



Università degli Studi di Firenze

**LIBERALIZZAZIONE DEL SETTORE
E STRATEGIE DI CONSOLIDAMENTO
DEGLI OPERATORI NELLA DISTRIBUZIONE E NELLA VENDITA
DI GAS NATURALE: IL CASO TOSCANO**

Claudio Becagli



Collana Quaderni d'impresa

n. 1/2006

www.qdi.it

INDICE

1. <i>Introduzione</i>	pag.	3
2. <i>Analisi del contesto e normativa di riferimento nel settore del gas naturale</i>	»	4
3. <i>Le operazioni di riorganizzazione delle fasi di distribuzione e vendita nel settore del gas nel mercato nazionale e regionale</i>	»	14
4. <i>Il «progetto industriale toscano per il settore gas ed energia» e le prossime fasi di attuazione</i>	»	31
5. <i>Considerazioni finali</i>	»	47
<i>Bibliografia</i>	»	50

1. INTRODUZIONE

Il settore dei servizi di pubblica utilità è oggetto, ormai da almeno quindici anni, di importanti cambiamenti imputabili principalmente ad aspetti normativi più o meno incentivati dal progresso tecnologico e dallo sviluppo socio-economico dei paesi comunitari ⁽¹⁾.

I comparti energetici, e in particolare quello del gas, sono stati quelli maggiormente interessati dalle spinte liberalizzatrici di stampo europeo.

La liberalizzazione del mercato del gas naturale, avviata con la direttiva 98/30 e attuata nel nostro Paese in prima battuta con il decreto n. 164/2000, c.d. Decreto Letta, coinvolge tutta la filiera industriale, sebbene con modalità diverse ⁽²⁾. Con il presente lavoro, tuttavia, si cerca di porre l'attenzione sulle fasi finali della stessa, ovvero sulle fasi di distribuzione e vendita.

Sebbene la liberalizzazione non abbia ancora potuto manifestare pienamente i propri effetti (mancato avvio delle gare per l'affidamento del servizio di distribuzione) a causa del regime di "salvaguardia" concessa alle imprese di distribuzione per il periodo transitorio, qualcosa si è mosso e si sta ancora muovendo: si sta assistendo ad un progressivo processo di selezione naturale degli operatori più piccoli e meno efficienti e di consolidamento di quelli più importanti.

Quest'ultimo processo, in particolare, rappresenta spesso il risultato del perseguimento di strategie molto diverse, che vanno dal tentativo di raggiungere una soglia dimensionale che possa consentire di approfittare delle opportunità offerte dalla liberalizzazione, mirando a determinare nuovi equilibri di mercato, al semplice tentativo di sottrarsi alla competizione cercando di salvaguardare lo status quo e la posizione di vantaggio acquisita ⁽³⁾.

⁽¹⁾ Per una trattazione più ampia dell'argomento cfr., tra gli altri, BACCARANI C. (1997); DE PAOLI L. (2000); QUADRIO CURZIO A., FORTIS M. (2000); BRUTI LIBERATI E., FORTIS M. (2001); DALLOCCCHIO M., ROMITI S., VESIN G. (2001); MARZI G., PROSPERETTI L., PUTZU E. (2001); VACCÀ S. (2002), MELE R. (2003); ANTONIOLI B., FAZIOLI R. (2002); GILARDONI A., LORENZONI G. (2003); PACI A., BECAGLI C. (2003).

⁽²⁾ Sull'argomento cfr., tra gli altri, BECAGLI C. (2001), PASSERA M. (2004).

⁽³⁾ Sull'argomento, per ragioni opposte, cfr. tra gli altri, VICARI S., DI DOMIZIO D. (2004); PICCHI F. (2004), MARRA A. (2005).

Ciò considerato, il presente lavoro, partendo dalla presentazione di un quadro di sintesi della normativa, intende fornire una valutazione circa i risultati conseguiti a cinque anni dalla sua entrata in vigore in termini di capacità di orientare l'evoluzione della struttura di settore e in termini di coerenza tra gli obiettivi prefissati e i risultati raggiunti.

Il lavoro si concluderà con l'analisi di due casi aziendali, volti ad individuare differenti modalità di perseguimento del consolidamento aziendale e a valutarne la coerenza con l'evoluzione della normativa di riferimento.

2. ANALISI DEL CONTESTO E PRESENTAZIONE DELLA NORMATIVA DI RIFERIMENTO NEL SETTORE DEL GAS

Il gas naturale, grazie alla sua versatilità di utilizzo, è stato da sempre impiegato come combustibile energetico nei settori industriale, termoelettrico e civile.

Nell'ultimo decennio la domanda di tale fonte energetica ha fatto registrare tassi di crescita significativi a livello europeo e in particolare a livello italiano. Tale espansione è imputabile in parte alla crescente penetrazione territoriale del servizio, ma soprattutto alla diffusione delle centrali elettriche alimentate a gas naturale che presentano livelli di efficienza molto superiori rispetto alle tradizionali centrali termiche.

Tab. 1 - Bilancio dei flussi di gas naturale in Italia, 1997-2004 (mld/mc)

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
PRODUZIONE NAZIONALE	19,2	18,9	17,4	16,6	15,5	14,3	13,9	13,0
IMPORTAZIONI NETTE	39,0	42,7	49,5	58,8	54,8	58,1	62,1	67,2
VARIAZIONE SCORTE	0,4	-1,0	-1,2	4,5	-1,2	1,4	-1,4	-0,1
DISPONIBILITÀ LORDA	57,8	62,6	68,1	70,9	71,5	71,0	77,4	80,3
CONSUMI E PERDITE	0,6	0,7	1,0	1,3	1,4	1,0	1,0	1,0
TOTALE RISORSE	57,2	61,9	67,1	69,6	70,1	70,0	76,4	79,3
VENDITE E CONSUMI FINALI	57,2	61,9	67,1	69,6	70,1	70,0	76,4	79,3
GENERAZIONE ELETTRICA	14,2	15,6	19,1	21,3	22,5	22,5	26,4	32,1
ALTRI USI	43,1	46,3	48,0	48,3	47,6	47,5	50,0	47,2
MERCATO TUTELATO	-	-	-	-	-	-	25,6	23,3
MERCATO CONCORRENZIALE	-	-	-	-	-	-	24,4	24,0

Fonte: www.autorita.energia.it.

La crescente importanza assunta da questa risorsa nel sistema energetico europeo, unita alla scarsità delle riserve detenute da parte dei Paesi

dell'Unione ⁽⁴⁾, ha fatto emergere la necessità di assicurarne la continuità e la diversificazione degli approvvigionamenti.

L'Unione Europea al fine di porre rimedio a tali problemi, coerentemente con il perseguimento del principio della libera concorrenza stabilito dal Trattato di Roma del 1957, ha promosso un processo di liberalizzazione dei settori energetici attraverso l'emanazione della Direttiva 96/92/CE riguardante il settore dell'energia elettrica e la Direttiva 98/30/CE riguardante il settore del gas naturale, tradizionalmente considerati settori "esclusi" dalla concorrenza ⁽⁵⁾.

Tali direttive miravano a raggiungere obiettivi ambiziosi:

- stimolare lo sviluppo del mercato e degli operatori attraverso i recuperi di efficienza determinati dal regime di concorrenza;
- rafforzare la sicurezza e la continuità degli approvvigionamenti a livello europeo;
- favorire l'interconnessione e l'interoperabilità dei sistemi nazionali.

La Direttiva 98/30/CE, approvata il 22 giugno del 1998 dal Consiglio e dal Parlamento Europeo, era una direttiva di armonizzazione, che si limitava a fissare alcuni principi fondamentali, lasciando ai singoli Stati la definizione delle modalità attuative, in applicazione del principio di sussidiarietà.

I principi guida della direttiva riguardavano:

- il riconoscimento della libera concorrenza come meccanismo di organizzazione economica anche nel settore del gas naturale ⁽⁶⁾;

⁽⁴⁾ La dipendenza dall'estero per l'approvvigionamento di gas naturale del nostro Paese ha assunto un livello strutturale di circa l'83% del fabbisogno (2004). Infatti, sebbene il gas naturale sia l'unica risorsa esistente in apprezzabile quantità sul territorio nazionale, la produzione riesce a coprire appena il 17% del fabbisogno annuo (2004).

⁽⁵⁾ La sentenza della Corte Europea di Strasburgo del 1985, frutto di un'azione giudiziaria intrapresa nel 1983 dal Parlamento Europeo contro la Commissione ed il Consiglio Europei, costituì il primo passo verso la possibilità di aprire alle dinamiche della concorrenza anche i cosiddetti "settori esclusi". In tale azione giudiziaria il Parlamento contestava alla Commissione ed al Consiglio la mancata applicazione dei principi del Trattato costitutivo della Comunità Europea con particolare riguardo all'ex articolo 75. La Corte Europea riconobbe tale inadempienza e stabilì la necessità di urgenti provvedimenti in materia dando così il via, di fatto, al processo di liberalizzazione dei settori a rete tuttora in corso.

⁽⁶⁾ Tale principio è richiamato sia nel comma 1 dell'articolo 3: "Gli stati membri [...] assicurano che le imprese di gas naturale siano gestite secondo i principi della presente direttiva al fine di realizzare un mercato del gas naturale concorrenziale [...]", sia nel comma 3 dello stesso articolo: "L'interesse della Comunità comprende la concorrenza nei confronti dei clienti idonei secondo la presente direttiva e l'articolo 90 del trattato". Direttiva 98/30/CE, 22 giugno 1998.

- il divieto assoluto di discriminazione tra le imprese operanti nel settore del gas naturale (neutralità rispetto all'assetto proprietario, allo Stato di origine, ecc.) (7);
- la trasformazione dell'intervento pubblico da produttore diretto a controllore della produzione dei servizi e del corretto funzionamento dei meccanismi concorrenziali.

In coerenza con tali principi, i provvedimenti adottati dal legislatore europeo hanno riguardato principalmente:

- la possibilità di imporre obblighi di servizio pubblico alle imprese di gas naturale (8);
- il riconoscimento agli utenti del sistema (clienti idonei) della libertà di accedere o di negoziare l'accesso, senza discriminazioni (9), alle reti ed agli impianti del sistema del gas (10);
- l'obbligo di separazione contabile delle attività delle imprese integrate (11);

(7) A tale riguardo l'art. 3, comma 1, sancisce: "Gli stati membri [...] non fanno discriminazioni tra esse (le imprese di gas naturale) per quanto riguarda i loro diritti od obblighi". Direttiva 98/30/CE, 22 giugno 1998.

(8) "Nel pieno rispetto delle pertinenti disposizioni del trattato, in particolare dell'articolo 90, gli Stati membri, nell'interesse economico generale, possono imporre alle imprese di gas naturale obblighi di servizio pubblico per quanto riguarda la sicurezza, compresa la sicurezza di approvvigionamento, la regolarità, la qualità e il prezzo delle forniture nonché la protezione dell'ambiente. [...] Quale mezzo per adempiere gli obblighi di servizio pubblico in materia di sicurezza di approvvigionamento, gli Stati membri che lo desiderano possono attuare una programmazione a lungo termine, tenendo conto della possibilità che terzi vogliano accedere al sistema". Art. 3, comma 2, Direttiva 98/30/CE, 22 giugno 1998.

(9) "L'impresa di trasporto, stoccaggio e/o di GNL (Gas Naturale Liquefatto) non opera comunque discriminazioni tra gli utenti del sistema o le categorie di utenti del sistema, in particolare a favore delle sue imprese collegate". Art. 7, comma 2, Direttiva 98/30/CE, 22 giugno 1998. "In ogni caso l'impresa di distribuzione non deve operare discriminazioni tra gli utenti del sistema o le categorie di utenti del sistema, in particolare a favore delle sue imprese collegate". Art. 10, comma 2, Direttiva 98/30/CE, 22 giugno 1998.

(10) La direttiva prevede due modalità di accesso al sistema: l'accesso negoziato e l'accesso regolamentato: "In caso di accesso negoziato gli Stati membri adottano le misure necessarie affinché le imprese di gas naturale e i clienti idonei [...] possano negoziare l'accesso al sistema al fine di concludere tra loro contratti di fornitura sulla base di accordi commerciali volontari. Le parti hanno l'obbligo di negoziare in buona fede l'accesso al sistema. I contratti di accesso al sistema sono negoziati con le pertinenti imprese di gas naturale. [...]". Art. 15, commi 1 e 2, Direttiva 98/30/CE, 22 giugno 1998. "Gli Stati membri che optano per una procedura di accesso regolamentato adottano le misure necessarie per conferire alle imprese di gas naturale, nonché ai clienti idonei [...], un diritto di accesso al sistema, sulla base delle tariffe pubblicate e/o altri termini e obblighi per l'utilizzo dello stesso. Tale diritto di accesso per i clienti idonei può essere conferito consentendo loro di stipulare contratti di fornitura con imprese di gas naturale concorrenti, diverse dal proprietario e/o gestore del sistema o dall'impresa collegata". Art. 16, Direttiva 98/30/CE, 22 giugno 1998.

- la determinazione di livelli minimi di apertura del mercato (clienti idonei) ⁽¹²⁾.

Il recepimento della direttiva europea nel nostro Paese ha avuto inizio con l'approvazione della legge n. 144 del 17 maggio 1999, la quale delegava il governo ad emanare, entro il 10 agosto 2000, un decreto legislativo che armonizzasse il dettato della direttiva con le caratteristiche del sistema nazionale.

Il decreto attuativo del Governo, D.Lgs. 23 maggio 2000, n. 164 (c.d. Decreto Letta), si proponeva come obiettivo quello di ridefinire l'assetto complessivo dell'industria e del mercato del gas naturale in Italia nell'ottica di favorire la più ampia apertura del mercato ⁽¹³⁾, spingendosi al riguardo anche al di là di quanto imposto dalla direttiva comunitaria e dalla legge delega.

Rispetto alle previsioni della direttiva 98/30/CE, il Decreto Letta presenta delle novità importanti che riguardano in particolare:

- l'introduzione di *norme per la tutela e lo sviluppo della concorrenza* (art. 19), attraverso l'imposizione di limitazioni alle quantità vendute ⁽¹⁴⁾ ed alle immissioni del gas naturale nella rete ⁽¹⁵⁾ da parte delle singole imprese;

⁽¹¹⁾ "Le imprese di gas naturale integrate tengono, nella loro contabilità interna, conti separati per le loro attività di trasporto, distribuzione e stoccaggio di gas naturale e, se del caso, conti consolidati per le attività che non rientrano nel settore del gas, come sarebbero tenute a fare se tali attività fossero svolte da imprese separate, al fine di evitare discriminazioni, sovvenzioni incrociate e distorsioni della concorrenza. [...]". Art. 13, comma 3, Direttiva 98/30/CE, 22 giugno 1998.

⁽¹²⁾ "Gli Stati membri assicurano che la definizione di clienti idonei di cui al paragrafo 1 dia luogo ad un'apertura di mercato pari ad almeno il 20% del totale del consumo annuale di gas del mercato nazionale. Cinque anni dopo l'entrata in vigore della presente direttiva, la percentuale di cui al paragrafo precedente sale al 28% del totale del consumo annuale di gas del mercato nazionale, ed al 33% dello stesso dieci anni dopo l'entrata in vigore della presente direttiva". Art. 19, commi 3 e 4, Direttiva 98/30/CE, 22 giugno 1998.

⁽¹³⁾ Tale impostazione è riconoscibile dal dettato dell'art. 1 della Direttiva 98/30/CE: "Nei limiti delle disposizioni del presente decreto le attività di importazione, esportazione, trasporto e dispacciamento, distribuzione e vendita di gas naturale, in qualunque sua forma e comunque utilizzato, sono libere.

⁽¹⁴⁾ "A decorrere dal 1° gennaio 2003 e fino al 31 dicembre 2010, nessuna impresa del gas può vendere, direttamente o a mezzo di società controllate, controllanti o controllate da una medesima controllante, ai clienti finali più del 50% dei consumi nazionali di gas naturale su base annuale". Art. 19, comma 2, D.Lgs. n. 164/2000.

⁽¹⁵⁾ "A decorrere dal 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,

- l'obbligo della *separazione contabile e societaria delle attività* (art. 21). Mentre la direttiva 98/30 prevedeva semplicemente la separazione contabile delle attività delle imprese integrate, il decreto Letta prevede la separazione societaria dell'attività di trasporto ⁽¹⁶⁾ e dell'attività di distribuzione ⁽¹⁷⁾ da tutte le altre attività del settore, nonché il divieto di svolgere attività di vendita alle società che svolgano altra attività nel settore del gas naturale, salvo l'importazione, l'esportazione, la coltivazione e l'attività di cliente grossista;
- l'*elevato grado di apertura del mercato* (art. 22). Dal momento dell'entrata in vigore del Decreto venivano considerati clienti idonei ⁽¹⁸⁾ tutte le imprese di distribuzione di gas, tutte quelle produttrici di energia elettrica ed i clienti finali il cui consumo risultasse superiore a 200.000 mc/anno; inoltre, a partire dal 1° gennaio 2003 tutti i clienti (anche quelli domestici) sarebbero stati considerati idonei e quindi l'apertura del mercato sarebbe stata completa.

Nell'impianto del decreto si riscontrano nello stesso tempo caratteri propri della regolamentazione di attività (come nel caso del trasporto, dello stoccaggio e della distribuzione) ⁽¹⁹⁾ e aspetti di decisa liberalizzazione (come nel caso dell'importazione e della vendita).

per quantitativi superiori al 75% 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%". Art. 19, comma 3, D.Lgs. n. 164/2000.

⁽¹⁶⁾ "A decorrere dal 1° gennaio 2002 l'attività di trasporto e dispacciamento di gas naturale è oggetto di separazione societaria da tutte le altre attività del settore gas, ad eccezione dell'attività di stoccaggio, che è comunque oggetto di separazione contabile e gestionale dall'attività di trasporto e dispacciamento e di separazione societaria da tutte le altre attività del settore gas". Art. 21, comma 1, D.Lgs.n. 164/2000.

⁽¹⁷⁾ "Entro lo stesso termine di cui al comma 1 l'attività di distribuzione di gas naturale è oggetto di separazione societaria da tutte le altre attività del settore gas". Art. 21, comma 2, D.Lgs. n. 164/2000.

⁽¹⁸⁾ E' cliente idoneo la persona fisica o giuridica che ha la capacità, per effetto del decreto in questione, di stipulare contratti di fornitura, acquisto e vendita con qualsiasi produttore, importatore, distributore o grossista, sia in Italia che all'estero, ed ha il diritto di accesso al sistema del gas naturale.

⁽¹⁹⁾ Vedi regolamentazione da parte dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas delle tariffe di stoccaggio, trasporto, distribuzione. "[...] L'Autorità per l'energia elettrica ed il gas determina inoltre, entro il 1° gennaio 2001, le tariffe per il trasporto e dispacciamento, per lo stoccaggio minerario, strategico e di modulazione, per l'utilizzo dei terminali di GNL (Gas Naturale Liquefatto) e per la

In particolare, vengono individuati due segmenti della filiera aperti alla libera concorrenza “nel mercato”: l’importazione e la vendita.

Lo svolgimento di tali attività è subordinato ad una semplice comunicazione ⁽²⁰⁾ o alla concessione di un’autorizzazione ⁽²¹⁾ da parte del Ministero delle Attività Produttive.

Per la distribuzione locale di gas naturale, il decreto stabilisce che dal 1° gennaio del 2003 l’affidamento del servizio debba essere concesso dagli enti locali esclusivamente mediante gara e per periodi non superiori a dodici anni ⁽²²⁾.

A tali gare possono partecipare, senza limitazioni territoriali (punto fondamentale soprattutto per le società ex-municipalizzate) solamente imprese con forma giuridica di società per azioni o a responsabilità limitata, anche a partecipazione pubblica, e società cooperative a responsabilità limitata ⁽²³⁾.

Il decreto Letta, nello stesso tempo, assegna un nuovo ruolo agli enti locali affidanti, sancendo che essi debbano svolgere attività di indirizzo, di vigilanza, di programmazione e di controllo sulle attività di distribuzione e stabilendo che i loro rapporti con il gestore del servizio vengano regolati da appositi contratti di servizio ⁽²⁴⁾.

Tale previsione normativa, quindi, sancisce la fine delle gestioni dirette da parte degli enti locali e degli affidamenti diretti alle Aziende pubbliche o alle S.p.A. locali partecipate dai Comuni.

distribuzione, in modo da assicurare una congrua remunerazione del capitale investito”. Art. 23, comma 2, D.Lgs. n. 164/2000.

⁽²⁰⁾ E’ il caso dell’importazione da Paesi appartenenti all’Unione Europea. Art. 3, comma 7, D.Lgs. n. 164/2000.

⁽²¹⁾ Rientra in questa categoria l’importazione di gas da Paesi non appartenenti all’Unione Europea e l’attività di vendita, art. 3, comma 1 e art. 17, comma 1, D.Lgs. n. 164/2000. Lo stesso decreto prevede che tale autorizzazione venga concessa per silenzio assenso nel caso in cui entro tre mesi non sia stato espresso il diniego motivato. Art. 3, comma 4.

⁽²²⁾ Art. 14, comma 1, D.Lgs. n. 164/2000.

⁽²³⁾ Per l’ente locale, l’adeguamento alla normativa può avvenire, o mediante l’indizione di gare per l’affidamento del servizio, oppure attraverso la trasformazione delle gestioni in economia e delle aziende speciali in società di capitali o in società cooperative a responsabilità limitata con le modalità previste nella legge 15 maggio 1997, n.127. (Art. 15, comma 1 e 2, D. lgs. n.164/2000).

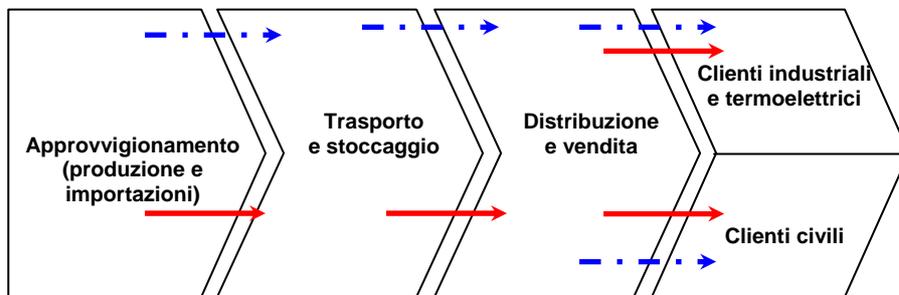
⁽²⁴⁾ Art. 14, comma 1, D.Lgs. n. 164/2000.

E' stato tuttavia previsto un regime di transizione che, in deroga a quanto detto sopra, per l'attività di distribuzione del gas, permette il mantenimento degli affidamenti e delle concessioni in essere alla data di entrata in vigore del Decreto.

Il decreto fissava la durata del periodo transitorio in cinque anni a decorrere dal 31 dicembre 2000 e concede la possibilità, attraverso la realizzazione di processi di concentrazione e di privatizzazione (almeno formale), di prolungarne gli effetti fino ad un massimo di 10 anni (31 dicembre 2010) ⁽²⁵⁾.

Le motivazioni della previsione di un periodo di transizione così lungo è da ricercarsi nella necessità di concedere agli operatori presenti sul mercato un lasso di tempo sufficiente per raggiungere più elevati livelli di efficienza e dimensioni adatte ad affrontare la competizione sul mercato.

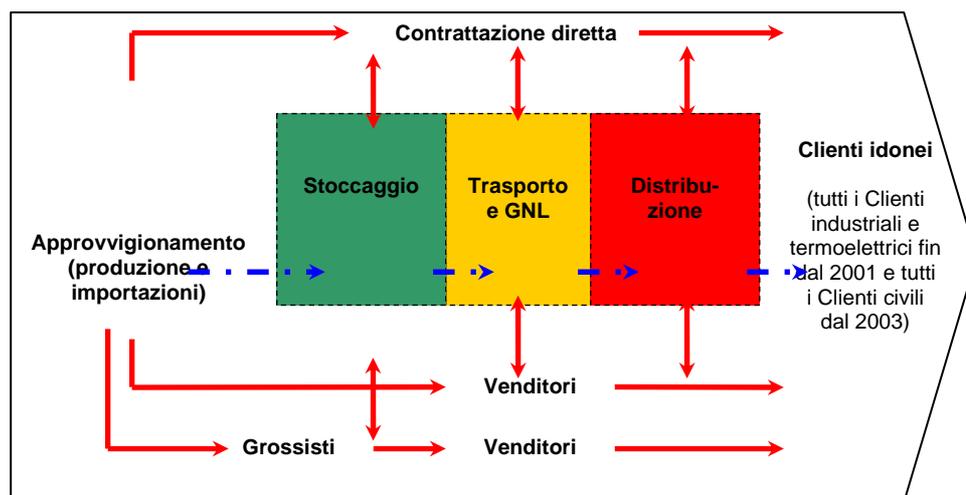
Fig. 1 - La filiera del gas naturale prima dell'entrata in vigore del Decreto Letta



Fonte: Nostra elaborazione. Le frecce tratteggiate rappresentano il flusso fisico del gas naturale, le frecce continue le contrattazioni.

⁽²⁵⁾ Cfr. Art. 15, comma 7 e 8 del D.Lgs. n. 164/2000, poi sostituito dalla Legge n 239/2004.

Fig. 2 - La filiera del gas naturale dopo quattro anni dall'entrata in vigore del Decreto Letta



Fonte: Nostra elaborazione. Le frecce tratteggiate rappresentano il flusso fisico del gas naturale, le frecce continue le contrattazioni.

L'ampia libertà concessa agli stati membri nella scelta delle modalità attuative della direttiva 98/30 non è stata sufficiente a ridurre il grado di disomogeneità del mercato europeo del gas naturale. A tale riguardo infatti si rileva, sebbene con differenze non trascurabili, una diffusa tendenza alla salvaguardia della posizione dominante conquistata dalle imprese nazionali, un livello di integrazione tra i mercati ancora scarso e un diverso grado di apertura del mercato.

Al fine di superare i limiti emersi dall'attuazione della direttiva 98/30/CE, e di armonizzare la legislazione dei paesi membri, nel corso del 2003 la Comunità Europea ha provveduto ad emanare la direttiva 2003/55/CE.

Tale provvedimento ha abrogato la direttiva allora in vigore confermandone tuttavia le linee guida.

Le principali novità della direttiva 2003/55/CE riguardano in particolare:

- il rafforzamento dell'indipendenza del gestore della rete e l'introduzione dell'obbligo del ricorso all'accesso regolamentato (e non negoziato) al sistema del gas;

- l'introduzione dell'obbligo di separazione societaria (e non più solo contabile) delle attività di trasporto e distribuzione da tutte le altre attività del settore ⁽²⁶⁾;
- l'obbligo di apertura del mercato per i clienti industriali entro il 1° luglio 2004 e la completa apertura del mercato entro il 1° luglio 2007;
- il rafforzamento dell'obbligo di servizio pubblico, attraverso l'introduzione di norme per la tutela dei diritti dei clienti maggiormente vulnerabili;
- l'obbligo, per i paesi membri, di creare un'autorità di regolamentazione del settore indipendente dall'industria.

Una ulteriore novità riguarda la possibilità di riservare per un periodo di tempo determinato, e purché sussistano determinate condizioni ⁽²⁷⁾, una quota della capacità delle nuove infrastrutture al soggetto che assume l'onere finanziario della loro realizzazione. Tale previsione normativa è rivolta da un lato a permettere una maggiore diversificazione degli approvvigionamenti di gas naturale e dall'altro a consentire una maggiore indipendenza dal soggetto dominante del mercato (in Italia il Gruppo ENI).

Con la direttiva viene inoltre introdotta una nuova definizione di "imprese di trasporto o di distribuzione" che diventano "gestore del sistema di trasporto o di distribuzione".

Il gestore del sistema di trasporto, di stoccaggio, di rigassificazione del GNL e di distribuzione è tenuto a svolgere quattro compiti fondamentali:

⁽²⁶⁾ A tale riguardo è utile sottolineare che "La Commissione Europea ha dato molta enfasi all'indipendenza delle reti, auspicando per il futuro la loro separazione proprietaria dalle altre attività di impresa e comunque imponendo nel tempo modelli di separazione di crescente efficacia", AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA ED IL GAS, *Relazione Annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta, anno 2004*.

⁽²⁷⁾ Le condizioni per accedere all'esenzione dall'accesso regolato al sistema del gas sono:

- che l'investimento incrementi la competitività nel segmento dell'offerta e la sicurezza degli approvvigionamenti;
- che il livello di rischio associato alla realizzazione del progetto non sia sostenibile a meno che non sia concessa l'esenzione;
- che l'infrastruttura sia posseduta da un soggetto societariamente separato dall'operatore del sistema all'interno del quale la stessa sarà costruita;
- che l'esenzione non danneggi la competizione e l'effettivo funzionamento del mercato interno del gas.

- 1) gestire, mantenere e sviluppare, a condizioni economicamente accettabili, impianti sicuri, affidabili ed efficienti;
- 2) astenersi da discriminazioni tra gli utenti o le categorie di utenti del sistema, in particolare a favore di imprese ad esso collegate;
- 3) fornire al gestore degli altri sistemi del gas informazioni sufficienti per garantire che tutti i servizi possano avvenire compatibilmente con il funzionamento sicuro ed efficiente del sistema interconnesso;
- 4) fornire agli utenti del sistema le informazioni necessarie ad un efficiente accesso al sistema.

Agli stati membri spetta la designazione o l'imposizione del ruolo di gestore del sistema alle imprese di gas naturale che possiedono impianti di trasporto, di stoccaggio, di rigassificazione di GNL o di distribuzione.

La direttiva 2003/55/CE pone particolare attenzione ai compiti, al ruolo e, soprattutto, all'indipendenza del gestore del sistema nel caso di imprese integrate verticalmente, considerandola elemento di particolare importanza per processo di liberalizzazione.

A tale riguardo la normativa, pur senza arrivare ad imporre la separazione proprietaria di tale attività dalle altre attività del settore ⁽²⁸⁾, stabilisce dei requisiti minimi atti a garantire l'indipendenza del gestore del sistema (di trasporto e di distribuzione) nel caso di imprese verticalmente integrate (artt. 9, 13 e 15). In particolare essa prevede che:

- le persone responsabili dell'amministrazione del gestore del sistema non possano far parte di strutture societarie dell'impresa di gas naturale integrata responsabili, direttamente o indirettamente, della gestione ordinaria delle attività di produzione, distribuzione/trasporto o fornitura di gas naturale;
- debbano essere adottate misure idonee ad assicurare che vengano presi in considerazione gli interessi professionali delle persone responsabili dell'amministrazione del gestore del sistema di

⁽²⁸⁾ Il punto 10 delle considerazioni iniziali della direttiva esclude esplicitamente il ricorso alla separazione proprietaria delle attività: "È tuttavia importante distinguere tra questa separazione giuridica e la separazione della proprietà. La separazione giuridica non presuppone un cambio della proprietà dei mezzi e nulla osta a condizioni simili o identiche in materia di occupazione nell'insieme dell'impresa integrata verticalmente. Dovrebbe tuttavia essere assicurato un processo decisionale non discriminatorio mediante misure organizzative relative all'indipendenza dei responsabili dell'adozione di decisioni.

trasporto/distribuzione, in modo da consentire loro di agire in maniera indipendente;

- siano garantite le condizioni affinché il gestore del sistema possa disporre di effettivi poteri decisionali, indipendenti dall'impresa di gas integrata, in relazione ai mezzi necessari alla gestione, alla manutenzione e allo sviluppo della rete qualora i mezzi in questione appartengano e siano gestiti da imprese integrate verticalmente ⁽²⁹⁾.

Particolare attenzione merita, infine, l'individuazione degli obblighi di servizio pubblico per la tutela dei consumatori (allegato A alla direttiva). Vengono infatti introdotte garanzie alla reale possibilità di scegliere liberamente il proprio fornitore (punto 18 delle considerazioni iniziali), obblighi di trasparenza nell'informazione da parte dei fornitori di gas (punto 26 delle considerazioni iniziali) e obblighi di definizione di standard minimi comuni (punto 27 delle considerazioni).

Nel corso del 2004 il Parlamento Italiano ha approvato la Legge n. 239 di "Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia" (conversione del c.d. Decreto Marzano) in attuazione, fra le altre, della direttiva 2003/55/CE. Oggetto di tale legge sono tutti i settori legati all'energia, fra i quali naturalmente il gas.

Tale provvedimento non ha inciso in maniera rilevante sull'organizzazione del mercato italiano del gas in quanto le scelte operate con il D. Lgs. n. 164/2000 (c.d. Decreto Letta), in alcuni casi criticato per la palese volontà di determinare le massime condizioni possibili di apertura, erano già in grado di soddisfare in gran parte le previsioni della direttiva 2003/55/CE.

⁽²⁹⁾ La norma, al comma 2, punto c) degli artt. 9 e 13, aggiunge che "Ciò non dovrebbe ostare all'esistenza di appropriati meccanismi di coordinamento intesi a garantire la tutela dei diritti di vigilanza economica e amministrativa della società madre per quanto riguarda la redditività degli investimenti disciplinata indirettamente ai sensi dell'articolo 25, paragrafo 2, in una società controllata. In particolare ciò consente alla società madre di approvare il piano finanziario annuale, o qualsiasi strumento equivalente, del gestore della rete di trasporto e di fissare limiti globali ai livelli di indebitamento della sua società controllata. Non è consentito alla società madre di dare istruzioni né per quanto riguarda le operazioni giornaliere, né in relazione a singole decisioni concernenti la costruzione o il miglioramento delle linee di trasporto che non eccedono i termini del piano finanziario approvato o di qualsiasi strumento equivalente".

Ciononostante, la legge n. 239/2004 ha introdotto alcune novità tra le quali si ricordano:

- una nuova distribuzione dei poteri tra Stato e Autorità per l'energia elettrica ed il gas, che prevede l'introduzione di un potere sostitutivo del primo nei confronti della seconda (in caso di non puntuale adempimento ai propri compiti) e l'attribuzione al Ministero per le attività produttive di alcune delle funzioni precedentemente assegnate all'Autorità;
- la possibilità per le imprese che investono nella realizzazione di nuove infrastrutture di richiedere, in deroga alla previsioni di legge, l'esenzione dalla disciplina che prevede il diritto di accesso a terzi quando si tratti:
 - 1) di infrastrutture di interconnessione tra le reti nazionali di trasporto di gas degli Stati membri dell'Unione Europea e la rete di trasporto italiana;
 - 2) di impianti di rigassificazione di gas naturale liquefatto;
 - 3) di nuovi stoccaggi di gas naturale in sottterraneo;
 - 4) di significativi potenziamenti delle capacità delle infrastrutture esistenti sopra indicate.

Tale esenzione può essere accordata per un periodo di almeno venti anni e per una quota di almeno l'80% della nuova capacità.

- il rinvio del termine del periodo transitorio per il servizio di distribuzione locale al 31 dicembre 2007 ⁽³⁰⁾ anziché al 31 dicembre 2005, fatta salva la facoltà per l'ente locale affidante o concedente di prorogarne la durata, entro sei mesi dalla data di entrata in vigore della legge, per un ulteriore anno qualora vengano ravvisate motivazioni di pubblico interesse;

⁽³⁰⁾ L'art. 1, comma 69, della Legge n. 239 del 23 agosto 2004 stabilisce che "Il periodo transitorio di cui al citato articolo 15, comma 5, termina entro il 31 dicembre 2007, fatta salva la facoltà per l'ente locale affidante o concedente di prorogare, entro sei mesi dalla data di entrata in vigore della presente legge, per un anno la durata del periodo transitorio, qualora vengano ravvisate motivazioni di pubblico interesse. Nei casi previsti dall'articolo 15, comma 9, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, il periodo transitorio non può comunque terminare oltre il 31 dicembre 2012. È abrogato il comma 8 dell'articolo 15 dello stesso decreto legislativo n. 164 del 2000".

- l'impossibilità di sommare gli incrementi del periodo transitorio previsti dal comma 7 dell'articolo 15 del decreto legislativo n. 164 del 2000 ⁽³¹⁾.

⁽³¹⁾ "Il periodo transitorio (...) è fissato in cinque anni a decorrere dal 31 dicembre 2000. Tale periodo può essere incrementato, alle condizioni sotto indicate, in misura non superiore a:

- a) un anno nel caso in cui, almeno un anno prima dello scadere dei cinque anni, si realizzi una fusione societaria che consenta di servire un'utenza complessivamente non inferiore a due volte quella originariamente servita dalla maggiore delle società oggetto di fusione;
- b) due anni nel caso in cui, entro il termine di cui al punto a), l'utenza servita risulti superiore a centomila clienti finali, o il gas naturale distribuito superi i cento milioni di metri cubi all'anno, ovvero l'impresa opera in un ambito corrispondente almeno all'intero territorio provinciale;
- c) due anni nel caso in cui, entro il termine di cui al punto a), il capitale privato costituisca almeno il 40% del capitale sociale.

3. LE OPERAZIONI DI RIORGANIZZAZIONE DELLE FASI DI DISTRIBUZIONE E VENDITA NEL SETTORE DEL GAS NEL MERCATO NAZIONALE E REGIONALE

La titolarità sui servizi pubblici locali storicamente attribuita ai comuni (sancita dalla legge sulla municipalizzazione), in assenza di una disciplina rivolta allo sviluppo di concorrenza tra gli operatori del settore, ha favorito la frammentazione dell'attività di distribuzione di gas naturale a mezzo di reti locali.

Fino ai primi anni settanta, il servizio di distribuzione del gas veniva svolto in prevalenza da soggetti di matrice tipicamente locale: dal comune stesso (in economia), dall'azienda municipalizzata o da una impresa privata locale.

Negli anni successivi si assiste allo sviluppo di realtà imprenditoriali principalmente di matrice privata (Italgas e Camuzzi) che iniziano ad operare su ambiti territoriali più vasti, acquisendo concessioni in ogni parte del paese.

Nello stesso tempo vengono perseguiti alcuni progetti imprenditoriali che portano alla gestione consortile di vaste aree territoriali comprendenti un numero rilevante di municipalità (es. Consiag).

Ciononostante, nel 1998, anno cui si riferisce un'indagine dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas, l'attività di distribuzione si presentava ancora molto frammentata, in termini di numero di operatori, ma allo stesso tempo concentrata, in termini di quota di mercato.

I distributori (non solo di gas naturale) erano 774, dei quali solo 4 avevano più di 500 mila utenti, con una quota di mercato complessiva pari a circa il 32%, mentre 567 servivano meno di 10 mila utenti, con una quota di mercato complessiva pari a circa il 13,5%.

Il processo di liberalizzazione disegnato dal decreto legislativo 22 maggio 2000, n. 164, ha investito in modo rilevante il segmento finale della filiera del gas, determinando di fatto il superamento della tradizionale organizzazione della gestione del servizio (promovendo la separazione tra vendita e distribuzione) e degli assetti di mercato esistenti (attraverso l'abbattimento del monopolio legale ⁽³²⁾).

⁽³²⁾ "Fino ad oggi l'assenza di meccanismi di competizione ha caratterizzato tanto le gestioni pubbliche (realizzate attraverso gestioni in economia e aziende pubbliche), quanto quelle private

Tab. 2 Struttura della distribuzione del gas per dimensione dei soggetti (anno 1998)

DIMENSIONE DEI DISTRIBUTORI (migliaia di utenti)	VOLUME TOTALE (MMC)	QUOTA DI MERCATO (%)	UTENTI (MIGLIAIA)	QUOTA UTENTI (%)	NUMERO DISTRIBUTORI	DIMENSIONE MEDIA (MMC)
> 500	9.664	32,1	6.520	40,4	4	1.630
100 – 500	5.665	18,9	2.921	18,1	17	172
50 – 100	3.287	10,9	1.652	10,2	24	69
10 – 50	7.402	24,6	3.340	20,7	162	21
< 10	4.067	13,5	1.706	10,6	567	3
	30.064	100,0	16.139	100,0	774	21

Fonte: Nostra elaborazione su dati Autorità per l'energia elettrica ed il gas, 2000.

I tre punti cardine su cui si basa la nuova architettura della distribuzione e della vendita sono:

- completa liberalizzazione dell'attività di vendita (concorrenza nel mercato);
- obbligo di separazione societaria tra l'attività di distribuzione e tutte le altre attività del settore gas e tra l'attività di vendita e tutte le altre (fatta eccezione per l'importazione, l'esportazione, la coltivazione e l'attività di cliente grossista);

(realizzate secondo lo schema concessorio), le une e le altre utilizzate in un contesto di monopolio legale che si estendeva ben oltre l'area di monopolio naturale. Per le prime, il gestore pubblico ha finito per sovrapporre e confondere le funzioni di ente titolare del servizio con quelle di imprenditore, assumendo a parametro delle scelte gestionali obiettivi di consenso piuttosto che rigorosi criteri economici, con risultati incoerenti sotto il profilo della politica tariffaria (svincolata dai costi, ma sorretta, almeno fino alla fine degli anni '80, da significativi trasferimenti e contributi finanziari dello Stato), con una rendita di monopolio che inevitabilmente ha condizionato in negativo il livello di efficienza e di qualità del servizio, e che si è tradotto in una spinta contraria all'investimento e all'innovazione. Ma la posizione di monopolio ha caratterizzato anche le gestioni private, se si considera che di regola le concessioni – per lo più affidate (o rinnovate) senza gara, attraverso trattative private – hanno attribuito la gestione del servizio in via esclusiva, hanno stabilito durate non brevi (a volte indefinite e in ogni caso superiori a 10 anni), hanno consentito l'utilizzazione di infrastrutture pubbliche a costi contenuti, senza prevedere particolari poteri di controllo, da parte degli enti titolari del servizio, sui risultati della gestione. E da questo punto di vista, la situazione è rimasta sostanzialmente invariata anche a fronte delle modifiche di sistema gradualmente intervenute, nel corso degli ultimi anni: l'istituzione dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas, la riduzione dei trasferimenti e dei contributi statali, l'avvio di processi di riorganizzazione aziendale e di trasformazione di molte aziende pubbliche in società per azioni, l'introduzione di strumenti gestionali come i contratti di servizio". FILIPPI M. [2000], *Atti del convegno Liberalizzazione del mercato del gas e sviluppo delle imprese multiutilities*. Milano, ottobre 2000.

- affidamento del servizio di distribuzione esclusivamente tramite gara (concorrenza per il mercato) solo a società per azioni, società a responsabilità limitata e società cooperative a responsabilità limitata.

La scissione del servizio tradizionale in due business distinti, la distribuzione e la vendita, impone alle local public utilities una profonda riflessione sul nuovo scenario competitivo e sulle strategie da mettere in atto, tenendo presente che tali attività presentano caratteristiche e fattori di successo molto diversi tra loro.

Infatti, mentre la distribuzione consiste nel “trasporto” del gas dalle reti ad alta pressione fino al contatore dell’utente finale, nella manutenzione e in tutte le attività connesse alla rete fisica di distribuzione, la vendita consiste nell’attività commerciale relativa alla fornitura del gas agli utenti finali e nella relativa fatturazione.

Per quanto riguarda l’attività di distribuzione le modalità competitive che emergono dal processo di liberalizzazione sono generalmente rappresentate dalla concorrenza per il mercato, ovvero dalla competizione per l’affidamento del servizio in una determinata area territoriale, attraverso la partecipazione a gare indette dall’ente pubblico di riferimento (o dagli enti di riferimento in forma associata).

I margini di gestione del servizio sembrano dipendere principalmente dal livello delle tariffe di distribuzione fissate dall’Autorità per l’energia elettrica ed il gas (tale tariffa dovrebbe prevedere una adeguata remunerazione del capitale investito, assumendo come base di partenza una situazione di gestione efficiente) e dalla capacità delle imprese di ridurre gli oneri di gestione.

In tale contesto i fattori critici di successo per gli operatori sono rappresentati:

- dall’efficiente dimensionamento delle proprie attività, al fine di sfruttare le economie di scala necessarie a introdurre innovazioni tecnologiche;
- dall’efficienza generale di gestione;
- dalla disponibilità di conoscenze e competenze distintive nella gestione della rete e dei flussi di gas (principalmente competenze ingegneristiche);

- dalla conoscenza del territorio nel quale si svolge la gara;
- dalla reputazione dell'impresa nella gestione del servizio (a tale riguardo le imprese già operanti nel territorio saranno avvantaggiate).

L'attività di vendita presenta caratteri completamente nuovi che presuppongono anche profondi mutamenti nella cultura stessa delle imprese, primo fra tutti il passaggio dalla tradizionale visione aziendale orientata alla gestione dell'infrastruttura (operations oriented) ad una visione focalizzata sulle esigenze della clientela e sul marketing (customer oriented).

I margini di gestione del servizio di vendita dipendono principalmente dai costi di approvvigionamento e dalle eventuali iniziative concorrenziali di altri operatori.

I fattori critici di successo di questa attività sono rappresentati principalmente da:

- la capacità di approvvigionamento a costi più vantaggiosi rispetto agli altri concorrenti;
- la disponibilità di una rete di vendita capillare;
- l'elevata conoscenza della clientela, del livello di utilizzo del gas naturale, delle abitudini di utilizzo di tale risorsa, dei comportamenti di acquisto, ecc. (tali informazioni dovrebbero già essere a disposizione dei soggetti che hanno offerto il servizio nel periodo antecedente la liberalizzazione);
- la compatibilità economica e le disponibilità finanziarie sufficienti a sostenere i rilevanti investimenti pubblicitari e di marketing;
- la reputazione nei confronti del cliente;
- la capacità di instaurare e mantenere rapporti duraturi con la clientela (importanza del Customer Relationship Management), anche attraverso la fornitura di diversi servizi più o meno correlati alla fornitura di gas naturale (bundle di servizi, es. energia elettrica, manutenzione impianti e facility management, global service, assicurazioni per la casa, ecc.).

Il quadro nazionale

L'introduzione di elementi di concorrenza nelle fasi di distribuzione e di vendita del gas naturale, l'obbligo di separazione societaria tra tali attività e la possibilità offerta dal Decreto Letta di prolungare il periodo transitorio al verificarsi di operazioni di fusione o di privatizzazione (almeno formale)⁽³³⁾, hanno contribuito ad attivare un processo di riorganizzazione degli operatori del settore, la cui prima conseguenza è stata una riduzione del numero dei soggetti attivi.

Come evidenziato dalla relazione annuale dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas del 2005, nell'ultimo triennio si è assistito ad una continua riduzione del numero delle imprese di distribuzione.

Tale processo di concentrazione nella fase di distribuzione ha rappresentato spesso una conseguenza delle logiche di aggregazione in atto nella fase di vendita del gas, anche se non sempre ad una aggregazione delle attività di vendita si è accompagnata l'aggregazione delle attività di distribuzione (es. Blu Gas).

I principali protagonisti di tali processi aggregativi sono stati i grandi gruppi industriali operanti nei settori energetici, italiani e stranieri, e le più dinamiche ex-municipalizzate quotate in borsa. Sembra delinearci, quindi, una struttura di settore caratterizzata dalla presenza di imprese di medio-grandi dimensioni⁽³⁴⁾.

Complessivamente, il numero di operatori attivi nella distribuzione, 774 nel 1998, si è ridotto a circa 560 nel 2003 e a 482 nel 2004. Nello stesso periodo è aumentato il peso percentuale delle società di capitali, passato dal 45,3% del 1998 all'81,3% del 2004.

⁽³³⁾ Cfr. art. 15, comma 7 e 8 del D.Lgs. n. 164/2000 poi modificato dalla Legge n. 239/2004.

⁽³⁴⁾ "Nel periodo marzo-ottobre 2004, 17 società di distribuzione sono state acquisite da altre imprese operanti nel settore o si sono fuse per la costituzione di una nuova società; a queste si aggiungono le 17 acquisizioni registrate nel 2002 e le 30 nel 2003. Durante il 2004 circa 80 distributori, di cui 50 Comuni che gestivano direttamente il servizio, hanno ceduto le proprie attività ad altri soggetti. Nel corso del 2002, erano state effettuate 110 cessioni (di cui 10 da parte dei Comuni) e 80 gestioni dirette erano cessate". Relazione Annuale dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas, anno 2005, pag. 261.

Tab. 3 Numero e forma giuridica degli esercenti servizio di distribuzione gas in Italia, 1998-2004

	*1998		2004	
	numero	%	numero	%
GESTIONE IN ECONOMIA	308	39,8	61	12,7
MUNICIPALIZZATE E AZIENDE SPECIALI	57	7,4	6	1,2
CONSORZI E AZIENDE CONSORTILI	44	5,7	16	3,2
SOCIETÀ DI CAPITALI	351	45,3	391	81,3
ALTRE	14	1,8	8	1,6
TOTALE	774	100,0	482	100,0

(* riferito a tutte le imprese di distribuzione di tutti i tipi di gas)

Fonte: Nostra elaborazione su dati dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas.

Il processo di riassetto del settore non ha risparmiato la fase di vendita di gas naturale.

Come evidenziato dalla Relazione dell'AEEG del 2005, il numero delle imprese grossiste ⁽³⁵⁾ si è ridotto dalle 55 del 2002 alle 41 del 2004 e quelle di vendita ai clienti finali sono passate dalle 504 del 2002 alle 353 del 2004 ⁽³⁶⁾.

⁽³⁵⁾ L'Autorità per l'energia elettrica ha classificato gli operatori in grossisti e in venditori. I primi sono quelli che vendono il gas sia ad altri operatori, sia direttamente al mercato finale. I secondi invece svolgono quasi esclusivamente rivendite a clienti finali, ricorrendo ad altri operatori solo nel caso di eccedenze e bilanciamenti.

⁽³⁶⁾ Alla fine del 2004 le società autorizzate dal Ministero delle Attività Produttive a svolgere l'attività di vendita erano 389. Tale dato tuttavia potrebbe essere inferiore a quello reale in quanto "esistono diverse società grossiste che, non effettuando attività di vendita sul mercato finale, non sono obbligate a richiedere l'autorizzazione per la vendita al Ministero per le Attività Produttive", Cfr. RELAZIONE ANNUALE DELL'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA ED IL GAS, ANNO 2005, pag. 273.

Tab. 4 Numero e attività dei grossisti nel periodi 2002-2004 (37)

	2002	2003	2004
NUMERO DI OPERATORI	55	40	41
Eni Gas & Power	1	1	1
Grossisti con vendite superiori a 10 G (m ³)	1	1	1
Grossisti con vendite tra 1 e 10 G (m ³)	4	4	6
Grossisti con vendite tra 0,1 e 1 G (m ³)	17	20	19
Grossisti con vendite inferiori a 0,1 G (m ³)	32	14	14
VOLUME VENDUTO (MILIARDI DI M³)	85,2	90,6	95,9
Eni Gas & Power	52,3	51,3	53,6
Grossisti con vendite superiori a 10 G (m ³)	12,9	17,8	16,3
Grossisti con vendite tra 1 e 10 G (m ³)	15,8	15,6	18,4
Grossisti con vendite tra 0,1 e 1 G (m ³)	4,0	5,6	7,6
Grossisti con vendite inferiori a 0,1 G (m ³)	0,2	0,2	0,1
VOLUME MEDIO UNITARIO (MILIONI DI M³)	1.550	2.264	2.340
Eni Gas & Power	52.349	51.320	53.632
Grossisti con vendite superiori a 10 G (m ³)	12.865	17.808	16.268
Grossisti con vendite tra 1 e 10 G (m ³)	3.954	3.902	3.061
Grossisti con vendite tra 0,1 e 1 G (m ³)	234	279	399
Grossisti con vendite inferiori a 0,1 G (m ³)	7	17	7

Fonte: Autorità per l'energia elettrica ed il gas, Relazione annuale 2005.

(37) I dati riportati in tabella derivano dalle indagini svolte dall'Autorità per l'energia elettrica ed il gas nel corso degli anni ed è possibile che non vi sia una perfetta coincidenza con il numero di operatori ricavabili dagli elenchi ministeriali.

Tab. 5 Numero e attività dei venditori nel periodi 2002-2004 ⁽³⁸⁾

	2002	2003	2004
NUMERO DI OPERATORI	504	432	353
Venditori con vendite superiori a 1.000 M (m ³)	2	5	4
Venditori con vendite tra 100 e 1.000 M (m ³)	42	40	37
Venditori con vendite tra 10 e 100 M (m ³)	222	176	149
Venditori con vendite inferiori a 10 M (m ³)	237	211	163
VOLUME VENDUTO (MILIARDI DI M³)	26,6	33,0	31,4
Venditori con vendite superiori a 1.000 M (m ³)	7,5	15,8	14,6
Venditori con vendite tra 100 e 1.000 M (m ³)	11,2	11,1	11,6
Venditori con vendite tra 10 e 100 M (m ³)	6,8	5,2	4,6
Venditori con vendite inferiori a 10 M (m ³)	1,0	0,8	0,7
VOLUME MEDIO UNITARIO (MILIONI DI M³)	53	76	89
Venditori con vendite superiori a 1.000 M (m ³)	3.756	3.169	3.640
Venditori con vendite tra 100 e 1.000 M (m ³)	267	279	313
Venditori con vendite tra 10 e 100 M (m ³)	31	30	31
Venditori con vendite inferiori a 10 M (m ³)	4	4	4

Fonte: Autorità per l'energia elettrica ed il gas, Relazione annuale 2005.

La maggior parte di questi operatori sono stati costituiti al momento della scissione del ramo di vendita dalle precedenti società di distribuzione/vendita integrate.

Al riguardo è necessario sottolineare come, spesso, esistano ancora forti legami territoriali tra i soggetti distributori e le imprese di vendita al dettaglio. Tale situazione evidenzia che il processo di riorganizzazione non ha ancora prodotto una effettiva disarticolazione tra le diverse fasi dell'industria del gas e che il controllo dell'infrastruttura di distribuzione continua a rappresentare un fattore strategico per l'accesso al mercato finale.

Nella fase a valle della filiera operano allo stesso tempo imprese che, date le quantità vendute, hanno ritenuto di costituire società diverse per

⁽³⁸⁾ I dati riportati in tabella derivano dalle indagini svolte dall'Autorità per l'energia elettrica ed il gas nel corso degli anni ed è possibile che non vi sia una perfetta coincidenza con il numero di operatori ricavabili dagli elenchi ministeriali.

operare in specifici segmenti di mercato, e imprese che invece hanno preferito operare con la stessa società sia sul mercato al dettaglio che sul mercato all'ingrosso. Talvolta la ridefinizione dell'attività ha determinato la scomparsa di alcune società oppure la filiazione di nuove attraverso lo spin-off di rami d'azienda, incidendo di fatto sulla dinamica osservata nelle tabelle precedenti.

Nelle tabelle successive sono riportate le attività e le caratteristiche dei primi 25 grossisti e dei primi 25 venditori attivi alla fine del 2004. Dall'analisi di tali dati si evince che soprattutto in questa fase della filiera la struttura di mercato sta rapidamente mutando: il nuovo contesto competitivo presenta un minore numero di operatori, con una dimensione media più rilevante, e una crescente concentrazione delle quote di mercato (i primi 25 grossisti hanno una quota di mercato del 97% e i primi 25 venditori del 78%).

Tab. 6 Attività e caratteristiche dei 25 maggiori grossisti nel 2004, in Mm³ (39)

	IMPORTAZIONI			VENDITE		
	OLTRE FRONTIERA	LATO ITALIA	TOTALE	A GROSSISTI E VENDITORI	A CLIENTI FINALI	TOTALE
Eni-Divisione Gas & Power	41.953	0	41.953	22.942	30.690	53.632
Enel Trade	9.373	0	9.373	6.915	9.353	16.268
Edison	6.687	156	6.842	4.936	4.629	9.565
Plurigas	3.317	353	3.671	2.453	1.053	3.506
Energia	1.511	88	1.598	796	827	1.623
Blumet	64	158	222	385	1.068	1.454
Blu Gas	139	215	354	1.045	59	1.104
Gas Natural Vendite Italia	191	562	752	758	75	833
Italtrading	248	215	463	664	50	714
Dalmine Energie	730	2	732	282	297	580
Energas	201	260	461	525	45	570
Amga Commerciale	0	637	637	200	368	568
Worldenergy S.A.	348	62	410	406	0	406
Enoi	359	16	375	347	41	388
Hera Trading	241	75	317	306	0	306
AceaElectrabel Trading	150	15	165	301	0	301
EGL Italia	0	257	257	139	118	257
Elettrogas	0	99	99	224	0	224
Gas della Concordia	0	202	202	219	2	221
Energetic Source	105	41	147	111	36	147
Easygas	0	53	53	53	53	105
E.On Ruhrgas AG	94	12	106	92	0	92
BP Italia	61	15	76	79	6	85
Energia	0	0	0	69	12	81
Acos Energia	0	0	0	15	52	67

Fonte: Autorità per l'energia elettrica ed il gas, Relazione annuale 2005.

(39) Gli acquisti interni da altri grossisti e/o venditori sono pari alla differenza tra vendite e approvvigionamenti.

Tab. 7 Attività e caratteristiche dei 25 maggiori venditori nel 2004, in Mm³ (40)

	IMPORTAZIONI			VENDITE		
	OLTRE FRONTIERA	LATO ITALIA	TOTALE	A GROSSISTI E VENDITORI	A CLIENTI FINALI	TOTALE
Italgas più	0	0	0	348	7.097	7.445
Enel Gas	0	0	0	8	4.455	4.462
Hera Comm	121	15	136	12	1.764	1.776
Aem Energia	0	0	0	0	1.053	1.053
Gaz de France	829	164	993	35	880	915
Italcogim Vendite	0	0	0	0	814	814
Ascotrade Energia e Servizi	0	85	85	1	794	796
Edison Energia	0	0	0	0	565	565
Fiorentina Gas Clienti	0	0	0	0	531	531
Asmea	0	0	0	0	520	520
Toscana Gas Clienti	0	0	0	0	488	488
Napoletana Gas Clienti	0	0	0	0	458	458
Amps Energie	0	0	0	0	374	374
Consiagas Servizi Energetici	0	0	0	0	352	352
Meta	0	0	0	0	340	340
Edison per Voi	0	0	0	0	323	323
Trenta	0	0	0	0	320	320
Co.Gas. Vendita	0	0	0	0	318	318
Agsn Verona	0	0	0	0	317	317
SGR Servizi	0	0	0	0	312	312
ENERcom	0	0	0	0	292	292
Erogasmet Vendita	0	0	0	13	275	289
Prometeo	0	0	0	0	273	273
Sinergas	0	0	0	0	261	261
SPEIA	86	125	212	4	241	245

Fonte: Autorità per l'energia elettrica ed il gas, Relazione annuale 2005.

(40) Gli acquisti interni da altri grossisti e/o venditori sono pari alla differenza tra vendite e approvvigionamenti.

In entrambe le attività spicca la leadership di mercato del Gruppo Eni o di sue controllate o collegate (Eni-Divisione Gas & Power, nel commercio all'ingrosso; Italgas Più S.p.A., Fiorentina Gas Clienti S.p.A., Napoletana Gas Clienti S.p.A., Toscana Gas Clienti S.p.A., nella vendita al dettaglio).

Gli altri operatori principali sono rappresentati:

- da principali operatori nazionali del settore dell'energia elettrica quali Enel S.p.A. (ex monopolista del settore elettrico) ed Edison S.p.A.;
- da grandi operatori stranieri (ex monopolisti nel paese di appartenenza) quali Gaz de France (tra i venditori) e Gas Natural Vendita Italia S.p.A. (tra i grossisti);
- da imprese pubbliche locali, che operano generalmente in via diretta nella vendita al dettaglio (Hera Comm S.p.A., Aem Energia S.p.A., Toscana Gas Clienti S.p.A., Consiagas Servizi Energetici S.p.A., ecc.) e attraverso consorzi di acquisto nella vendita all'ingrosso (Plurigas, Blumet, Blu Gas, ecc.);
- da imprese private specializzate, quali Italcogim Vendite S.p.A. ed altre.

Sebbene il risultato del processo di riorganizzazione in atto risponda in una certa misura ad alcuni obiettivi perseguiti dal decreto Letta, in termini di riduzione della frammentazione dell'offerta e di creazione di soggetti in grado di competere sul mercato nazionale e internazionale, i positivi effetti auspicati dalla legge nei confronti degli utenti finali sembrano tardare a manifestarsi (soprattutto riguardo ai clienti civili).

A tale riguardo la Commissione Europea, nel c.d. Rapporto di Benchmarking Europeo sulla liberalizzazione del gas e dell'elettricità del 2005 rileva che in Italia nel 2004 almeno il 30% dei grandi utenti ha cambiato fornitore ⁽⁴¹⁾.

⁽⁴¹⁾ "Per contro, gli Stati membri che dispongono di fonti di approvvigionamento diversificate e che sono anche in grado di cedere capacità hanno ottenuto risultati nettamente migliori. Le migliori prestazioni sono quelle del Regno Unito, in cui la struttura della concorrenza è ormai a livelli di maturità, dell'Irlanda, dove i grandi utenti già da vari anni hanno la possibilità di scegliere il fornitore, e quella dei paesi rivieraschi del Mare del Nord, come il Belgio, la Danimarca e i Paesi Bassi. Nel

D'altra parte l'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas, nella Relazione annuale del 2004, rilevava che alla fine del 2003 (primo anno di completa apertura del mercato) non si era ancora assistito ad alcun rilevante spostamento di clienti civili da un fornitore all'altro.

L'aspetto più importante, inoltre, è rappresentato dal fatto che la riduzione effettiva dei costi per l'utilizzo delle infrastrutture di rete, frutto dell'azione dell'Autorità, in assenza di comportamenti concorrenziali nella fase di vendita, non ha consentito ai clienti finali di beneficiare, così come era successo per i clienti del mercato all'ingrosso, di significative riduzioni dei prezzi del gas naturale e ha invece permesso una rilevante crescita dei margini di profitto dei venditori ⁽⁴²⁾.

L'Autorità sottolinea inoltre che poiché il mercato italiano dell'approvvigionamento è dominato da un unico operatore (Eni), che detiene una quota del 90% nella produzione e del 76,6% delle importazioni (64,1% circa direttamente, 12,5% circa attraverso la vendita alla frontiera ad altri operatori) in virtù di contratti a lungo termine, la possibilità che possa svilupparsi una gara di prezzo fra i venditori per ampliare le proprie quote di mercato sembra assai ridotta ⁽⁴³⁾.

2004 anche l'Italia e la Spagna hanno fatto notevoli progressi. Negli Stati membri qui citati si calcola che almeno il 30% dei grossi utenti abbia cambiato fornitore. Dei rimanenti, soltanto la Francia si avvicina a questo livello di sviluppo, specie nei suoi dipartimenti settentrionali. I progressi in Austria e Germania continuano a essere molto deludenti, mentre nei nuovi Stati membri restano tuttora da risolvere vari problemi che potrebbero ostacolare la concorrenza". COMMISSIONE DELLE COMUNITÀ EUROPEE [2005], *Comunicazione della Commissione al Parlamento Europeo e al Consiglio - Relazione annuale sulla realizzazione del mercato interno del gas e dell'elettricità*, COM(2004) 863, Bruxelles, 5 gennaio 2005, pag. 7-8.

⁽⁴²⁾ "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". AUTORITÀ GARANTE DELLA CONCORRENZA E DEL MERCATO [2004], *Indagine conoscitiva sullo stato di liberalizzazione del settore del gas naturale IC22*, Roma, pag. 87.

⁽⁴³⁾ Fra l'altro una concorrenza sui prezzi sarebbe comunque inattuabile nei confronti dell'operatore principale. A tale riguardo, infatti, l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato osserva che "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". Osserva inoltre "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

Di conseguenza, la strategia perseguita da parte degli operatori per incrementare le quote di mercato, piuttosto che basarsi sulla sottrazione di clienti ad altri operatori sembra essere imperniata sulla realizzazione di progetti di aggregazione o sull'acquisizione di altre imprese di vendita al dettaglio, contribuendo di fatto al mantenimento di monopoli su base locale ⁽⁴⁴⁾.

Nel lungo periodo le prospettive della concorrenza sembrano essere legate alla progressiva riduzione dell'importanza dei contratti a lungo termine e alla crescita delle importazioni e degli scambi spot, grazie anche alla cessione sul mercato delle quantità di gas importate attraverso i nuovi terminali di rigassificazione che dovrebbero entrare in funzione nei prossimi anni ⁽⁴⁵⁾.

Il quadro regionale

Il generale processo di riorganizzazione del settore ha investito anche le imprese operanti in Toscana. Nel 1998 le imprese toscane associate a Cispel Confservizi operanti nel servizio di distribuzione e vendita (attività integrate) di gas naturale erano 11, tutte a capitale interamente pubblico.

decreto legislativo n. 164/2000". AUTORITÀ GARANTE DELLA CONCORRENZA E DEL MERCATO [2004], *Indagine conoscitiva sullo stato di liberalizzazione del settore del gas naturale IC22*, Roma, pag. 102-103.

⁽⁴⁴⁾ La stessa l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato ha riconosciuto l'esistenza di monopoli locali di vendita del gas. In particolare essa sottolinea che "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. (...) 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. (...) Le società di vendita del gas sono state quindi obbligate ad inserire nelle loro offerte anche le condizioni economiche di fornitura definite dall'Autorità". AUTORITÀ GARANTE DELLA CONCORRENZA E DEL MERCATO [2004], *Indagine conoscitiva sullo stato di liberalizzazione del settore del gas naturale IC22*, Roma, pag. 88.

⁽⁴⁵⁾ Due dei quali dovrebbero essere realizzati sulle coste toscane, uno al largo di Marina di Pisa e l'altro sulla costa di Rosignano Marittimo.

Tab. 8 Ragione sociale, area di riferimento e compagine societaria delle imprese di distribuzione e vendita di gas operanti in Toscana, anno 1998 ⁽⁴⁶⁾

	SOCIETÀ	AREA DI RIFERIMENTO
	Ages	Pisa
	AMAG	Agliaia (PT)
	ASA	Livorno
	ASP	Pistoia
	ASSP	Viareggio (LU)
IMPRESE A CAPITALE INTERAMENTE PUBBLICO	Coingas	Arezzo
	Consiag	Prato
	Gesam	Lucca
	Intesa	Siena
	Publiser	Empoli (FI)
	Sermas Spa	Massarosa (LU)

Fonte: Cispel Confservizi Toscana, Rapporto sui servizi pubblici in Toscana, 1998.

Il Rapporto sui servizi pubblici locali di Cispel Confservizi Toscana del 2005, sottolinea che la separazione tra le attività di distribuzione e di vendita prevista dal Decreto Letta è stata, nel 2003, formalmente completata da tutte le imprese del settore attraverso la costituzione di apposite società commerciali. Tuttavia, alla stregua di quanto è avvenuto a livello nazionale, le società di vendita continuano comunque ad essere partecipate dalle stesse società di distribuzione e dai loro partners privati (direttamente o indirettamente). Nel 2005 le società toscane di distribuzione di gas naturale associate a Cispel Confservizi erano 12, cinque delle quali a capitale interamente pubblico e sette a capitale misto. Tuttavia è necessario ricordare che l'universo Cispel non esaurisce il panorama degli operatori in quanto non comprende imprese a capitale privato, quali ad esempio Italgas Spa, che gestiscono il servizio in aree territoriali di dimensioni non trascurabili.

⁽⁴⁶⁾ La tabella contiene solamente le informazioni relative alle imprese associate a Cispel Confservizi Toscana.

Tab. 9 Ragione sociale, area di riferimento e compagine societaria delle imprese di distribuzione di gas operanti in Toscana nel 2005 ⁽⁴⁷⁾

	SOCIETÀ	AREA DI RIFERIMENTO	COMPAGINE SOCIETARIA
IMPRESE A CAPITALE INTERAMENTE PUBBLICO	Coingas Spa	Arezzo	100% Comuni
	Consiag Reti Srl	Prato	100% Consiag Spa
	Intesa Spa	Siena	100% Comuni
	Cis Spa	Montale(PT)	100% Comuni
	Sermas Spa	Massarosa (LU)	100% Comuni
IMPRESE A CAPITALE MISTO PUBBLICO/PRIVATO	ASA Spa	Livorno	privato al 40%
	Gestioni Valdichiana Spa	Arezzo	privato al 5%
	Toscana Gas Spa	Pisa-Pistoia-Empoli	privato al 46%
	Sea Spa	Viareggio (LU)	privato al 40%
	Gesam Spa	Lucca	privato al 40%
	Fiorentina Gas Spa	Firenze	privato al 51%
	Gea Spa	Grosseto	privato al 49%

Fonte: Cispel Confservizi Toscana, Rapporto sui servizi pubblici in Toscana, 2005.

⁽⁴⁷⁾ La tabella contiene solamente le informazioni relative alle imprese associate a Cispel Confservizi Toscana.

Tab. 10 Ragione sociale, area di riferimento e compagine societaria delle imprese di vendita di gas operanti in Toscana nel 2005 ⁽⁴⁸⁾

	SOCIETÀ	AREA DI RIFERIMENTO	COMPAGINE SOCIETARIA
IMPRESE A CAPITALE INTERAMENTE PUBBLICO	Coingas più Spa	Arezzo	100% Coingas Spa
	Consiagas Spa	Prato	100% Consiag Spa
	Intesa.com Srl	Siena	100% Intesa Spa
IMPRESE A CAPITALE MISTO PUBBLICO/PRIVATO	ASA Trade Srl	Livorno	100% ASA Spa
	VEA Energia Ambiente Srl	Pietrasanta (LU)	privato al 37%
	Eta 3 Spa	Arezzo	privato al 33%
	Publitrade	Pistoia	100% Toscana Gas Spa
	Ages Vendite	Pisa	100% Toscana Gas Spa
	Seacom Srl	Viareggio (LU)	100% SEA Spa
	Gesam Gas Spa	Lucca	100% Gesam Spa
	Fiorentina Gas Clienti Spa	Firenze	privato al 100%
	Gea Spa	Grosseto	privato al 70%

Fonte: Cispel Confservizi Toscana, Rapporto sui servizi pubblici in Toscana, 2005.

Alcune operazioni di riorganizzazione realizzate nel settore

A livello nazionale, il più importante processo di riorganizzazione delle local public utilities che ha investito il settore del gas è stato quello che ha portato, nel novembre del 2002, alla nascita del Gruppo Hera.

Nel novembre del 2002 un gruppo di 12 local utilities operanti nel territorio emilano-romagnolo, ha dato vita ad un processo di integrazione al fine di conseguire una scala dimensionale adeguata a competere in mercati sempre più contendibili e di cogliere le nuove opportunità di crescita favorite dalla liberalizzazione dei settori energetici. La rilevanza dell'operazione deve essere valutata in considerazione del fatto che i soci fondatori di Hera

⁽⁴⁸⁾ La tabella contiene solamente le informazioni relative alle imprese associate a Cispel Confservizi Toscana.

sono rappresentati da ben 139 Comuni delle province di Bologna, Ravenna, Rimini e Forlì-Cesena, dislocati da Bologna fino al mare Adriatico.

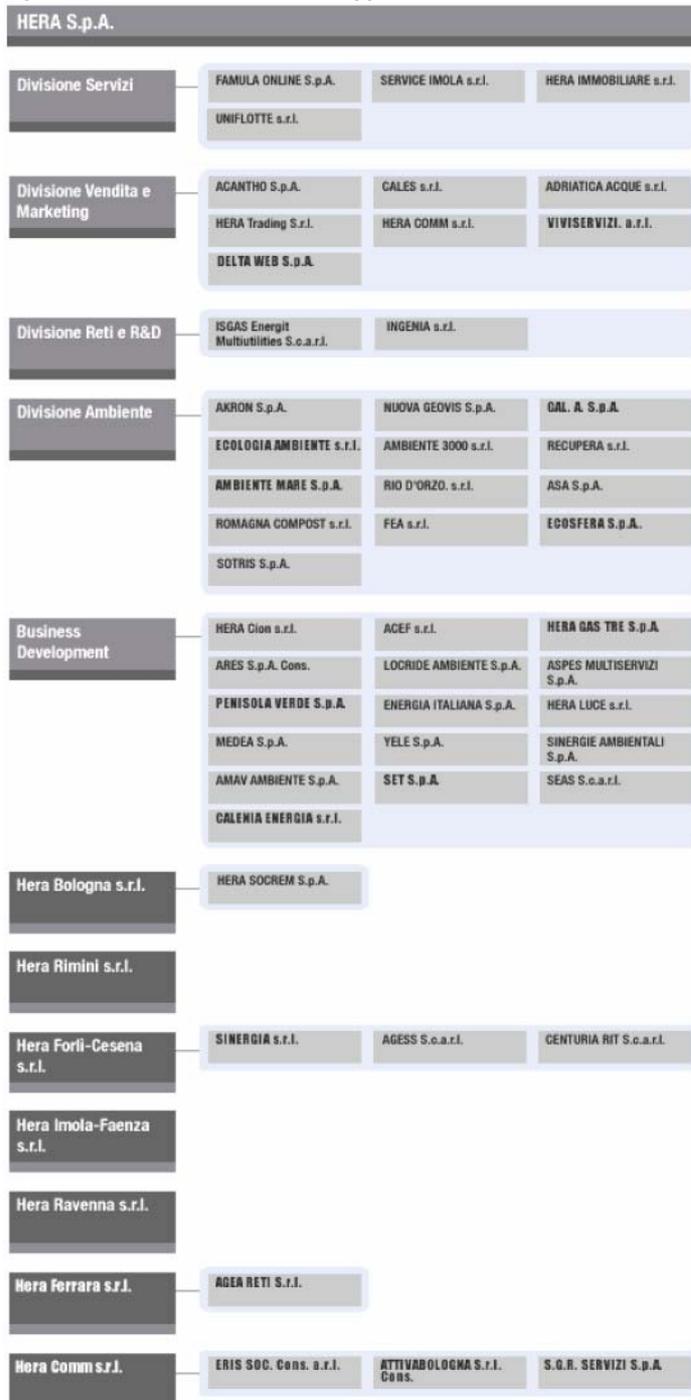
Le società confluite in Hera alla sua costituzione sono state Amf (Faenza), Ami (Imola), Amia (Rimini), Amir (Rimini), Area (Ravenna), Asc (Cesenatico), Geat (Riccione), Seabo (Bologna), Sis (S.Giovanni in Marignano), Taularia (Imola), Team (Lugo) e Unica (Forlì-Cesena); più recentemente sono confluite in Hera anche Agea (Ferrara) e Meta (Modena).

Il Gruppo Hera con 5.000 dipendenti e un bacino di utenza di circa 2.200.000 persone, è quotato alla borsa valori di Milano dal giugno del 2003 ⁽⁴⁹⁾ ed è fra i leader nazionali nella gestione dei servizi legati al ciclo dell'acqua (potabilizzazione, depurazione, fognatura), all'utilizzo delle risorse energetiche (distribuzione e vendita metano ed energia, risparmio energetico, teleriscaldamento e soluzioni innovative) e alla gestione dei servizi ambientali (raccolta e smaltimento rifiuti, igiene urbana, termovalorizzazione, compostaggio). Il Gruppo si occupa inoltre di manutenzione del verde pubblico, gestione della illuminazione pubblica e semaforica, nonché di gestione di cimiteri e servizi funerari.

Hera si articola in una capogruppo - che svolge un ruolo di indirizzo e coordinamento attraverso cinque divisioni (ambiente, vendita e marketing, reti, servizi, teleriscaldamento) - e in sei Società Operative Territoriali - interamente partecipate dalla capogruppo.

⁽⁴⁹⁾ La quota di controllo è in mano agli enti pubblici locali.

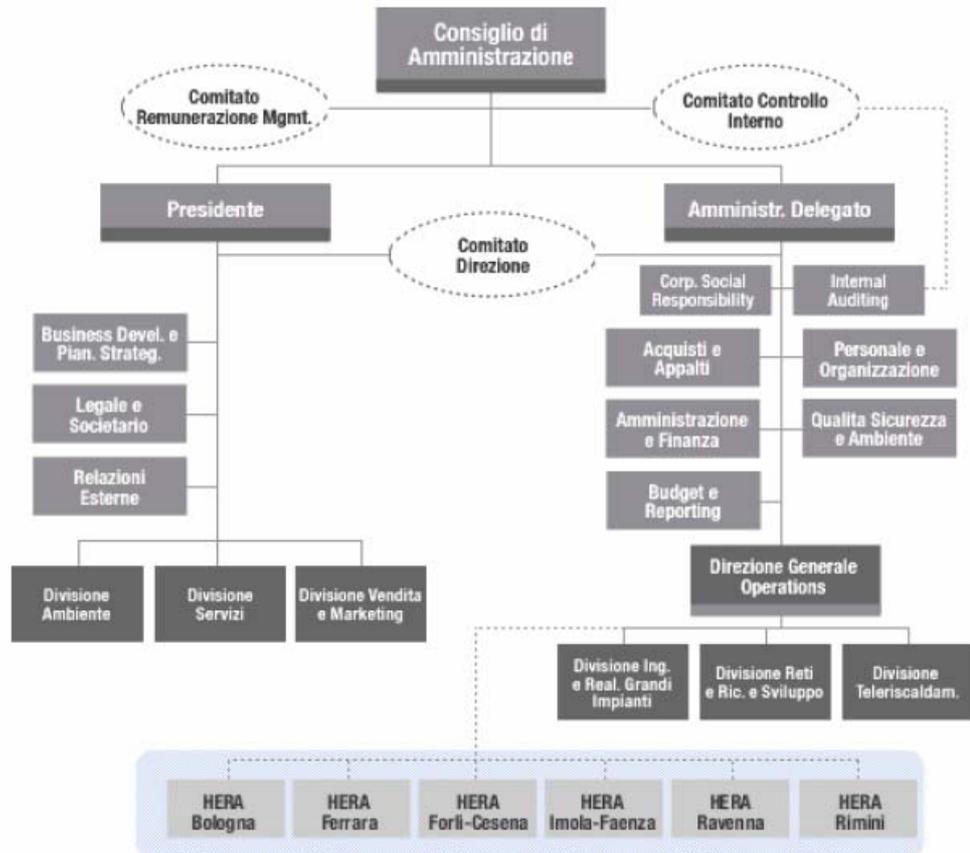
Fig. 3 - Schema societario del Gruppo Hera



Fonte: www.gruppohera.it, 2005.

Alla holding è dunque affidata la funzione strategica e la gestione di tutte quelle attività capaci di liberare economie di scala mentre alle Società operative è demandato il mantenimento e la riorganizzazione delle tradizionali attività gestionali dalle quali dipende l'efficacia del servizio e che richiedono una costante relazione con i clienti.

Fig. 4 - Macrostruttura organizzativa del Gruppo Hera



Fonte: www.gruppohera.it, 2005.

Il modello organizzativo di Hera rappresenta probabilmente il principale punto di forza del gruppo, in quanto capace di permettere la necessaria

unitarietà di gestione di un'impresa di grandi dimensioni e allo stesso tempo un forte e consolidato radicamento territoriale.

Esso inoltre consente l'ulteriore sviluppo del Gruppo attraverso successivi processi di fusione per incorporazione (come è avvenuto con Agea Ferrara e, più recentemente, con Meta Modena).

A tale riguardo è utile osservare che nel corso del 2005 è stata avviata la fusione per incorporazione di Meta Modena in Hera. Tale operazione dà vita ad un operatore con una capitalizzazione di borsa superiore a 2,2 miliardi di Euro, un fatturato, su base 2004, di circa 1,8 miliardi di Euro e un EBITDA di oltre 360 milioni di Euro; ciò è il risultato di un assetto industriale di rilevanza assoluta nelle attività a rete e impiantistiche ⁽⁵⁰⁾ con un bacino di utenza di circa 2.500.000 persone.

L'integrazione di Meta in Hera determinerà, come per gli altri territori serviti da Hera, la creazione di una specifica Società Operativa Territoriale, Hera Modena, che sarà operativa a partire dal 1° gennaio 2006.

Il "progetto" Hera, come sopra delineato, evidenzia una chiara identità strategica associata ad una notevole autonomia strategica, mirante alla costituzione di un operatore di dimensioni sufficienti ad affrontare con successo la competizione nel nuovo mercato liberalizzato.

⁽⁵⁰⁾ Comunicato stampa congiunto di Hera e Meta del 24 giugno 2005: "Approvato dai Consigli di Amministrazione il progetto di integrazione di Meta S.p.A. in Hera S.p.A.", www.gruppohera.it.

4. IL «PROGETTO INDUSTRIALE TOSCANO PER IL SETTORE GAS ED ENERGIA» E LE PROSSIME FASI DI ATTUAZIONE

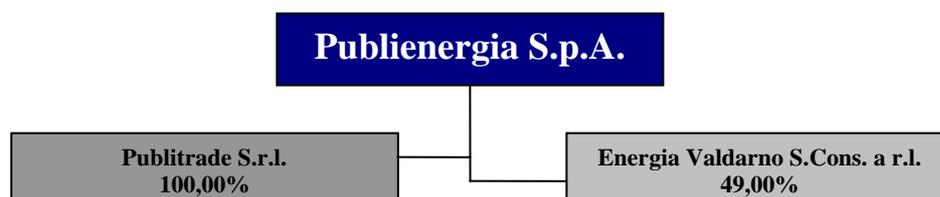
Il progetto di creazione di un “campione regionale” toscano operante nei settori energetici ha visto la luce nel corso del 2003 con la nascita di Toscana Gas S.p.A., frutto della fusione per incorporazione di Publienergia S.p.A. in Ages S.p.A.

Obiettivo dichiarato dagli Amministratori delle due società era la creazione di un soggetto economico basato sulla partnership di enti pubblici e privati “avente dimensioni tali da consentire il supporto finanziario necessario per l’effettuazione degli investimenti imposti dal mercato nella prospettiva della continuità nel tempo delle attività aziendali, nonché quello di assicurare l’economicità della gestione attraverso la realizzazione di economie di scala” ⁽⁵¹⁾.

Il progetto in questione doveva rappresentare solo il primo traguardo di un processo di aggregazione che avrebbe dovuto coinvolgere, in seguito, anche i principali operatori dell’area Fiorentina (Fiorentina Gas S.p.A. e Fiorentina Gas Clienti S.p.A.).

Al momento della fusione i due operatori presentavano caratteristiche piuttosto omogenee, sebbene non identiche, rispetto ai servizi offerti e allo schema organizzativo societario ⁽⁵²⁾.

Fig. 5 - Schema societario di Publienergia S.p.A.

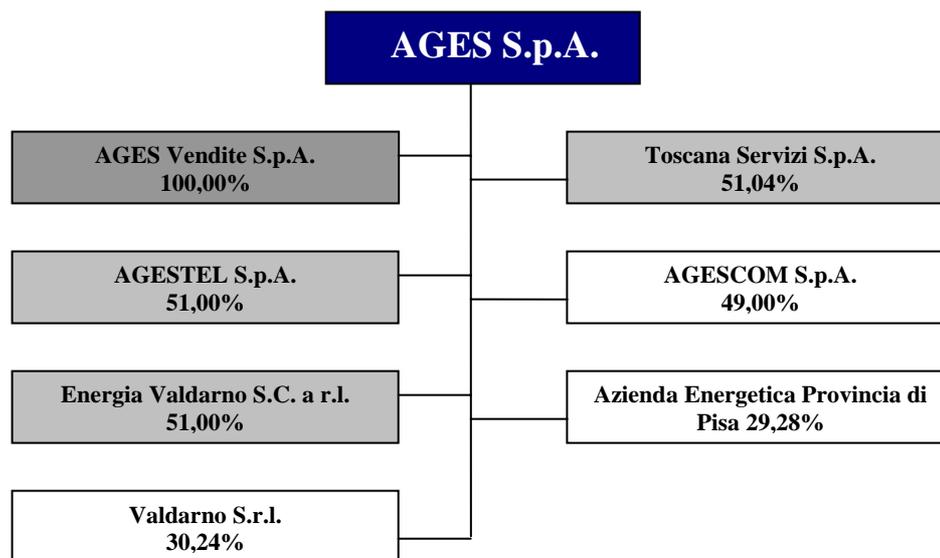


Fonte: Relazione degli Amministratori al progetto di fusione AGES/PUBLIENERGIA, 30 settembre 2003.

⁽⁵¹⁾ Cfr. Relazione degli Amministratori al progetto di fusione AGES/Publienergia, 30 settembre 2003.

⁽⁵²⁾ Entrambe le società erano proprietarie al 100% della rispettiva società di vendita (Ages Vendite S.p.A. e Publitrade S.r.l.), separata in seguito all’entrata in vigore del decreto Letta.

Fig. 6 - Schema societario di AGES S.p.A.



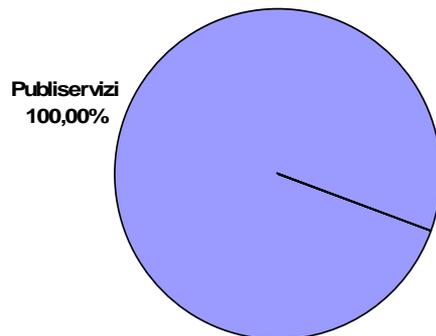
Fonte: Relazione degli Amministratori al progetto di fusione AGES/Publienergia, 30 settembre 2003.

La differenza più rilevante era rappresentata dalla diversa composizione dell'assetto proprietario.

Nel caso di Publienergia, infatti, il 100% delle azioni erano in mano a Publiservizi S.p.A., holding a capitale interamente pubblico (Comune di Pistoia, Comune di Empoli, e altri comuni dell'area Pistoiese e dell'area Empolese).

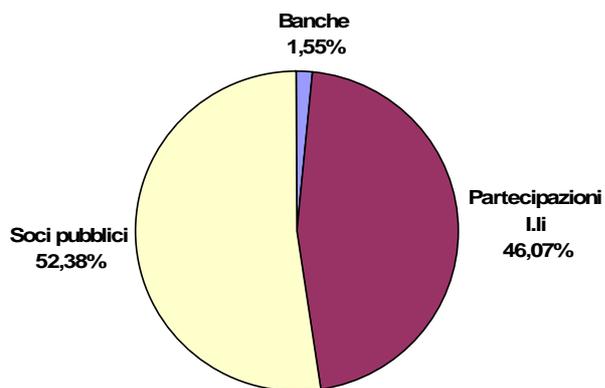
Per quanto riguarda Ages, invece, i soci pubblici (Comune di Pisa ed altri comuni dell'area Pisana), pur rappresentando la maggioranza del capitale, detenevano una quota pari ad appena il 52,38% delle azioni. Il restante 47,62% era distribuito tra soggetti privati e in particolare alcune banche, per l'1,55%, e Partecipazioni Industriali S.p.A. (società riferibile all'universo Eni-Italgas) per il 46,07%, acquisito in seguito all'aggiudicazione della gara per la scelta del partner privato.

Fig. 7 - Assetto proprietario Publienergia S.p.A.



Fonte: Relazione degli Amministratori al progetto di fusione AGES/PUBLIENERGIA, 30 settembre 2003.

Fig. 8 - Assetto proprietario AGES S.p.A.



Fonte: Relazione degli Amministratori al progetto di fusione AGES/PUBLIENERGIA, 30 settembre 2003.

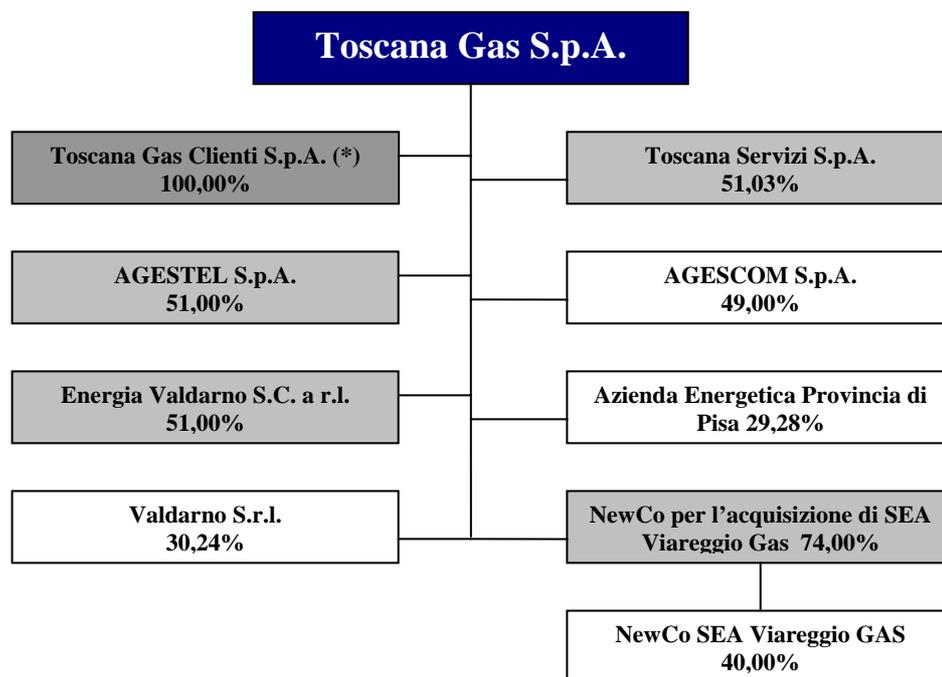
Il processo di fusione si articolava in tre fasi:

1. fusione per incorporazione di Publienergia S.p.A. in Ages S.p.A. con aumento di capitale di Ages S.p.A. riservato in sottoscrizione agli attuali soci di Publienergia S.p.A. e cambiamento di denominazione della società in Toscana Gas S.p.A.

2. acquisizione da parte di Partecipazioni Industriali S.p.A. da Publiservizi S.p.A. di un numero di azioni di Toscana Gas pari al 46,1819% delle azioni ricevute da Publiservizi S.p.A. in sede di concambio azionario.
3. opzione di acquisto esercitabile da parte di Publiservizi S.p.A. nei confronti dei soci pubblici riguardante un numero di azioni tale da consentire a Publiservizi S.p.A. di raggiungere una quota azionaria nella nuova società pari almeno al 20% del capitale.

L'assetto proprietario e il profilo finale del Gruppo, operante nei business del gas, dell'energia, della pubblica illuminazione e delle telecomunicazioni, frutto del processo di fusione (limitatamente alle prime 2 fasi), sono illustrati nelle seguenti figure.

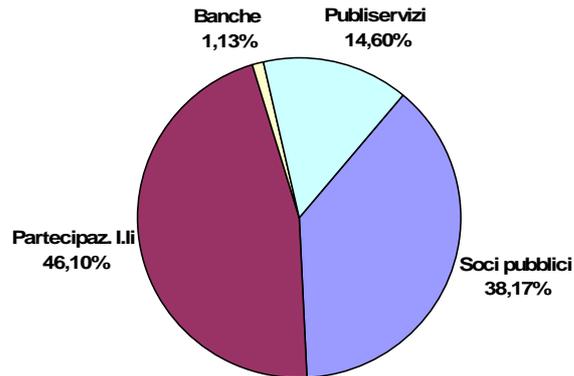
Fig. 9 - Schema societario di Toscana Gas S.p.A.



(*) Toscana Gas Clienti S.p.A. deriva dalla fusione tra AGES Vendite S.p.A. e Publitrade S.r.l.

Fonte: Relazione degli Amministratori al progetto di fusione AGES/PUBLIENERGIA, 30 settembre 2003.

Fig. 10 - Assetto proprietario Toscana Gas S.p.A. (dopo la 2° fase dell'operazione)

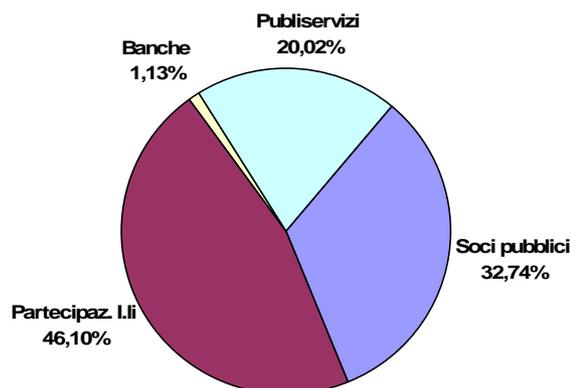


Fonte: Relazione degli Amministratori al progetto di fusione AGES/PUBLIENERGIA, 30 settembre 2003.

L'ultima fase dell'operazione, che prevedeva l'opzione call da parte di Publiservizi nei confronti dei soci pubblici di Toscana Gas S.p.A. per un numero di azioni sufficiente a far crescere la propria quota di partecipazione almeno al 20%, non si è ancora conclusa, tuttavia Publiservizi S.p.A. ha già manifestato l'intenzione di avvalersene.

Una volta portata a termine questa fase, quindi l'assetto proprietario di Toscana Gas S.p.A. potrebbe subire alcune variazioni come evidenziato nella figura seguente.

Fig. 11 - Assetto proprietario Toscana Gas S.p.A. (dopo la 3° fase dell'operazione)



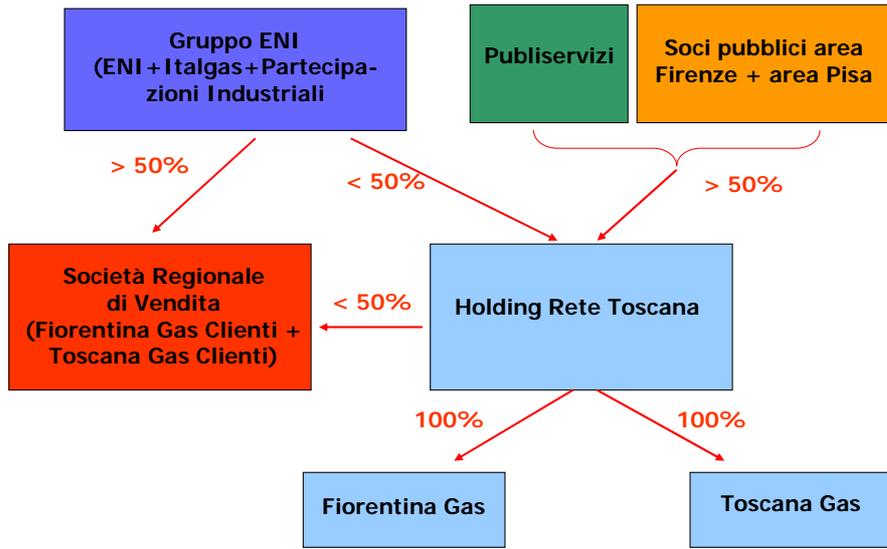
Fonte: Relazione degli Amministratori al progetto di fusione AGES/PUBLIENERGIA, 30 settembre 2003.

La costituzione di Toscana Gas S.p.A., come abbiamo avuto modo di ricordare all'inizio del paragrafo, doveva rappresentare solo il primo passo verso la realizzazione del "Progetto Industriale Toscano per il Settore Gas ed Energia".

Infatti, nel corso del 2005 i soci di Toscana Gas S.p.A., di Fiorentina Gas S.p.A. e di Fiorentina Gas Clienti S.p.A. hanno sottoscritto un accordo quadro che prevedeva la concentrazione delle attività aziendali e la creazione di due società distinte, una operante nella distribuzione, l'altra nella vendita del gas, aventi respiro regionale.

Più specificamente tale accordo prevedeva la creazione di una Società Regionale di Vendita, a maggioranza di capitale privato ENI, nella quale dovevano confluire le società di vendita Fiorentina Gas Clienti S.p.A. e Toscana Gas Clienti S.p.A., e una Holding Rete Toscana S.p.A., a maggioranza di capitale pubblico, nella quale dovevano confluire le attività di distribuzione di Fiorentina Gas S.p.A. e Toscana Gas S.p.A. (al netto di Toscana Gas Clienti S.p.A.). La situazione finale è sintetizzata nella figura seguente.

Fig. 12 - Ipotetica situazione finale (obiettivo)

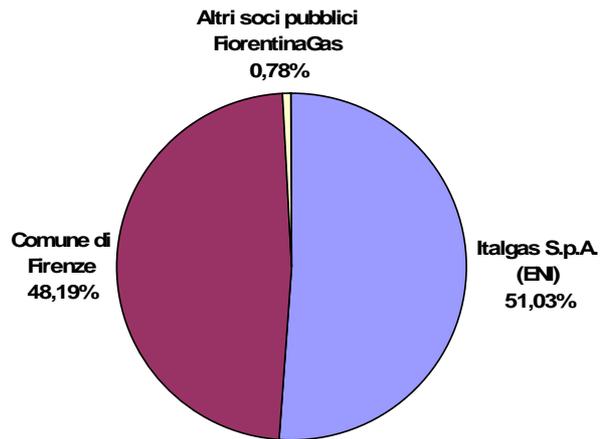


Fonte: Abax Bank.

I soggetti interessati al progetto hanno caratteristiche molto diverse sia riguardo all'assetto proprietario sia riguardo alle scelte di architettura strategica.

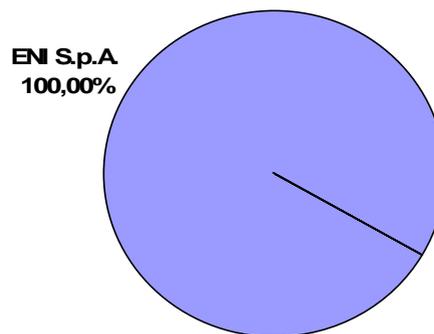
Per quanto riguarda l'assetto proprietario le differenze sono rappresentate dal fatto che Toscana Gas S.p.A. è una società mista a prevalente capitale pubblico (si vedano le fig. 10 e 11), Fiorentina Gas S.p.A. è una società mista a prevalente capitale privato (si veda la fig. 13) e Fiorentina Gas Clienti S.p.A. è una società a capitale totalmente privato (si veda la fig. 14).

Fig. 13 - Assetto proprietario Fiorentina Gas S.p.A.



Fonte: Abax Bank.

Fig. 14 - Assetto proprietario Fiorentina Gas Clienti S.p.A.



Fonte: Abax Bank.

Dal punto di vista dell'architettura strategica, invece, si osserva che mentre Fiorentina Gas S.p.A. opera nel solo mercato della distribuzione e Fiorentina Gas Clienti S.p.A. solo nel mercato della vendita del gas, Toscana

Gas S.p.A. presenta un'articolazione più complessa. Come abbiamo avuto modo di vedere precedentemente (si veda fig. 9), infatti, il gruppo opera nella distribuzione del gas (direttamente), nella vendita del gas (attraverso un'impresa controllata al 100% - Toscana Gas Clienti S.p.A.), nel settore elettrico e in quello delle telecomunicazioni, offrendo inoltre servizi di pubblica illuminazione.

Da un punto di vista operativo, il processo di aggregazione delle società coinvolte dovrebbe realizzarsi, secondo quanto ipotizzato dall'Advisor Abax Bank, attraverso quattro passaggi:

- 1° step** scissione di Toscana Gas Clienti S.p.A. da Toscana Gas S.p.A., con assegnazione delle azioni di Toscana Gas Clienti S.p.A. agli attuali azionisti di Toscana Gas S.p.A.;
- 2° step** costituzione di una NewCo Holding Rete Toscana e conferimento in essa da parte degli azionisti di Fiorentina Gas S.p.A. e Toscana Gas S.p.A. delle partecipazioni detenute in Fiorentina Gas S.p.A. e Toscana Gas S.p.A. (non più proprietaria della partecipazione in Toscana Gas Clienti S.p.A. per effetto dello step 1);
- 3° step** fusione tra Fiorentina Gas Clienti S.p.A. e Toscana Gas Clienti S.p.A. e creazione di una Società Regionale di Vendita;
- 4° step** conferimento delle partecipazioni detenute nella Società Regionale di Vendita da parte dei soci pubblici di Toscana Gas S.p.A. (Comune di Pisa, altri comuni dell'area pisana, Publiservizi S.p.A.) e delle Banche nella NewCo Holding Rete Toscana.

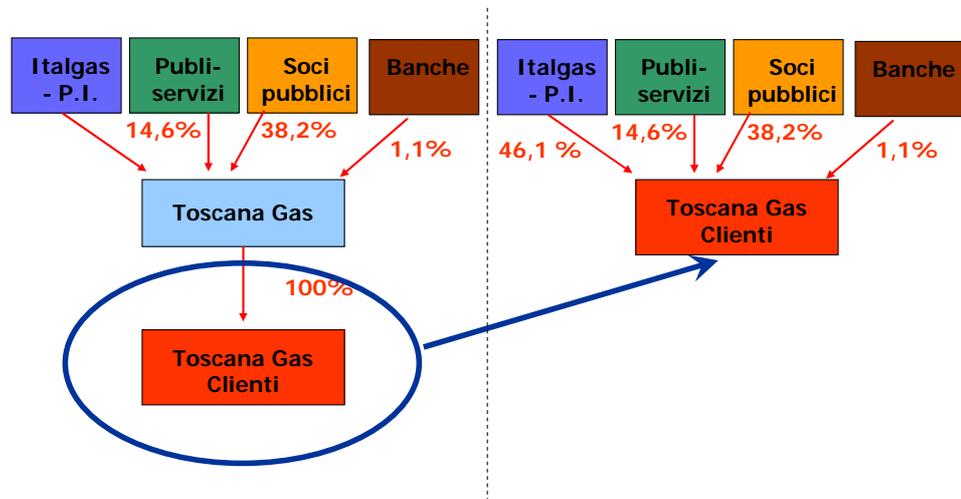
Come già era avvenuto nella prima operazione di aggregazione, anche il presente progetto sembra non rappresentare che un ulteriore passaggio verso nuovi assetti dimensionali per gli azionisti coinvolti. Tale orientamento emerge con chiarezza dal documento prodotto dal Comitato Direttivo del 6 luglio 2005 nel quale si sottolinea che “in funzione delle esigenze/obiettivi e degli sviluppi del progetto, l'accordo prevede una possibile integrazione successiva con le attività del Gruppo ENI nel settore distribuzione gas e vendita gas presenti nella regione Toscana”.

Dal punto di vista tecnico, il **1° step** dell'operazione dovrebbe realizzarsi attraverso la costituzione di una NewCo da parte degli attuali azionisti di Toscana Gas S.p.A. che potrebbe assumere convenzionalmente la

denominazione di Toscana Gas Vendite S.p.A. alla quale dovrebbe poi essere conferita la partecipazione totalitaria di Toscana Gas Clienti S.p.A. Successivamente, al fine di razionalizzare la struttura partecipativa della società di vendita, si potrà procedere alla fusione inversa della Toscana Gas Vendite S.p.A. in Toscana Gas Clienti S.p.A..

Tali passaggi dovrebbero portare alla situazione illustrata nella figura seguente, ovvero alla presenza di due società distinte, una operante solo nella distribuzione del gas (Toscana Gas S.p.A.) e l'altra operante solo nella vendita del gas (Toscana Gas Clienti S.p.A.) entrambe partecipate nella stessa misura da parte degli stessi azionisti.

Fig. 15 - Step 1: Scissione di Toscana Gas Clienti da Toscana Gas e conferimento nella new-co Toscana Gas Clienti ⁽⁵³⁾



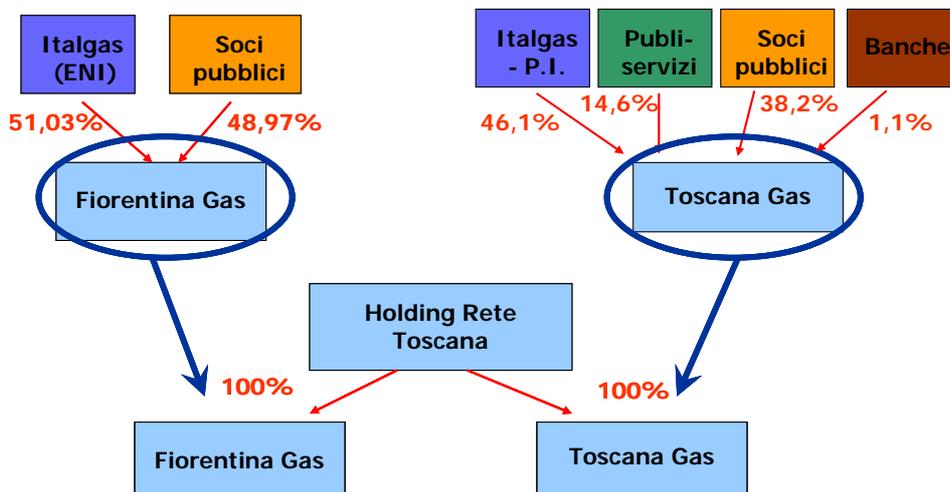
Fonte: Nostra elaborazione su dati Abax Bank.

⁽⁵³⁾ La percentuale di partecipazione di Publiservizi S.p.A. in Toscana Gas non tiene conto dell'ultimo step della prima operazione di aggregazione (opzione call sulle azioni di altri comuni dell'area pisana) che, come abbiamo avuto modo di ricordare non si è ancora conclusa. Gli stessi documenti finora prodotti dall'Advisor Abax Bank, inoltre, prendono le mosse dalla partecipazione di Publiservizi in Toscana Gas al 14,6% anziché al 20,02%. Tuttavia è utile sottolineare che il definitivo esercizio dell'opzione call determinerebbe solamente una diversa attribuzione delle quote di partecipazione tra Publiservizi e gli altri comuni dell'area pisana, e non inciderebbe comunque sulle considerazioni che verranno svolte di seguito.

Il 2° step dovrebbe realizzarsi attraverso il conferimento nella NewCo Holding Rete Toscana delle partecipazioni possedute in Fiorentina Gas S.p.A. e in Toscana Gas S.p.A. (non più proprietaria della società di vendita) dai rispettivi azionisti (l'operazione è illustrata in fig. 16).

Per effetto di tali conferimenti, la NewCo Holding Rete Toscana si troverà a detenere il 100% di Toscana Gas S.p.A. e di Fiorentina Gas S.p.A.

Fig. 16 - Step 2: Costituzione Holding Rete Toscana e conferimento delle società delle reti

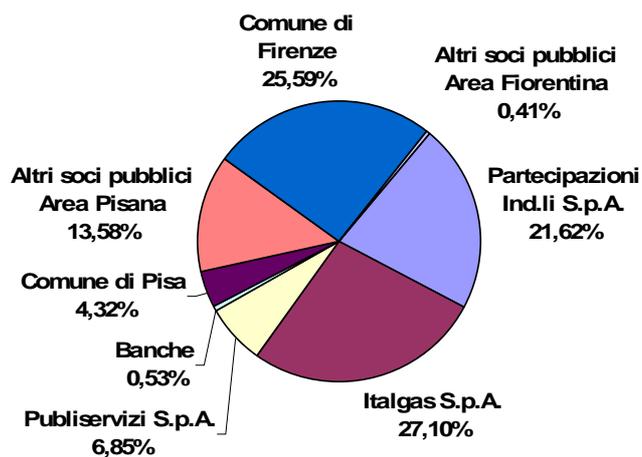


Fonte: Nostra elaborazione su dati Abax Bank.

L'assetto proprietario della NewCo Holding Rete Toscana ⁽⁵⁴⁾ sarebbe dunque caratterizzato dalla prevalenza di capitale pubblico (50,75%), distribuito tra Comune di Firenze, Comune di Pisa, altri soci pubblici dell'area fiorentina, altri soci pubblici dell'area pisana e Publiservizi S.p.A. Della restante quota, il 48,72% sarebbe detenuto dal Gruppo ENI (distribuito tra Partecipazioni Industriali S.p.A. e Italgas S.p.A.) e lo 0,53% da istituti di credito.

⁽⁵⁴⁾ In proposito valgono le stesse considerazioni proposte nella nota n. 48.

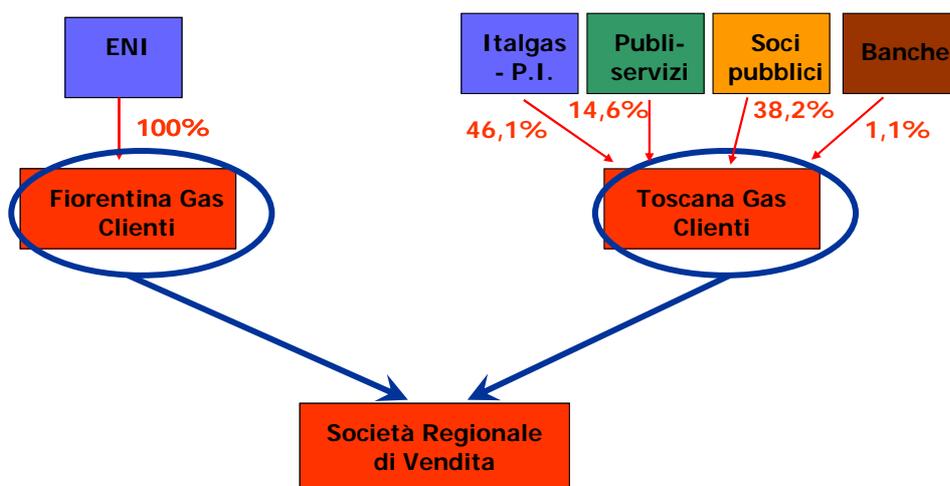
Fig. 17 - Assetto proprietario di Holding Reti Toscana S.p.A. al termine dello Step 2



Fonte: Nostra elaborazione su dati Abax Bank.

Il **3° step** dovrebbe realizzarsi attraverso la costituzione della Società Regionale di Vendita, che nasce dalla fusione di Fiorentina Gas Clienti S.p.A. e di Toscana Gas Clienti S.p.A..

Fig. 18 - Step 3: Costituzione Società Regionale di Vendita e conferimento delle società di Vendita ⁽⁵⁵⁾

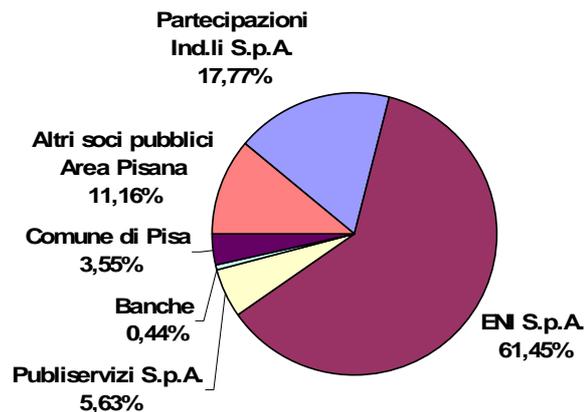


Fonte: Nostra elaborazione su dati Abax Bank.

A differenza di quanto affermato in precedenza rispetto alla NewCo Holding Rete Toscana, l'assetto proprietario della nuova Società Regionale di Vendita S.p.A. si caratterizza per la presenza maggioritaria del Gruppo Eni (77,22%) attraverso Partecipazioni Industriali S.p.A. e ENI S.p.A. e per una presenza residuale (22,78%) da parte dei soci ex-Toscana Gas S.p.A. (Comune di Pisa, altri soci pubblici area pisana, Publiservizi S.p.A., Banche).

⁽⁵⁵⁾ In proposito valgono le stesse considerazioni proposte nella nota n. 48.

Fig. 19 - Assetto proprietario di Società Regionale di Vendita al termine dello Step 3 ⁽⁵⁶⁾



Fonte: Nostra elaborazione su dati Abax Bank.

Il **4° step**, infine, dovrebbe concretizzarsi, nell'ipotesi proposta dall'Advisor, attraverso il conferimento nella NewCo Holding Rete Toscana delle partecipazioni in Società Regionale di Vendita detenute dai soci ex-Toscana Gas S.p.A.

Dal punto di vista tecnico, tale operazione richiederà un aumento di capitale di NewCo Holding Rete Toscana riservato in sottoscrizione ai soci conferenti le quote detenute nella Società Regionale di Vendita.

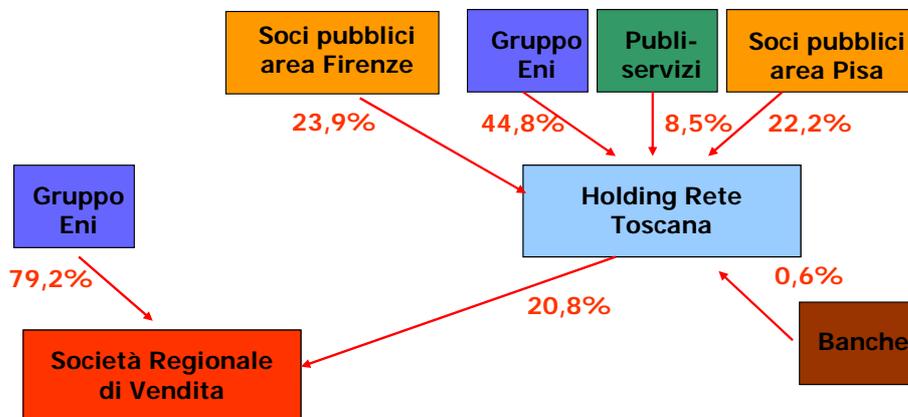
In conseguenza di tale conferimento, quindi, la NewCo Holding Rete Toscana, sostituendosi ai soci ex-Toscana Gas S.p.A., acquisirebbe una partecipazione di minoranza (20,8%) delle Società Regionale di Vendita.

La struttura societaria che emergerebbe in seguito al compimento del 4° step, sebbene a grandi linee ricordi quella di partenza di Toscana Gas S.p.A. (società della rete che partecipa/controlla la società della vendita), sembrerebbe non coerente con l'interpretazione proposta dalla Direzione Generale dell'Energia e dei Trasporti dell'Unione Europea riguardo al regime di unbundling previsto dalla direttiva 2003/55/CE per le imprese verticalmente integrate (art. 13, comma 2).

⁽⁵⁶⁾ In proposito valgono le stesse considerazioni proposte nella nota n. 48.

La Direzione Generale dell'Energia e dei Trasporti dell'Unione Europea, infatti, con una nota del 16 gennaio 2004, sottolinea che in una struttura di gruppo aziendale verticalmente integrato, l'impresa gestore del sistema di rete (trasporto/distribuzione) non è autorizzata a detenere partecipazioni nella Holding o nelle imprese di produzione o di vendita ad essa legate in quanto, in una situazione simile, essa avrebbe un interesse finanziario diretto nelle performance dell'attività di produzione/vendita e ciò non le permetterebbe di agire in modo indipendente. Tale regola escluderebbe quindi che l'impresa che gestisce le reti possa detenere partecipazioni in società di vendita ⁽⁵⁷⁾, come invece avverrebbe nel caso in esame (si veda la figura seguente).

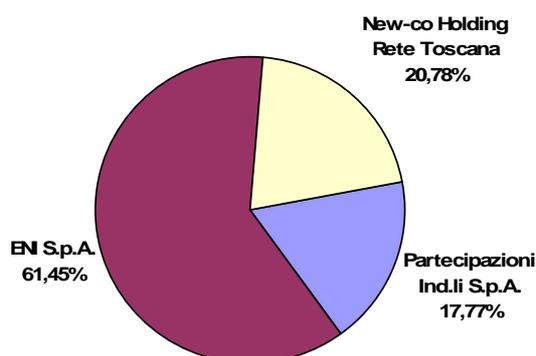
Fig. 20 - Step 4: Conferimento in Holding Reti Toscana S.p.A. della partecipazione in Società Regionale di Vendita S.p.A. detenuta dai soci pubblici di Toscana Gas S.p.A.



Fonte: Nostra elaborazione su dati Abax Bank.

⁽⁵⁷⁾ « (...) The company involved in the network business shall not be allowed to hold shares of the related supply, production or holding company, If the network company holds such shares, it has a direct financial interest in the performance of the related supply branch and, as a consequence, its management is no longer capable of "acting independently". This rule excludes a situation where the network company is at the same time the holding company of a supply/production company. Consequently, a structure whereby, for instance, a distribution company has traditionally owned the legally separate supply branch is no longer permissible. This, however, does not necessarily require changing the ownership of the network assets. It would be sufficient to create a new company which operates the network without at the same time owning the network assets.». DIREZIONE GENERALE ENERGIA E TRASPORTI DELL'UNIONE EUROPEA [2004], Note of DG Energy & Transport on Directives 2003/54/EC and 2003/55/EC on the internal market in electricity and natural gas – The Unbundling regime, 16.01.2004. <http://europa.eu.int>.

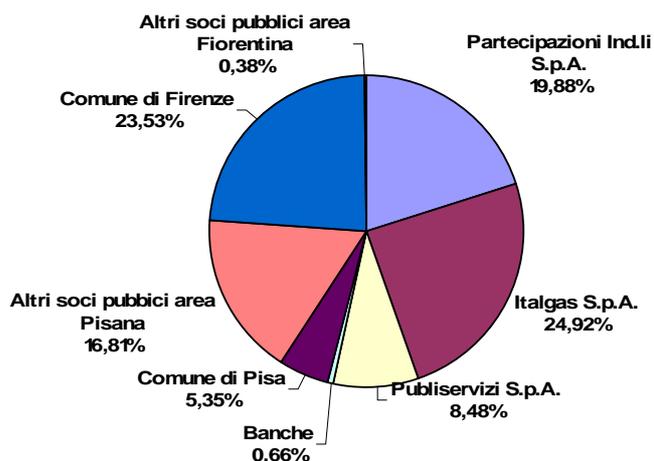
Fig. 21 - Assetto proprietario di Società Regionale di Vendita S.p.A. al termine dello Step 4



Fonte: Nostra elaborazione su dati Abax Bank.

La realizzazione dell'ultimo step dell'operazione potrebbe avere ricadute, seppure non sostanziali, anche sull'assetto proprietario di NewCo Holding Rete Toscana che continuerebbe comunque ad essere caratterizzato da una maggioranza di capitale pubblico (54,55%, suddiviso tra Comune di Firenze, Comune di Pisa, altri soci pubblici dell'area fiorentina, altri soci pubblici dell'area pisana, Publiservizi S.p.A.), e da una forte presenza di capitale privato (pari al 44,79%) in mano a società riferibili al Gruppo ENI (Partecipazioni Industriali S.p.A. e Italgas S.p.A.).

Fig. 22 - Assetto proprietario di Holding Rete Toscana al termine dello Step 4



Fonte: Nostra elaborazione su dati Abax Bank.

A tale proposito merita ricordare che nel caso in cui, come segnalato nel documento prodotto dal Comitato Direttivo del 6 luglio 2005, si procedesse al successivo conferimento in NewCo Holding Rete Toscana delle attività di distribuzione detenute dal Gruppo ENI in Toscana (attraverso Italgas S.p.A.), a seconda del loro valore si potrebbero configurare due scenari alternativi. Nel caso in cui il valore del conferimento non sia tale da far scendere i soci pubblici sotto il 50%, non sarebbe necessario nessun altro intervento. Nel caso in cui, invece, tale conferimento facesse scendere i soci pubblici sotto il 50%, probabilmente questi ultimi sarebbero costretti a sottoscrivere un aumento di capitale a pagamento, con evidenti ricadute sui bilanci degli enti interessati.

Un discorso simile, anche se comporta ricadute meno rilevanti, può essere fatto anche riguardo all'assetto proprietario della Società Regionale di Vendita che potrebbe vedere ampliarsi la quota di maggioranza del Gruppo ENI attraverso l'eventuale conferimento delle altre attività di vendita di gas naturale detenute in Toscana.

Il progetto in questione, pur rappresentando un importante esempio di concentrazione, sia dal punto di vista dimensionale sia dal punto di vista del sistema di governance adottato, merita una riflessione ulteriore in merito all'identità e al ruolo del socio privato nonché alla limitata autonomia strategica ⁽⁵⁸⁾ della costituenda impresa.

Al lettore non sarà sfuggito infatti che tutte le società coinvolte nel progetto toscano già presentavano un socio privato di minoranza (fatta eccezione per Fiorentina Gas Clienti, totalmente privata) rappresentato dal gruppo Eni (o sue controllate), operatore dominante in tutte le fasi della filiera del gas.

Così come avveniva nelle singole imprese prima del progetto di fusione, anche in seguito ad essa la diretta gestione della società sarà affidata ad un Amministratore delegato nominato dal soggetto privato, anche se di minoranza. Di conseguenza, benché i soggetti pubblici si ostinino a sostenere il contrario, essi non saranno verosimilmente in grado di incidere più di tanto sulle scelte del management, soprattutto quando si tratterà di gestire i rapporti con il gruppo Eni.

La soluzione individuata, a dire il vero già delineata in epoca precedente (vista la struttura proprietaria delle società interessate), mette in evidenza da una parte l'incapacità da parte degli operatori pubblici di realizzare autonomamente un progetto strategico volto alla creazione di un "campione regionale" (come invece avvenuto nel caso Hera) e dall'altra la volontà di sottrarsi alle incertezze tipiche di un settore competitivo legandosi all'operatore dominante (soggetto altrimenti da contrastare).

⁽⁵⁸⁾ Sull'argomento cfr. VALLINI C. (1990).

5. CONSIDERAZIONI FINALI

Il generale favore riconosciuto dal legislatore italiano nei confronti della liberalizzazione del settore del gas naturale è ampiamente individuabile nei testi delle norme emanate dal 1998 ad oggi. Tale valutazione è confermata dal fatto che l'adeguamento del quadro normativo alle previsioni della direttiva europea del 2003 non ha richiesto interventi particolarmente importanti, soprattutto riguardo alle fasi di distribuzione e di vendita del gas naturale (la regolazione delle fasi a monte meriterebbe invece considerazioni diverse).

Tuttavia, ciò non significa che la disciplina di settore relativa a queste fasi debba essere considerata priva di limiti.

Come mostrato nel presente lavoro, essa sta dando i propri frutti nella non semplice opera di razionalizzazione degli operatori del mercato, sia nella fase di distribuzione sia nella fase di vendita.

Ciononostante il lungo periodo transitorio concesso agli operatori della distribuzione non consente ancora una oggettiva valutazione delle reali conseguenze del nuovo sistema di affidamento del servizio; al riguardo anzi permangono forti dubbi sulla funzionalità dello strumento gara sia in merito alla capacità di risolvere i potenziali conflitti di interessi scaturenti dalla sovrapposizione tra affidante (ente locale) e affidatario (società partecipata dall'ente locale stesso) sia in merito alla difficoltà di valutazione degli asset che dovrebbero essere "passati" dal gestore uscente al gestore vincitore della gara.

Le operazioni di concentrazione dei distributori ad oggi realizzate o in corso di realizzazione, dunque, sono state caratterizzate da processi di acquisizione o di fusione tra imprese esistenti. I percorsi strategici basati sull'acquisizione sono stati messi in atto principalmente da imprese di dimensioni medio-grandi, mentre i percorsi basati sulla fusione sono stati, fino ad oggi, privilegiati da imprese locali di piccole dimensioni. L'obiettivo perseguito in entrambi i casi è il raggiungimento di soglie dimensionali adeguate a garantire la difesa del proprio mercato di riferimento e, in alcuni casi, ad affrontare con successo il mercato liberalizzato.

Riguardo invece alla fase di vendita, come più volte rilevato, il mercato risulta totalmente aperto già dal 2003. Ciononostante l'effettiva

concorrenza tra gli operatori si è concentrata quasi esclusivamente sui grandi consumatori (tassi di switching intorno al 30%) ed è risultata pressoché nulla nei confronti delle famiglie. Al riguardo è utile sottolineare che la quasi totalità delle vendite effettuate dalle società di vendita si concentrano esclusivamente sulla rete gestita dalla società distributrice alla quale sono legati da rapporti di equity. Molto scarse, fatta eccezione per alcuni grandi operatori (es. Enel Gas), risultano infatti le vendite effettuate fuori dal territorio di “origine”. Tale situazione ha di fatto contribuito al mantenimento di monopoli su base locale.

In tale contesto, dunque, la strategia perseguita da parte degli operatori per incrementare le quote di mercato si è basata soprattutto sulla realizzazione di progetti di aggregazione o sull’acquisizione di altre imprese di vendita al dettaglio (progetti paralleli a quelli riguardanti le società di vendita), piuttosto che basarsi sulla sottrazione di clienti ad altri operatori. Conseguenza di ciò è stato il mancato raggiungimento dei benefici attesi dalla liberalizzazione soprattutto nei confronti delle famiglie.

Data la presenza di un operatore dominante verticalmente integrato, il Gruppo Eni, capace di controllare più del 75% delle importazioni del gas naturale e circa il 100% della produzione nazionale, e operante anche nelle fasi della distribuzione e della vendita, gli altri operatori del mercato si trovano a interagire con questo “gigante” allo stesso tempo come clienti (per l’acquisto del gas) e come concorrenti (nei confronti del mercato finale). Pare evidente, dunque, quanto sia improbabile in quanto rischioso e antieconomico l’avvio di battaglie di prezzo da parte dei concorrenti del gruppo Eni.

Nel lungo periodo, quindi, in considerazione dell’attuale pieno utilizzo delle infrastrutture di importazione esistenti, le prospettive della concorrenza saranno legate alla progressiva riduzione dell’importanza dei contratti a lungo termine sottoscritti da Eni, alla crescita delle importazioni e degli scambi spot ma soprattutto alla creazione di nuove infrastrutture (es. rigassificatori).

Alla luce del quadro sopra delineato, l’operazione di concentrazione che ha interessato le imprese toscane, vista anche la subalternità del management a quello di Eni, difficilmente darà luogo alla nascita di un

operatore dotato delle caratteristiche necessarie a giocare un ruolo autonomo nel mercato liberalizzato. Più verosimilmente, invece, tale impresa si concentrerà sulla “difesa” della posizione acquisita in ambito regionale e potrà rappresentare tutt'al più un utile strumento per Eni per ampliare la propria sfera di influenza nei territori limitrofi a quelli attualmente serviti.

BIBLIOGRAFIA

AGES S.P.A., PUBLIENERGIA S.P.A. [2003], *Relazione degli Amministratori al progetto di fusione AGES/PUBLIENERGIA*, 30 settembre 2003

AGES S.P.A. [2004], *Bilancio dell'esercizio 2003*, Pisa.

ANSOFF H.I. [1968], *Strategia aziendale*, Etas Libri, Milano.

ANTONIOLI B., FAZIOLI R. [2002], *La riforma dei servizi pubblici locali. Le strategie degli enti e delle imprese dopo la finanziaria 2002*, Il sole 24 ore, Milano.

AUTORITÀ GARANTE DELLA CONCORRENZA E DEL MERCATO [2004], *Indagine conoscitiva sullo stato di liberalizzazione del settore del gas naturale IC22*, Roma

AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA ED IL GAS [2004], *Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta*, Roma.

AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA ED IL GAS [2005], *Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta*, Roma.

BACCARANI C. [1997], «Le public utilities di fronte ai cambiamenti della società neo-industriale», *Sinergie*, n. 42.

BECAGLI C. [2001], «Evoluzione del contesto competitivo e strategie di sviluppo delle imprese di distribuzione di gas naturale», in PACI A., PANTANELLA P. [2001], *Dell'arte di costruire reti. La ricerca del vantaggio competitivo nelle public utilities*, Dipartimento di Scienze Aziendali – Università degli Studi di Firenze, Firenze.

BORGONOVÌ E. [1995], «Natura del servizio pubblico e gestione privata» in AA.VV. [1995], *I servizi di pubblica utilità in Italia. Rapporto sullo stato e le condizioni di sviluppo*, Fondazione Rosselli, Torino.

BRUTI LIBERATI E., FORTIS M. [2001], *Le imprese multiutility, aspetti generali e prospettive dei settori a rete*, Il Mulino, Bologna.

COMMISSIONE DELLE COMUNITÀ EUROPEE [2005], *Comunicazione della Commissione al Parlamento Europeo e al Consiglio - Relazione annuale sulla realizzazione del mercato interno del gas e dell'elettricità*, COM(2004) 863, Bruxelles, 5 gennaio 2005

BECAGLI C. [2005], «L'evoluzione del sistema toscano delle pubbliche utilità tra concorrenza e affidamento in house», in Mulazzani M., Pozzoli S. [2005], *Le aziende dei servizi pubblici locali*, Maggioli, Rimini.

CONFSERVIZI CISPTEL TOSCANA [2005], *Rapporto sui servizi pubblici in Toscana - 2005*, Firenze.

DALLOCCIO M., ROMITI S., VESIN G. [2001], *Public Utilities*, Egea, Milano.

DE PAOLI L. [2000], *La liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica e del gas in Italia*, in *Economia delle fonti di energia e dell'ambiente*, n. 1.

FAZIOLI R., QUAGLINO S., DI DOMENICO M. [2000], «I riflessi dell'apertura del mercato italiano del gas naturale sul riposizionamento strategico degli operatori nel settore down-stream», *Economia delle fonti di energia e dell'ambiente*, n. 3.

FAZZI R. [1982], *Il governo d'impresa – I*, Giuffrè editore, Milano.

FAZZI R. [1984], *Il governo d'impresa – II*, Giuffrè editore, Milano.

FILIPPI M. [2000], *Atti del convegno Liberalizzazione del mercato del gas e sviluppo delle imprese multiutilities*. Milano, ottobre 2000.

GILARDONI A., LORENZONI G. [2003], *Public utilities locali. Alleanze e aggregazioni*, Egea, Milano.

GOLINELLI G.M. [1994], *Struttura e governo dell'impresa (terza edizione)*, Cedam, Padova.

GRUPPO HERA S.P.A. [2005], *Bilancio dell'esercizio 2004*, Hera, Bologna.

GRUPPO HERA S.P.A., META S.P.A. [2005], "Approvato dai Consigli di Amministrazione il progetto di integrazione di Meta S.p.A. in Hera S.p.A.", Comunicato stampa congiunto di Hera e Meta del 24 giugno 2005, www.gruppohera.it

MARRA A. [2005], «Quale politica industriale nei servizi pubblici locali?» in *Management delle Utilities*, n. 2/2005.

MARZI G., PROSPERETTI L., PUTZU E. [2001], *La regolazione dei servizi infrastrutturali*, Il Mulino, Bologna.

MELE R. [2003], *Economia e gestione delle imprese di pubblici servizi tra regolamentazione e mercato*, Cedam, Padova.

NORMANN R., [1979], *Le condizioni di sviluppo dell'impresa*, Etas Libri, Milano.

PACI A., BECAGLI C. [2003], «Lo sviluppo dell'architettura strategica delle local public utilities», *Management delle Utilities*, n. 4.

PACI A. (A CURA DI) [2004], «Strategie e governance delle imprese toscane di pubblica utilità», *I quaderni di .net, supplemento al n. 33/2004 di Net*, Periodico di Cispel Confservizi Toscana, Firenze.

PASSERA M. [2004], «Mercato del gas: scenario internazionale e liberalizzazione reale» in *Management delle Utilities*, n. 1/2004.

PICCHI F. [2004], «Governance e sinergie nelle integrazioni nazionali. Il caso Vitalia» in *Management delle Utilities*, n. 2/2004.

PORTER M.E. [1982], *La strategia competitiva: analisi per le decisioni*, Edizioni della Tipografia Compositori, Bologna.

PUBLIENERGIA S.P.A. [2004], *Bilancio dell'esercizio 2003*, Empoli

QUADRIO CURZIO A., FORTIS M. [2000], *Le liberalizzazioni e le privatizzazioni dei servizi pubblici locali*, Il Mulino, Bologna.

TOSCANA GAS S.P.A. [2005], *Bilancio dell'esercizio 2004*, Pisa

VACCÀ S. [2002], *Problemi e prospettive dei servizi locali di pubblica utilità in Italia*, Franco Angeli, Milano.

VALLINI C. [1990], *Fondamenti di governo e di direzione d'impresa. L'impresa reale e la sua teleologia*, Giappichelli Editore, Torino.

VICARI S., DI DOMIZIO D. [2004], «L'orientamento al mercato nelle public utilities» in *Management delle Utilities*, n. 1/2004.



Collana Quaderni d'impresa
n. 1/2006
www.qdi.it

Il presente lavoro ha beneficiato del contributo di Ateneo alla ricerca scientifica ex 60% relativo all'anno 2005 nell'ambito della ricerca dal titolo "Modelli di business e sistemi di governance nelle aziende di public utilities", responsabile Prof. Andrea Paci (Dipartimento di Scienze Aziendali).

Claudio Becagli è ricercatore di Economia e gestione delle imprese presso la Facoltà di Lettere e Filosofia dell'Università degli Studi di Firenze. Per due anni è stato assegnista di ricerca presso il Dipartimento di Scienze Aziendali dell'Università degli Studi di Firenze. Ha collaborato con la società di ricerche economiche Nomisma S.p.A di Bologna.
(claudio.becagli@unifi.it)