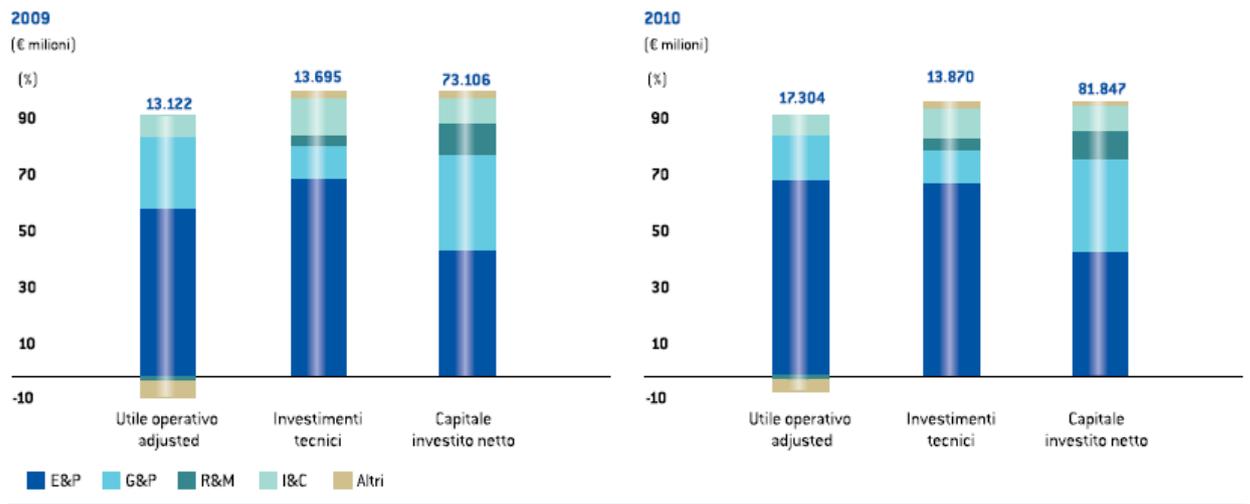
Grafico 8: Ricavi gestione caratteristica per settori



Fonte : ENI S.p.A. Relazione finanziaria annuale 2010

I dati di bilancio sembrano confutare l'ipotesi che, nonostante il segmento E&P sia il più redditizio dell'intero gruppo, se si confrontano le valutazioni di bilancio della società complessivamente intesa con i valori che il mercato le attribuisce e attribuisce a Snam, questa divisione risulta essere sottovalutata.

Grafico 9: Contributo delle singole divisioni al gruppo



Fonte: Fonte: ENI S.p.A. Relazione finanziaria Eni S.p.A. 2010

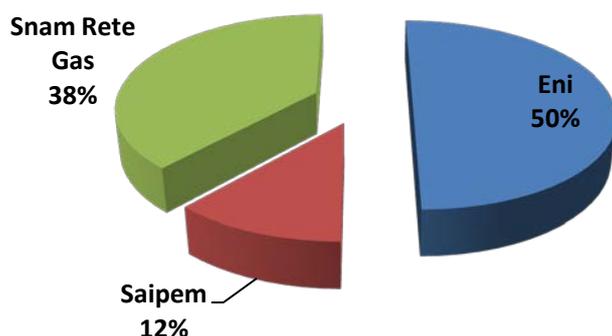
Nel 2010, su un utile operativo adjusted di gruppo pari a € 17.304 milioni, la divisione G&P ha registrato un risultato pari a € 3.119 milioni, molto più basso rispetto a quello della divisione Exploration & Production, che invece ammonta a € 13.884 milioni.

Nello stesso anno, i business regolati in Italia hanno registrato un utile netto adjusted di € 2.043 milioni, che, su un utile netto adjusted della divisione G&P di € 2.558 milioni, ha rappresentato il 79%. A sua volta, la divisione partecipa alla formazione dell'utile netto adjusted del gruppo per il 32%, mentre la divisione Exploration & Production con € 5.600 milioni partecipa con un valore del 70%.¹⁸

Ma, se ripercorriamo le valutazioni registrate viene realmente da chiedersi, se converrebbe o meno ad una società come Eni disinvestire un business che quota a premio sul mercato per riversare il capitale in un business che invece sembra non ricevere alcun valore dal mercato stesso, nonostante i valori di bilancio.

La differenza in termini di redditività è imputabile anche all'indebitamento. Questo perché Eni si presenta molto indebitata e, su un livello di debito netto ammontante a 26 miliardi di euro, 10,341 miliardi sono imputabili a Snam, ovvero il 38% dell'indebitamento totale. Un'eventuale vendita di Snam permetterebbe il deconsolidamento di una quantità notevole del debito, alleggerendo la società.

Grafico 10: Indebitamento Eni



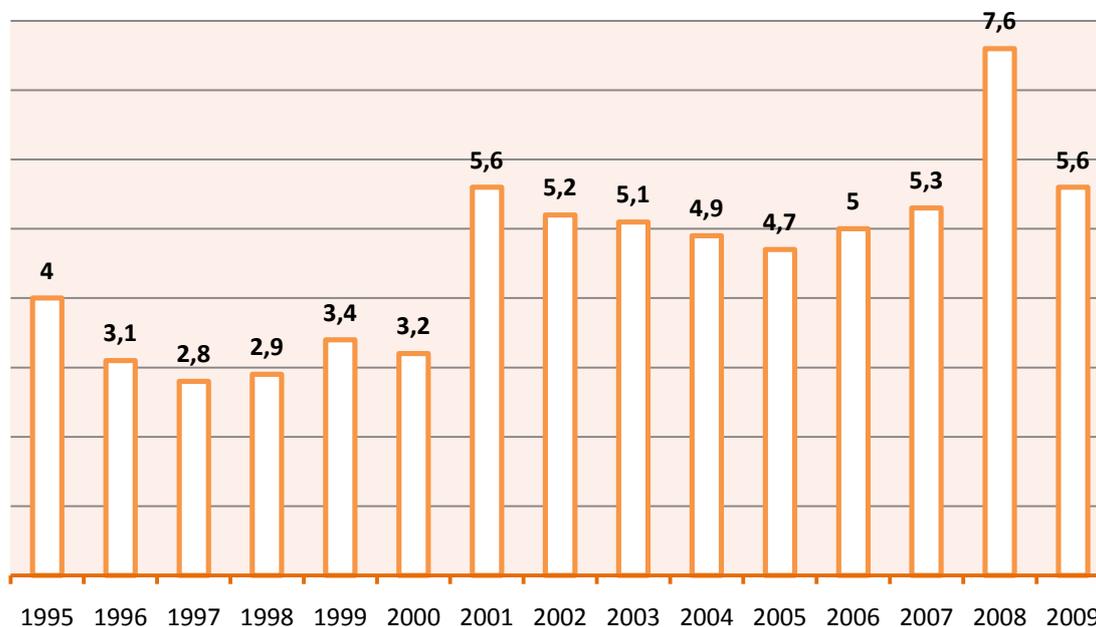
Fonte: Relazione finanziaria Snam 2010

Il peso dell'indebitamento è rappresentato anche dall'andamento del dividendo: nonostante Eni non abbia mai elemosinato dividendi ai propri azionisti, di recente

¹⁸ Bilancio Consolidato 2010

L'andamento è in discesa. Considerando il rapporto dividend yield, il valore riferibile ad Eni si mantiene superiore alla media europea pari a 4,5.

Figura 11 : Dividend yield Eni



Fonte: www.eni.com

Per la vendita di Snam, le soluzioni auspicabili sono due: la fusione tra Terna e Snam o la creazione di una rete europea.

Il secondo progetto per lo scorporo di Snam è quello che prevede la creazione di una rete europea dei gasdotti di 80 mila km, che potrebbe unire Snam, Gaz de France, Open Grid Europe (società tedesca) e OMV gas.

Terna è la società risultante dallo scorporo di Enel in seguito al processo di liberalizzazione che ha coinvolto il settore elettrico, con il decreto legislativo n. 79 del 16 marzo 1999 (attuazione della Direttiva n. 96/92/CE, comunemente noto come “Decreto Bersani”).

Le ipotesi prevedevano una fusione con il ruolo centrale della Cassa Depositi e Prestiti, azionista di controllo sia di Snam che di Terna. Sarebbe nata così una società da 21 miliardi.¹⁹

Il problema sta nelle differenze riscontrate nei valori di borsa delle due società, la capitalizzazione di Snam si orienta intorno ai 12 miliardi di euro, mentre quella di

¹⁹ Gerosa Francesca, Con una fusione Snam-Terna Eni sarebbe il maggior beneficiario, in Milano Finanza, 14/04/2011.

Terna solo intorno ai 7. A questo punto la soluzione per Snam potrebbe essere quella di cedere Italgas alla stessa Eni.

Per attuare una valutazione della possibilità di separare Italgas da Snam per incorporarlo nuovamente in Eni è stata realizzata una matrice BCG, dalla quale è risultato che il business in questione è un “cash cow”, quindi un business da conservare in portafoglio al fine di ottenere liquidità e finanziare le altre attività della società.

Matrice 1 : BCG business distribuzione gas²⁰

		Quota di mercato	
		Bassa	Alta
Crescita	Alta		
	Bassa		

Fonte: www.italgas.com

Questa valutazione però da sola è incompleta, nel senso che è necessario considerare anche altri aspetti quando si valuta la convenienza relativa alla possibilità di “associare” business diversi, come quelli relativi alle possibilità di sviluppare sinergie.

La cessione di Italgas, a cui corrisponde un RAB pari a 5 miliardi, implica la perdita di quelle sinergie, che erano previste nel piano strategico 2009-2012 e che hanno portato alla decisione di cedere il 100% di Italgas, insieme al 100% di Stogit a Snam.²¹ Degli 80 milioni stimati di sinergie del piano di Snam, la maggior parte sono in Italgas.²²

A questo punto, i risultati sin qui raggiunti sono stati incrociati con quanto emerso dai primi due capitoli relativi all’analisi del settore. Soprattutto è stato rilevante considerare le ambiguità di un’operazione di liberalizzazione in un contesto

²⁰ Boston Consulting Group, The Product Portfolio, January 1970

²¹ Comunicato Stampa 16/02/2009

²² Milano Finanza 14/04/2011 Francesca Gerosa

caratterizzato dalla presenza di un solo monopolista a monte come fornitore: Gazprom.

A supporto, è stata enunciata la posizione contraria all'operazione di Carlo Andrea Bollino, il quale ha esposto le motivazioni della propria opinione attraverso il modello economico "bilaterale".²³

A conclusione del lavoro, sulla base di quanto esaminato, è possibile fare considerazioni tanto sul caso Eni-Snam, quanto sul disegno di liberalizzazione definito a livello europeo e italiano.

In relazione al caso italiano, la questione riguarda il se le scelte a cui i regolatori sono ricorsi possano raggiungere gli obiettivi che gli stessi si sono prefissati, c'è da dire che la scelta di un modello di separazione funzionale, pur con gli inasprimenti regolatori, concretizzati nella creazione dell'Organo di Sorveglianza, lascia, per le motivazioni esposte, comunque la proprietà e il controllo nelle mani dell'incumbent. A favore di questa soluzione bisogna riconoscere il ruolo protezionistico svolto nei confronti della rete italiana, impedendo che operatori esteri (come Gazprom) potessero entrarne in possesso.

Cosa più importante è sottolineare che un processo liberalizzativo rivolto ad un mercato composto da diverse fasi, su cui non è possibile agire allo stesso modo, può rivelarsi anche dannoso. La normativa europea niente può sulle scelte di politica energetica, e quindi di politica estera, della Russia, né dell'Algeria, che non solo rappresenta il secondo fornitore europeo e il terzo per quanto riguarda l'Italia ma ha anche iniziato a stipulare accordi per progetti comuni con il Cremlino. Questo si traduce nell'impossibilità di realizzare la completa liberalizzazione di un mercato come quello del gas, composto da fasi che presentano caratteristiche tra loro diverse soprattutto se si considera la possibilità di creare una vera concorrenza.

È stato infatti sottolineato che esistono settori contendibili e settori che costituiscono monopoli naturali. Il settore del trasporto, ad esempio, è un vero e proprio monopolio naturale; data la natura del prodotto, richiede la necessità di un adeguato apparato infrastrutturale, che può essere realizzato solo mediante il ricorso ad ingenti investimenti, non sostenibili da tutti gli operatori.

²³ Bollino Andrea (2010), L'energia la follia del mondo, Rubbettino

Il processo di liberalizzazione, quindi, può aumentare la concorrenza, ma solo tra venditori nel mercato nazionale.

L'opinione a cui si è giunti è che, finché la fase a monte sarà classificabile come monopolio o oligopolio, il mercato non potrà mai essere realmente libero.

Per quanto concerne la scelta relativa alla separazione proprietaria per tutelare il benessere del consumatore italiano, si può dire che, nonostante non si giunga ad un dogmatico rifiuto, non se ne vedono le necessità.

Soprattutto perché emergono dubbi

- su come, in un contesto di mercato quale quello del gas, dove la forza contrattuale è l'elemento determinante per il successo, si possa optare per un'indebolimento della società: sono le società che presidiano la filiera quelle che in fase di contrattazione riescono anche ad aggiudicarsi le posizioni migliori
- su come si possa beneficiare il consumatore se una tale scelta potrebbe addirittura pregiudicare gli approvvigionamenti nazionali, indebolendo la forza commerciale dell'operatore nazionale.