

Università degli Studi di Roma “Tor Vergata”

Facoltà di Economia

Dottorato di ricerca in Economia e gestione
delle aziende e delle amministrazioni pubbliche

Tesi di dottorato

*“Il settore dell’energia elettrica e del gas naturale nell’Unione Europea:
strategie e performance delle local utility”*

Il Relatore:

Chiar.mo Prof. Francesco Ranalli

La dottoranda:

Silvia Testarmata

Coordinatore: Prof. Francesco Ranalli

Anno Accademico 2008/2009

*In ricordo di Luigia,
nonna cara e premurosa*

INDICE SOMMARIO

| | |
|-------------------------|---------|
| <i>Prefazione</i> | Pag. 13 |
|-------------------------|---------|

PARTE I

IL CONTESTO EUROPEO

CAPITOLO PRIMO

I SERVIZI DI PUBBLICA UTILITÀ: ASPETTI DI ECONOMIA PUBBLICA, FORME DI MERCATO E MODELLI DI GESTIONE

| | |
|--|------|
| 1.1. Considerazioni introduttive | » 19 |
| 1.2. Il concetto di servizio di pubblica utilità | » 22 |
| 1.3. I servizi di pubblica utilità secondo l'Unione Europea | » 26 |
| 1.4. L'evoluzione delle forme di mercato e dei modelli gestionali | » 29 |
| 1.5. Il monopolio legale | » 36 |
| 1.6. Il monopolio privato regolato e la concorrenza per il mercato | » 39 |
| 1.7. Il monopolio privato regolato e la concorrenza nel mercato | » 44 |
| 1.8. La libera concorrenza e l'esigenza di regolazione | » 46 |
| 1.9. Considerazioni conclusive | » 50 |

CAPITOLO SECONDO
LA STRUTTURA DEL SETTORE DELL'ENERGIA ELETTRICA
E DEL GAS NATURALE IN EUROPA

| | | | |
|--------|---|---|----|
| 2.1. | Considerazioni introduttive | » | 53 |
| 2.2. | La filiera dell'energia elettrica | » | 54 |
| 2.3. | La filiera del gas naturale | » | 57 |
| 2.4. | Il settore elettrico europeo | » | 62 |
| 2.4.1. | L'industria elettrica inglese | » | 67 |
| 2.4.2. | L'industria elettrica tedesca | » | 69 |
| 2.4.3. | L'industria elettrica spagnola | » | 71 |
| 2.4.4. | L'industria elettrica francese..... | » | 74 |
| 2.4.5. | L'industria elettrica italiana..... | » | 76 |
| 2.5. | Il settore europeo del gas | » | 81 |
| 2.5.1. | L'industria inglese del gas naturale | » | 91 |
| 2.5.2. | L'industria tedesca del gas naturale | » | 92 |
| 2.5.3. | L'industria spagnola del gas naturale | » | 93 |
| 2.5.4. | L'industria francese del gas naturale | » | 93 |
| 2.5.5. | L'industria italiana del gas naturale | » | 94 |
| 2.6. | Considerazioni conclusive | » | 96 |

CAPITOLO TERZO
LIBERALIZZAZIONE E REGOLAZIONE DEL MERCATO EUROPEO
DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS NATURALE

| | | | |
|--------|--|---|-----|
| 3.1. | Considerazioni introduttive | » | 99 |
| 3.2. | La liberalizzazione del mercato | » | 100 |
| 3.3. | La regolazione europea verso il mercato unico dell'energia elettrica e del gas naturale | » | 103 |
| 3.4. | La situazione attuale del mercato interno dell'energia | » | 111 |
| 3.4.1. | Il grado di integrazione del mercato | » | 113 |
| 3.4.2. | Il grado di concentrazione e consolidamento dell'industria | » | 114 |

| | | | |
|--------|---|---|-----|
| 3.4.3. | La reazione dei consumatori | » | 117 |
| 3.4.4. | La tendenza dei prezzi | » | 119 |
| 3.4.5. | L'indipendenza degli operatori di rete di trasmissione e di distribuzione | » | 121 |
| 3.4.6. | Le autorità di regolazione | » | 123 |
| 3.4.7. | Gli obblighi di servizio pubblico | » | 123 |
| 3.4.8. | La sicurezza dell'approvvigionamento | » | 124 |
| 3.5. | Le prospettive del settore europeo dell'elettricità e del gas..... | » | 125 |
| 3.6. | La nuova politica energetica europea | » | 130 |
| 3.7. | La ristrutturazione dell'industria europea | » | 134 |
| 3.8. | Considerazioni conclusive | » | 136 |

PARTE II
LE LOCAL UTILITY

CAPITOLO QUARTO
LE STRATEGIE DELLE LOCAL UTILITY:
ANALISI DELLE TENDENZE IN ATTO

| | | | |
|--------|---|---|-----|
| 4.1. | Considerazioni introduttive | » | 143 |
| 4.2. | La gestione strategica delle <i>local utility</i> | » | 144 |
| 4.3. | Linee evolutive del settore delle <i>public utility</i> in Europa | » | 151 |
| 4.4. | Le <i>local utility</i> europee | » | 152 |
| 4.4.1. | Iberdrola | » | 153 |
| 4.4.2. | EnBW | » | 157 |
| 4.4.3. | Union Fenosa | » | 159 |
| 4.4.4. | A2A | » | 162 |
| 4.4.5. | Hera | » | 166 |
| 4.4.6. | Iride | » | 168 |
| 4.4.7. | Acea | » | 171 |

| | | | |
|--------|--|---|-----|
| 4.5. | Le risposte strategiche delle <i>local utility</i> | » | 174 |
| 4.5.1. | Diversificazione non correlata | » | 176 |
| 4.5.2. | Focalizzazione sul <i>core business</i> | » | 178 |
| 4.5.3. | Diversificazione ed adozione del modello <i>multiutility</i> | » | 186 |
| 4.5.4. | Internazionalizzazione | » | 188 |
| 4.6. | I percorsi di sviluppo | » | 192 |
| 4.7. | I <i>modelli di business</i> emergenti | » | 194 |
| 4.8. | Considerazioni conclusive | » | 196 |

CAPITOLO QUINTO
L'ANALISI DELLE PERFORMANCE
DELLE LOCAL UTILITY

| | | | |
|--------|---|---|-----|
| 5.1. | Considerazioni introduttive | » | 199 |
| 5.2. | La “ <i>performance</i> ” nel settore delle <i>public utility</i> : alcune considerazioni preliminari | » | 201 |
| 5.3. | La misurazione della <i>performance</i> aziendale | » | 208 |
| 5.4. | Gli approcci all'analisi della <i>performance</i> tra innovazione e tradizione | » | 213 |
| 5.4.1. | L'analisi di bilancio | » | 213 |
| 5.4.2. | I modelli di misurazione del valore creato | » | 215 |
| 5.4.3. | L'analisi delle <i>performance</i> delle <i>local utility</i> tra innovazione e tradizione | » | 222 |
| 5.5. | Le <i>performance</i> economico-finanziarie delle <i>local utility</i> | » | 224 |
| 5.5.1. | L'analisi dei ricavi | » | 226 |
| 5.5.2. | L'analisi dei costi | » | 229 |
| 5.5.3. | L'analisi dell'efficienza e della produttività | » | 232 |
| 5.5.4. | L'analisi della redditività | » | 237 |
| 5.5.5. | L'analisi della struttura finanziaria | » | 244 |
| 5.5.6. | L'analisi degli investimenti e delle fonti di finanziamento | » | 251 |
| 5.5.7. | Alcune considerazioni di sintesi | » | 258 |
| 5.6. | L'efficacia sociale della liberalizzazione del servizio energetico | » | 261 |
| 5.6.1. | L'andamento dei prezzi | » | 261 |

| | |
|--------------------------------------|-------|
| 5.6.2. La qualità del servizio | » 267 |
| 5.7. Considerazioni conclusive | » 269 |
| <i>Conclusioni</i> | » 277 |
| <i>Bibliografia</i> | » 283 |
| <i>Indice delle tavole</i> | » 303 |

Prefazione

In questi ultimi anni sia i servizi di pubblica utilità di maggiore rilevanza industriale (telecomunicazioni, energia elettrica, gas naturale, servizi idrici) sia i servizi pubblici locali hanno sperimentato, anche se con tempi e modi diversi a seconda del comparto e del paese considerato, una fase di profonda ristrutturazione, avviata con il ridimensionamento del ruolo dello Stato nell'economia.

Questi processi di liberalizzazione e privatizzazione hanno reso i mercati nazionali sempre più competitivi, favorendo la nascita di nuovi operatori (new comer) e costringendo al tempo stesso le aziende presenti (incumbent e local utility), quasi sempre monopolisti per legge o di fatto, a riconsiderare il proprio ruolo nel mercato. Inoltre, il fatto che questi fenomeni abbiano assunto una dimensione sempre più globale, o comunque internazionale, ha amplificato ulteriormente gli effetti della concorrenza e del libero mercato al di là dei confini geografici dei singoli stati nazionali, moltiplicando sia le opportunità di business sia le minacce per i competitor.

In questo contesto, il progredire dei processi di deregulation è accompagnato da una tendenza crescente da parte delle imprese di pubblici servizi a convergere su più settori dando origine al modello della multiutility, vale a dire società in grado di offrire, tendenzialmente alla stessa base di clienti, una molteplicità di servizi di pubblica utilità.

Il presente lavoro, dopo una breve ricognizione del settore dei servizi pubblici in generale, si concentra sulle filiere energetiche, che sono quelle investite per prime da cambiamenti rilevanti nella struttura del mercato.

Nella prima parte della ricerca, dopo aver definito il concetto di servizio di pubblica utilità, si ripercorre la storia dello sviluppo dei servizi pubblici in Europa dalle origini fino ai nostri giorni, nell'alternarsi delle forme di mercato e dei modelli di gestione. Successivamente, l'attenzione si concentra sui settori dell'energia elettrica e del gas naturale, che vengono analizzati nelle loro caratteristiche tecniche ed economiche. In particolare, verrà anche studiata la struttura attuale dell'industria energetica europea e la regolazione del settore dell'energia alla luce del processo di liberalizzazione del mercato.

Nella seconda parte del lavoro, dopo una puntuale descrizione del nuovo scenario competitivo europeo dei servizi di pubblica utilità, determinato da cambiamenti del contesto normativo, tecnologico e concorrenziale, si procede analizzando le risposte strategiche adottate dalle local utility e le traiettorie di sviluppo emergenti. In questo quadro merita una particolare attenzione l'emergere del modello multiutility, che si pone come risposta strategica predominante all'evoluzione del contesto competitivo dei servizi di pubblica utilità. Anche se, storicamente, le imprese multiservizio possono essere considerate figlie dell'opportunità di effettuare una gestione congiunta dei servizi pubblici offerti in regime di monopolio in una data area geografica, la recente evoluzione del fenomeno delle multiutility sembra stimolata soprattutto dall'apertura dei mercati dei servizi di pubblica utilità.

L'adozione del modello multiutility ci sembra, quindi, un'opzione strategica sia per gli incumbent, per far fronte alla maggiore concorrenza che in questi settori si sta progressivamente affermando, sia per le local utility, per estendere il proprio business, sia per i new comer, per entrare in comparti in precedenza protetti da barriere regolamentari. Come vedremo, la logica di questo processo, dal punto di vista imprenditoriale, pare essere soprattutto legata alla presenza di opportunità di diversificazione, alla conoscenza del territorio e dei legami (anche contrattuali) con la clientela potenziale e allo sfruttamento di vere sinergie sul lato dei costi (anche se queste ultime, a volte, possono risultare relativamente marginali).

L'analisi prosegue prendendo in considerazione alcuni casi aziendali particolarmente significativi, che dimostrano le tendenze delineate nella prima parte del lavoro. Oggetto dell'analisi sono sette gruppi societari europei di grande rilievo internazionale, operanti, in via principale, nei settori dell'energia elettrica e del gas naturale. I gruppi aziendali analizzati sono: A2A, Hera, Iride ed Acea (di origine italiana), Union Fenosa e Iberdrola (di origine spagnola) ed Energie Baden-Württemberg, o EnBW, (di origine tedesca).

Lo studio di ogni caso aziendale si sviluppa su due piani distinti ma paralleli. Il primo è quello dell'analisi strategica del gruppo d'impresa, con particolare riferimento all'azionariato, alla struttura organizzativa prescelta e al posizionamento strategico sul mercato; il secondo livello di analisi concerne, invece, la valutazione delle performance economico-finanziarie del gruppo, che, in questa sede, viene svolta principalmente tramite i tradizionali strumenti dell'analisi di bilancio.

Infine, si tenterà di valutare il grado di efficacia della liberalizzazione del mercato energetico, ovvero l'impatto prodotto sui cittadini, destinatari del servizio, in termini di prezzi praticati e qualità del servizio offerto, mediante un'analisi comparativa dell'andamento dei prezzi nei principali paesi europei e della qualità percepita dai cittadini.

La ricerca si chiude con alcune osservazioni critiche che, sottolineando i principali risultati ottenuti, permettono di comprendere l'importanza del modello multiutility nel settore dei servizi di pubblica utilità e le sue ulteriori possibilità di futuro sviluppo.

PARTE I
IL CONTESTO EUROPEO

CAPITOLO PRIMO

I servizi di pubblica utilità: aspetti di economia pubblica, forme di mercato e modelli di gestione

SOMMARIO: 1.1. Considerazioni introduttive – 1.2. Il concetto di servizio di pubblica utilità – 1.3. I servizi di pubblica utilità secondo l'Unione Europea – 1.4. L'evoluzione delle forme di mercato e dei modelli di gestione – 1.5. Il monopolio legale – 1.6. Il monopolio privato regolato e la concorrenza per il mercato – 1.7. Il monopolio privato regolato e la concorrenza nel mercato – 1.8. La libera concorrenza e l'esigenza di regolazione – 1.9. Considerazioni conclusive

1.1 Considerazioni introduttive

I servizi di pubblica utilità, per motivi di carattere tecnologico e per ragioni economiche di controllo, sono stati per lungo tempo erogati da imprese pubbliche o private operanti in regime di concessione sulla base di una riserva di mercato garantita per legge, quindi in condizioni di mercato prettamente monopolistiche, anche se temperate da limitazioni e controlli di vario tipo.

Nel corso degli ultimi anni, invece, i mercati dei servizi di pubblica utilità sia a carattere nazionale, come le telecomunicazioni, l'energia elettrica e il gas naturale, sia a carattere locale, come la gestione dei rifiuti urbani, la gestione del ciclo delle acque e i trasporti collettivi, hanno subito, o stanno subendo, radicali processi di ristrutturazione¹.

Innanzitutto, si è assistito ad un generale e sistematico arretramento dello Stato e degli altri enti del settore pubblico dalla gestione diretta delle attività produttive e commerciali, per assumere compiti di determinazione delle regole, secondo le quali questi mercati devono operare, e di garanzia del loro rispetto. Inoltre, questi processi di liberalizzazione, priva-

¹ Per un approfondimento della tematica si vedano, tra gli altri, CHIAPPETTI A., CLEMENTI F., DEGNI M., DI GIOVAMBATTISTA A., FLORENZANO D., IOVINELLA G., SOLUSTRI A. (1998), *Servizi pubblici locali verso il mercato*, Franco Angeli, Milano; FRAQUELLI G., GRASSINI F.A., GOBBO F., NOCE A., PONTAROLLO E., ROVIZZI A., MARTOCCIA M. (1998), a cura di, *La concorrenza nei servizi di pubblica utilità*, Il Mulino, Bologna; e BULCKAEN F., CAMBINI C. (2000), *I servizi di pubblica utilità: regolazione e concorrenza nei nuovi mercati*, Franco Angeli, Milano.

tizzazione e regolazione dei servizi di pubblica utilità sono stati accompagnati da un radicale cambiamento che ha investito, oltre all'aspetto normativo, anche il contesto tecnologico, gestionale, organizzativo, e concorrenziale delle *public utility*². L'evoluzione di questo processo, all'interno dell'Unione Europea, è stato favorito da almeno tre fattori:

- l'emanazione e il recepimento delle direttive comunitarie in materia di elettricità, gas naturale, telecomunicazioni e trasporti;
- l'affermazione, a partire dalla seconda metà degli anni Ottanta, del *New Public Management*, ovvero di un nuovo paradigma aziendale per il settore pubblico, fondato sul decentramento amministrativo e sull'introduzione di logiche competitive di mercato nell'offerta dei servizi pubblici al fine di recuperare efficacia e efficienza nell'azione pubblica³⁻⁴. Orientamento teorico che è particolarmente favorevole

² Sul punto si vedano, tra gli altri, QUADRO CURZIO A., FORTIS M. (2000), *Le liberalizzazioni e le privatizzazioni dei servizi pubblici locali*, Bologna, Il Mulino; BRUTI LIBERATI E., FORTIS M. (2001), a cura di, *Le imprese multiutility: aspetti generali e prospettive dei settori a rete*, Il Mulino, Bologna; DALLOCCHIO M., ROMITI S., VESIN G. (2001), *Public Utilities: creazione del valore e nuove strategie*, Egea, Milano; VACCÀ S. (2002), *Problemi e prospettive dei servizi locali di pubblica utilità in Italia*, Franco Angeli, Milano; ELEFANTI M. (2003), *La liberalizzazione dei servizi pubblici locali. Regole e condizioni per l'economicità delle imprese*, Egea, Milano; e CERRATO D. (2004), *I percorsi di sviluppo delle Public Utilities. Risposte strategiche alla liberalizzazione del settore dell'energia*, Cedam, Padova.

³ Sull'argomento si vedano, tra gli altri, HOOD C. (1991) "Public Management for All Season", in *Public Administration*, 69(1): 3-19; BARZELAY M. (1992), *Breaking Through Bureaucracy*, University California, Press, Berkley; OSBORNE D. E GAEBLER T. (1992) *Reinventing Government*, Addison-Wesley, New York; MUSSARI R. (1994) *Il management delle aziende pubbliche: profili teorici*, Cedam, Padova; ZANGRANDI A. (1994) *Autonomia e economicità nelle aziende pubbliche*, Giuffrè, Milano; RHODES R.A.W. (1996) "The New Governance: Governing Without Government", in *Political Studies*, 44(4): 652-667; PETERS B.G. (1996) *Changing States, Governance, and the Public Service*, Longman, New York e, dello stesso autore, (1997) *The Politics of Bureaucracy*, Routledge, London; HUGHES O.E. (1998) *Public Management and Administration*, Palgrave, New York; POLLITT C. e BOUCKAERT G. (2000) *Public Management Reform*, Oxford University Press, Oxford; MENEGUZZO M. (2001) *Managerialità, innovazione e governance*, Aracne, Roma; HINNA L. (2002), *Pubbliche amministrazioni: cambiamenti di scenario e strumenti di controllo interno*, Cedam, Padova; ANSELMINI L. (2003), *Il percorso di trasformazione della pubblica amministrazione*, Giappichelli, Torino; POLLITT C. (2003) *The Essential Public Manager*, Open University Press, Philadelphia; BORGONOV E. (2005), *Principi e sistemi aziendali per le amministrazioni pubbliche*, Egea, Milano.

⁴ Si ritiene, tuttavia, opportuno sottolineare che il paradigma del *New Public Management* viene considerato, dalla più autorevole dottrina nazionale ed internazionale, una fase transitoria dell'organizzazione e della gestione della Pubblica Amministrazione. Infatti, il *New Public Management* è il momento di passaggio dalla tradizionale concezione burocratica dell'azione pubblica verso una nuova visione della Pubblica Amministrazione, la cosiddetta *New Public Governance*, che è andata via via affermandosi nel corso degli ultimi anni in tutta l'Europa. La *New Public Governance*, che trova le sue basi teoriche nella sociologia organizzativa e nella teoria dei *network*, propone un approccio relazionale e collaborativo alla Pubblica Amministrazione, e pone particolare enfasi sui processi di fornitura dei servizi pubblici e sugli *outcome* ottenuti, intesi come i risultati a medio e lungo termine prodotti dall'azione pubblica in termini di miglioramento del benessere della società. Sullo sviluppo della *Public Governance* si vedano OSBORNE S.P. (2009) *The New Public Governance: Critical Perspectives and Future Directions*, Routledge, London, e, dello stesso autore, (2006), "The New Public Governance?", *Public Management Review*, 8(3): 377-387; HEFFEN O., KICKERT W.J.M., THOMASSEN J.J.A. (2001), *Governance in Modern Society: Effects, Change and Formation of Government Institutions*, Springer, Berlin; SALAMON L. (2002) *The Tools of Government: A Guide to the New Governance*, Oxford University Press, New York; LYNN L., HEINRICH C. AND HILL C. (2001) *Improving Governance: A New Logic for Empirical Research*, Georgetown University Press, Washington, DC; KETTL D. (2000) *The Global Public Management Revolution*, Brookings Institute, Washington, DC; KOOIMAN J. (1999), "Social-Political Governance: Overview, Reflections and Design", *Public Management Review*, 1(1): 67-92; KICKERT W.J.M. (1997), "Public Governance in the Netherlands: An Alternative to Anglo-American 'Managerialism'", *Public Administration*, 75(4): 731-752; e, dello stesso autore, (1993), "Complexity Governance and Dynamics: Conceptual Explorations of Public Network Management", in J. KOOIMAN (ed.) *Modern Governance*, Sage, London; RHODES, R. (1997) *Understanding Governance*, Open University Press,

all'estensione dell'iniziativa privata nella fornitura dei servizi di interesse pubblico, anche in virtù:

- a) dell'entusiasmo suscitato dall'esperienza britannica di privatizzazione, che ha dato un forte impulso alla formazione di agenzie pubbliche esecutive, con l'attuazione del programma *Next Steps* del 1987;
 - b) del ruolo consolidato esercitato dai privati nei settori di pubblica utilità nel caso statunitense;
 - c) della necessità di confrontarsi con mercati emergenti (principalmente i paesi industrializzati del sud est asiatico), in cui si succedono ondate di privatizzazione, sostenute dai principali organismi internazionali;
- un vincolo di bilancio pubblico che, soprattutto nel caso italiano, spinge a considerare l'arretramento dello Stato dall'economia un'opportunità per ridurre il peso del debito pubblico.

Mentre i primi due elementi costituiscono fattori di carattere generale, in grado di influenzare le politiche di fornitura dei servizi di pubblica utilità in molti paesi europei, il terzo fattore è assai specifico della realtà italiana. Sotto questo profilo, vi è il dubbio che i vincoli di bilancio abbiano spesso giocato un ruolo di condizionamento del processo decisionale, a discapito di una chiara specificazione delle ragioni economiche delle politiche di dismissione. In altri termini, nei settori di pubblica utilità, il vincolo si è talvolta trasformato nell'obiettivo, influenzando in una certa misura il percorso normativo di riforma e le conseguenti trasformazioni economiche⁵.

A questo processo di trasformazione, e alle corrispondenti incertezze, non sono sfuggite le *local utility* (o imprese di servizio pubblico locale), oggetto di indagine di questa ricerca. Come si vedrà in seguito, i cambiamenti, in alcuni casi, appaiono profondi e i rapporti tra imprese e soggetti pubblici significativamente modificati.

Il presente capitolo ricostruisce ed analizza le caratteristiche dei servizi di pubblica utilità partendo dall'analisi del concetto di servizio pubblico in ambito economico, per arrivare alla definizione di servizio di pubblica utilità in sede comunitaria. Successivamente, viene indagata l'evoluzione delle forme di mercato e dei modelli di gestione dei servizi pubblici a-

Buckingham. Con riferimento alla dottrina italiana, si vedano, tra gli altri, BORGONOV E. (1996), "Il comportamento economico dell'impresa tra il modello della competizione concorrenziale e il modello della competizione collaborativa", in AA.VV., *Il governo dell'economia e delle istituzioni*, Giuffrè, Milano; BORGONOV E. (2000a), "L'organizzazione a rete nelle amministrazioni pubbliche", in *Azienda Pubblica*, 13(4): 341-343; e, dello stesso autore (2000b), "Governare l'amministrazione pubblica con il sistema a rete", *Azienda Pubblica*, 13(4): 485-487; COLANGELO R. e MENEGUZZO M. (2006), "La governance pubblica nei processi di modernizzazione della pubblica amministrazione", in AA.VV., *Governance Pubblica: approcci teorici ed esperienze*, McGraw Hill, Milano; MENEGUZZO M. (2006), "La strategia e la governance delle amministrazioni pubbliche", in HINNA L., MENEGUZZO M., MUSSARI R., DECASTRI M., *Economia delle aziende pubbliche*, McGraw Hill, Milano; e, dello stesso autore, (2001), *Innovazione, managerialità e governance*, Aracne, Roma; CEPIKU D. (2006), Le reti di amministrazioni pubbliche nella prospettiva economico-aziendale, *Rivista italiana di ragioneria e di economia aziendale*, 106(7/8): 470-487.

⁵ Sul tema si vedano, tra gli altri, DELORS J. (1994), White Paper, "Growth, Competitiveness, Employment: the challenges and ways forward into the 21st century", Commission Staff Working Paper, Bruxelles; FAZIOLI R. (1995), *Dalla proprietà alle regole. L'evoluzione dell'intervento pubblico nell'era delle privatizzazioni*, Cirièc, Franco Angeli, Milano; e CALZOLAI G., SCARPA C. (2002), *Regulating Multiutilities*, Mimeo, Università di Brescia.

dottate in Europa a partire dall'inizio del secolo scorso, con particolare riferimento al ruolo rivestito dallo Stato nell'economia e allo sviluppo che ha interessato i modelli istituzionali e gestionali dei servizi di pubblica utilità.

1.2 Il concetto di servizio di pubblica utilità

Un primo aspetto, preliminare all'indagine, è la definizione del concetto di servizio di pubblica utilità e la sua rilevanza per il settore pubblico. Nel *New Palgrave Dictionary*, alla voce “*Public utility pricing*”, Massé (1987) fornisce la seguente definizione:

«Servizi e beni di pubblica utilità [...] sono quelli per i quali si ritiene che tutti i membri di una società abbiano diritto ad un costo ragionevole, e che non potrebbero essere forniti attraverso i normali canali di mercato [...] Le organizzazioni responsabili della fornitura di questa categoria di beni e servizi [...] sono soggette ad un sistema di regole stabilite in un atto di concessione⁶.»

Seppure piuttosto generica, la definizione di Massé fornisce gli elementi per individuare alcune peculiarità dei servizi di pubblica utilità. In primo luogo si tratta di *servizi per i quali si ritiene debba valere un qualche obbligo di fornitura universale ad un costo ragionevole per gli utenti*. La decisione di estendere l'accesso ad un servizio al maggior numero di utenti possibile può essere motivata tanto da ragioni di efficienza sistemica, quanto da ragioni di equità. In entrambi i casi si configura già uno spazio rilevante per l'intervento pubblico nel settore dei servizi di pubblica utilità: l'obiettivo di tale intervento dovrebbe essere quello di estendere il più possibile le opportunità di consumo dei servizi di pubblica utilità, presumibilmente più di quanto consentirebbe il mercato.

Sotto il profilo dell'efficienza, questa estensione sarebbe giustificata sia dal possibile contributo alla soluzione di alcuni fallimenti del mercato associati alla fornitura di molti servizi pubblici, sia dal loro carattere di beni di merito⁷, cioè dalla presenza di uno specifico interesse del decisore pubblico a che tali servizi siano forniti a determinati livelli e condizioni (anche in possibile disaccordo con le preferenze individuali), indipendentemente dalla opportunità di migliorare l'efficienza tecnica e allocativa nella loro produzione. In generale, la presenza di fallimenti del mercato o la connotazione di bene di merito potrebbe condurre ad una preferenza pubblica per una fornitura ed un livello di consumo di servizi maggiore rispetto a quello della domanda solvibile dal mercato (che si suppone non possa tenere conto di tali elementi), sia in ragione del fatto che l'obiettivo sociale può divergere da quello di massimizzazione dei profitti, sia in ragione del fatto che le preferenze dell'operatore pubblico possono divergere da quelle dei privati. Pertanto, l'intervento pubblico è stato giustificato dalla necessità di garantire, a tutti gli utenti, l'accesso ai servizi di pubblica utilità. Infatti, se la fornitura di tali servizi fosse lasciata al mercato una parte significativa della

⁶ Cfr. MASSÉ P.B. (1987), “Public Utility Pricing”, in J. EATWELL, M. MILGATE, P. NEWMAN (Eds.), *The New Palgrave: a Dictionary of Economics*, MacMillan, London, pp. 1069-1071.

⁷ Per una definizione rigorosa dei beni di merito si veda MUSGRAVE R.A. (1957), “A multiple theory of budget determination”, *Finanz Archiv*, New Series, volume 17, pp. 333-343, e, dello stesso autore, (1959), *The theory of public finance*, McGraw-Hill, New York.

popolazione verrebbe esclusa dalla fruizione del servizio, poiché l'impresa privata sceglierebbe di fornire quel livello di servizio che le consentirebbe di coprire i costi generati dalla produzione del servizio stesso.

Per quanto riguarda le ragioni di equità, un ruolo rilevante è ricoperto dal grado relativo di rigidità della domanda delle diverse tipologie di servizi. I servizi di pubblica utilità spesso rappresentano consumi di prima necessità che assorbono una quota consistente del reddito delle famiglie meno abbienti⁸. Appare di particolare rilievo la circostanza che il consumo di tali beni si concentra particolarmente sulle classi meno abbienti⁹. Ovviamente, si può obiettare, con qualche ragione, che l'equità possa essere perseguita attraverso altre, e probabilmente più appropriate, tipologie di intervento pubblico e che le modalità di fornitura dei servizi di pubblica utilità non siano lo strumento migliore con il quale correggere la distribuzione del reddito¹⁰. Tuttavia altri strumenti di politica economica, quali l'imposizione fiscale, consentono di agire prevalentemente sui redditi medio-alti – sui quali, possono ripercuotersi positivamente gli effetti della deducibilità di alcuni costi dalla tassazione – ma non risolvono il problema dell'accesso al servizio pubblico da parte dei ceti meno abbienti.

La definizione proposta da Massé evidenzia poi che *tali beni non potrebbero essere forniti* – si intende in maniera efficiente – *attraverso i normali canali di mercato*. La ragione si deve al possibile emergere di grosse imperfezioni di mercato, quali: il monopolio naturale, le esternalità, o le asimmetrie informative. In particolare l'emergere di condizioni di monopolio naturale¹¹, almeno in una delle fasi del processo produttivo del servizio, si può verificare quando si rendono necessari per la produzione ingenti investimenti in infrastrutture (nel caso dei

⁸ Per ulteriori approfondimenti sull'argomento si veda FELDSTEIN M. S. (1972), "Distributional equity and the optimal structure of public prices", *American Economic Review*, volume 62, pp. 32-6.

⁹ Newbery osserva come molti di questi servizi sono in realtà nati con caratteristiche di beni di lusso intorno alla metà dell'Ottocento, per poi trasformarsi in servizi a larghissimo consumo e di prima necessità. Successivamente anche altri servizi hanno seguito lo stesso tipo di evoluzione. Cfr. NEWBERY D. (2004), *Privatization, Restructuring, and Regulation of Network Utilities*, MIT Press, Cambridge (MA).

¹⁰ In proposito, si potrebbe invocare il ricorso alla politica fiscale. Ad esempio, si potrebbe prevedere che la spesa relativa all'acquisto di questi servizi possa essere portata in deduzione del reddito in sede di tassazione purché ci sia reddito, oppure attraverso un credito d'imposta, a patto che la presenza di un vantaggio fiscale non sia di per sé una fonte di influenza del meccanismo di formazione del prezzo. Tuttavia, se i prezzi di tali servizi non fossero in qualche modo regolati potrebbero essere talmente elevati da costringere le famiglie a basso reddito ad indebitarsi per il loro acquisto, introducendo dei costi aggiuntivi sotto forma di interessi, o anche, più probabilmente, a rinunciarvi con una forte penalizzazione delle condizioni di vita di tali persone, e più in generale della qualità di vita di un paese. Inoltre, bisognerebbe considerare i possibili effetti di traslazione. O ancora, nel caso in cui i servizi di pubblica utilità fossero tariffati con meccanismi a due o più parti, l'elevatezza della parte fissa potrebbe rendere difficoltoso l'accesso al mercato da parte dei soggetti meno abbienti, un aspetto che è chiaramente presente nella teoria della tariffazione non lineare.

¹¹ Si ricorda che si è in presenza di un monopolio naturale quando condizioni economiche (l'ampiezza del mercato rilevante) e/o tecnologiche (costi decrescenti) rendono la produzione da parte di un'unica impresa più conveniente della produzione da parte di più imprese, il che conduce il mercato a conformarsi ad una struttura monopolistica. In maniera più rigorosa si parla di subadditività della funzione di costo, intesa come la situazione in cui il costo di produzione di una data quantità di un servizio è minore se si concentra la produzione dell'intera quantità in un unico impianto o in un'unica impresa. I due elementi sopra ricordati operano una sintesi degli elementi costitutivi di un monopolio naturale che Farrer elencò per primo nel 1902: presenza di economie di scala, necessità di tecnologie ad elevata intensità di capitale, impossibilità di stoccaggio, domanda estremamente fluttuante, presenza di rendite da localizzazione, caratteristiche di essenzialità dei servizi, collegamento praticamente diretto tra produttore e consumatore. Per ulteriori approfondimenti si veda FARRER T.H. (1902), *The State in its relation to trade*, Macmillan, London.

servizi di pubblica utilità, si pensi, ad esempio, alle infrastrutture di rete). In tali settori, tipicamente, i costi fissi sono una parte preponderante dei costi totali e il costo medio totale risente quindi fortemente dell'andamento del costo fisso medio. A maggiori quantità prodotte dall'impresa corrispondono quindi minori costi fissi medi e, in generale, minori costi medi totali. Questo fattore spinge l'impresa ad allargare la sua scala produttiva al limite, fino ad essere l'unica fornitrice presente sul mercato.

Questo processo non è privo di conseguenze. Al contrario, la presenza di un monopolio naturale fa emergere due problemi. In primo luogo, l'impresa monopolista, si intende privata, tenderà a realizzare la soluzione di monopolio con le annesse inefficienze allocative (tipicamente una minore quantità offerta ad un prezzo maggiore rispetto ai corrispondenti livelli di concorrenza)¹². In secondo luogo, anche qualora l'impresa monopolista rinunciassi a tale comportamento opportunistico, la soluzione di *first best* (prezzo uguale al costo marginale) – cioè la soluzione migliore dal punto di vista dell'efficienza, nel caso in cui fosse implementabile – potrebbe non essere comunque perseguibile, poiché implicherebbe la generazione di perdite. È proprio l'impossibilità di conciliare una allocazione di *first best* con l'autosufficienza economica nell'esercizio che ha storicamente giustificato, almeno in parte, l'ingresso dell'impresa pubblica nei corrispondenti mercati¹³.

Altre caratteristiche, utili ad identificare i servizi di pubblica utilità, sono l'immaterialità, o intangibilità, del bene stesso, la contestualità dei processi di produzione e consumo, e l'indispensabilità per gli utenti, intesa come necessità di soddisfacimento di bisogni primari irrinunciabili¹⁴. In particolare l'immaterialità, o intangibilità, rappresenta una caratteristica propria dei servizi di pubblica utilità, anche se oggi è meno netta rispetto al passato¹⁵. Infatti, si è in presenza di un *continuum* di situazioni in cui materialità ed immaterialità sono presenti in modo differente e, partendo da beni che non contengono alcun tipo di servizio, si giunge a servizi puri, che non vedono la presenza di alcun bene di tipo materiale. La caratteristica dell'immaterialità produce importanti effetti anche sulle politiche, sulle azioni e sugli strumenti di comunicazione e marketing a cui è possibile ricorrere per sviluppare e potenziare l'immagine del servizio¹⁶.

Oltre al carattere dell'immaterialità, ulteriori elementi necessari per descrivere il servizio concernono la stretta correlazione tra il momento dell'erogazione da parte del fornitore e il momento della fruizione da parte del cliente¹⁷. Da tale carattere tecnico e strutturale del

¹² In altri termini, l'impresa monopolista cercherà di appropriarsi di un extra-profitto, comportamento che nella situazione di concorrenza, è teoricamente impedito dal prevalere di prezzi più bassi.

¹³ Per ulteriori approfondimenti sull'argomento si vedano AA.VV. (2007), *Rapporto Enti territoriali e servizi pubblici locali: liberalizzazioni, investimenti, gestione*, Dipartimento di Economia Pubblica della Facoltà di Economia dell'Università degli studi di Roma "La Sapienza" in collaborazione con Dexia Crediop, Roma, pp. 39-44.

¹⁴ Per ulteriori approfondimenti dell'argomento si veda ELEFANTI M. (2006), *L'evoluzione delle imprese pubbliche locali. Il caso Enia*, Il Mulino, Bologna, pp. 17-32 e, dello stesso autore, *La liberalizzazione dei servizi pubblici locali. Regole e condizioni per l'economicità delle imprese*, Egea, Milano, 2003, pp. 1-8.

¹⁵ Sul tema si veda NORMANN R. (1979), *Le condizioni di sviluppo dell'impresa*, Etas Libri, Milano, 1979 e, dello stesso autore, *La gestione strategica dei servizi*, Etas Libri, Milano, 1985.

¹⁶ Per ulteriori approfondimenti si vedano AA.VV. (1992), *Il marketing dei servizi*, Giuffrè, Milano.

¹⁷ Sull'argomento si veda, tra gli altri, VICARI S. (1983), *Imprese di servizi e politiche di mercato. Le dimensioni del processo competitivo*, Giuffrè, Milano, 1983.

processo di erogazione dei servizi deriva una serie di implicazioni che coinvolgono la sfera gestionale. In tale ambito, assume rilevanza il ruolo e il peso attribuito all'interazione e alla dinamica relazionale tra il personale responsabile del contatto con il cliente e quest'ultimo, quale fruitore della prestazione. Dal punto di vista dell'impresa erogatrice risulta fondamentale operare nell'ottica delle aspettative del cliente, investire, di conseguenza, sulla comunicazione ed adeguare le competenze del personale responsabile del contatto con il cliente. Dal punto di vista del cliente fruitore delle prestazioni emergono, invece, aspettative di personalizzazione delle prestazioni e conseguentemente un'elevata sensibilità alla componente qualitativa del servizio.

La natura pubblica del servizio è un altro elemento caratterizzante i servizi di pubblica utilità. Infatti, i servizi pubblici possono essere diversi tra loro sia sotto il profilo delle caratteristiche fisico-tecniche sia sotto quello delle caratteristiche economiche dei relativi processi di produzione e di erogazione, sono però accomunati dall'essere il risultato dell'attività organizzativa posta in essere per soddisfare un bisogno pubblico, e pertanto sono ascrivibili ad una categoria unitaria¹⁸.

D'altra parte l'aggettivo "pubblico" potrebbe essere fuorviante, dal momento che esso potrebbe evocare il riferimento alla proprietà pubblica, piuttosto che ad un servizio di interesse generale per tutti i cittadini, il quale può essere erogato da soggetti tanto pubblici quanto privati. In questo senso, il fatto che la nozione di *servizio di pubblica utilità* tenda in parte a sostituire la nozione di *servizio pubblico* evidenzia un'evoluzione del modo di intervento dello Stato nell'economia. Il loro diverso utilizzo non rappresenta solo un elemento terminologico, ma sta ad evidenziare che l'enfasi si è spostata dal lato dell'offerta, predominante nella concezione del passato, a quello della domanda: non è tanto il fatto che il servizio sia offerto da un soggetto pubblico a conferirgli la qualifica di "pubblico", ma è sempre di più la domanda che definisce cosa è "servizio di pubblica utilità", e di conseguenza che cosa deve essere garantito all'universalità dei cittadini.

Si può così definire "*public utility*" un'azienda (statale o meno), e qualsiasi altro tipo di istituzione, chiamata a soddisfare la domanda di servizi ritenuti di interesse rilevante per la comunità. In particolare, si può notare che, storicamente, l'offerta di servizi di pubblica utilità si è sviluppata principalmente nei seguenti settori:

- energia (elettricità, gas naturale, calore);
- acqua;
- comunicazioni (telefonia, servizi postali);
- trasporti (aerei, ferroviari, urbani);
- igiene urbana;
- istruzione;
- e altri (farmacie, cultura, turismo e tempo libero).

La qualificazione di un servizio pubblico implica, inoltre, valutazioni di natura politica, sociale ed economica da parte dello Stato, relativamente all'interesse della collettività nei

¹⁸ Cfr. BORGONOV E. (1984), *Introduzione all'economia delle amministrazioni pubbliche*, Giuffrè, Milano, pp.25-32.

confronti dell'erogazione di determinate prestazioni. I servizi di pubblica utilità si collocano, quindi, nel campo dell'economia sociale e funzionano secondo i principi di continuità, di solidarietà, di uguaglianza di trattamento, di qualità delle prestazioni e di utilizzazione delle migliori tecniche disponibili¹⁹. Essi infatti soddisfano bisogni generali e fondamentali dei membri della collettività.

Il settore pubblico può pertanto adempiere alle prerogative e alle responsabilità, che discendono dalla soddisfazione dei bisogni di interesse collettivo, in due modi: attraverso lo sviluppo diretto dei processi di produzione ed erogazione del servizio, oppure mediante la predisposizione delle condizioni di sistema affinché questo sia erogato da soggetti terzi nel rispetto dell'interesse pubblico. Nel primo caso, si configura la forma di gestione diretta, nel secondo, invece, lo Stato, gli enti territoriali locali e le altre istituzioni pubbliche, assolvono a funzioni di indirizzo, coordinamento e controllo, o a funzioni di regolazione delle attività di soggetti terzi²⁰.

Nel proseguo del capitolo, si ripercorrerà brevemente l'evoluzione della concetto di servizio di pubblica utilità nella normativa comunitaria, al fine di comprendere le cause dell'alternarsi delle forme di mercato e del cambiamento dei modelli di gestione dei servizi di pubblica utilità, per poi approfondire, secondo una prospettiva storica, lo sviluppo delle diverse forme gestionali dei servizi pubblici, che si sono variamente alternate in Europa nel secolo scorso, che è culminato nella scelta dell'Unione Europea di liberalizzare il mercato e, nella conseguente introduzione di meccanismi di tipo concorrenziale nella gestione dei servizi di pubblica utilità.

1.3 I servizi di pubblica utilità secondo l'Unione Europea

L'Unione Europea definisce "*servizi di pubblica utilità*" tutti i servizi ritenuti di interesse rilevante per la comunità. Più precisamente, a livello comunitario, è l'art. 86 (ex 90) del Trattato di Roma del 1957 che identifica i servizi di pubblica utilità, definendoli come "*servizi d'interesse economico generale*". In Italia, invece, è l'art. 22 della L. 8 giugno 1990 n. 142 che fornisce la nozione di servizi di pubblica utilità, essi *«hanno per oggetto la produzione di beni e attività rivolte a realizzare fini sociali e a promuovere lo sviluppo economico e civile delle comunità»*.

Comunque, è solo alla fine del secolo scorso che la rilevanza dei servizi di pubblica utilità è emersa nel diritto comunitario; inizialmente nell'ambito delle direttive sui servizi a rete e successivamente nell'ambito di ulteriori fonti normative²¹. Inoltre, il dibattito riguardante

¹⁹ Cfr. Parere del Comitato economico e sociale della Commissione Europea riguardante i servizi d'interesse generale (1999/C368/17).

²⁰ La distinzione descritta è riconducibile a quella tra il concetto di "funzione" e quello di "servizio". Il concetto di "funzione" concerne prerogative, tipiche dell'ente pubblico territoriale, di analisi, monitoraggio e verifica del grado e delle modalità di evoluzione dei bisogni di una comunità locale. Il concetto di "servizio" fa invece riferimento agli aspetti operativi di erogazione di prestazioni rivolte a specifici profili di utenza.

²¹ In particolare, si fa riferimento alle seguenti fonti normative: il Libro Verde del 21 maggio 2003 e il Libro Bianco del 2004 sui servizi di interesse economico generale della Commissione Europea, e, della stessa istituzione, il secondo Libro Verde relativo ai partenariati pubblico-privati ed al diritto comunitario degli appalti pubblici e delle concessioni, pubblicato nel 2004, ed, infine, la Costituzione Europea.

l'accezione di servizio pubblico cui fare riferimento si è sviluppato in parallelo al tema dell'estensione di forme di libero scambio nelle scelte delle forme di gestione ed erogazione dei servizi pubblici. Questo ampio confronto, che in Europa ha destato notevole interesse sotto diversi punti di vista, sottintende alcune implicazioni significative, tra cui:

- la ridefinizione dei meccanismi e degli organi chiamati a regolare la concorrenza e ad evitare comportamenti dominanti in capo ad un numero limitato di *players*;
- l'identificazione delle modalità con cui garantire la reciprocità nei rapporti e nelle relazioni sottostanti l'apertura a forme di competizione delle modalità di erogazione dei servizi pubblici, di rilevanza nazionale e locale;
- l'introduzione di processi di decentramento di funzioni e responsabilità all'interno dei singoli Stati in seguito al diffuso e progressivo processo di trasferimento di prerogative e responsabilità nell'erogazione di prestazioni e servizi a rilevanza pubblica ai livelli di governo decentrati;
- la ricerca di condizioni per salvaguardare il grado di autonomia delle singole comunità interessate alla diffusione di politiche locali di sviluppo ed orientate all'azione e alla crescita compatibilmente con la sostenibilità ambientale e le esigenze di rappresentazione e di tutela degli specifici interessi locali;
- il presidio dei processi di sviluppo industriale delle imprese impegnate nella gestione dei servizi di pubblica utilità, specialmente in quei paesi ove è mancata l'aggregazione e l'integrazione per la creazione di soggetti industriali solidi a garanzia dell'innovazione tecnologica e della qualità nella gestione delle reti e nell'erogazione dei servizi.

Sebbene il quadro di riferimento sia condizionato da implicazioni di diversa natura, l'Unione Europea ha sempre esercitato un ruolo proattivo, soprattutto nella ricerca delle condizioni a favore della concorrenza e del libero mercato in ambiti ove è prevalente la gestione monopolistica, da parte di operatori pubblici²².

Innanzitutto, il Libro Verde sui servizi di pubblico interesse, pubblicato il 21 maggio 2003, esprime la volontà di analizzare ed identificare le responsabilità che, in tema di servizi di interesse economico generale, l'Unione Europea dovrebbe assumere. La categoria dei "*servizi di interesse generale*", definita dal Libro Verde del 2003, comprende servizi sia di interesse economico sia non economico; da essa deriva quindi la categoria dei "*servizi di interesse economico generale*", adottata anche nel Trattato di Roma, che comprende esclusivamente i servizi considerati di interesse generale, e pertanto assoggettati ad obblighi di servizio pubblico, che possono essere aperti al mercato. Il Trattato che introduce la Costituzione Europea, inoltre, prevede espressamente la base legale per la disciplina dei "*servizi di interesse economico generale*" (art. II-36, III-6, III-55).

²² Tale orientamento si è tradotto in numerose azioni che, in molti casi, hanno prodotto l'avvio o la minaccia di avvio (come nel caso italiano a proposito dei contenuti dell'articolo 35 della Legge finanziaria 2002) di procedure di infrazione.

In questa prospettiva, i principali caratteri che contraddistinguono i servizi di interesse economico generale, secondo la normativa comunitaria, sono:

- l'universalità;
- la continuità;
- la qualità del servizio;
- l'accessibilità delle tariffe;
- la tutela degli utenti.

In particolare, il profilo dell'universalità si riferisce ai requisiti e alle modalità di erogazione del servizio che deve essere a disposizione di tutti gli utenti, ovunque sul territorio, al livello quantitativo prestabilito e ad un prezzo accessibile.

Il fattore della continuità implica che il soggetto erogatore sia obbligato a garantire la fornitura del servizio senza interruzioni²³.

Anche l'elemento qualitativo è fondamentale nella regolazione dei servizi di interesse economico generale, infatti alle autorità pubbliche spetta la definizione e il monitoraggio della qualità richiesta al servizio.

L'accessibilità impone l'offerta del servizio ad un prezzo fruibile da tutti che favorisca, inoltre, la coesione economica e sociale.

Infine, la tutela degli utenti costituisce un ulteriore elemento caratterizzante l'accezione di servizio pubblico adottato dalla Commissione Europea, che presuppone l'esistenza di fattori quali la buona qualità del servizio, la sicurezza fisica e la protezione sanitaria, la trasparenza, la libertà di scelta del servizio e del fornitore, l'esistenza di organismi di regolazione, la partecipazione attiva di rappresentanti di utenti alla valutazione dei servizi, la possibilità di scelta della modalità di pagamento.

In sostanza, quindi, l'accezione di "servizio d'interesse economico generale" a cui fa riferimento l'orientamento dell'Unione Europea è estremamente ampia e comprende tutti i servizi per i quali è previsto un rilevante e significativo impiego di risorse scarse e la ricerca di condizioni di equilibrio nel rapporto tra scarsità delle risorse impiegate ed utilità dei bisogni soddisfatti. In questa prospettiva è rilevante sottolineare il ruolo assunto dall'Unione Europea nel tentativo di contemperare le esigenze del mercato e della concorrenza con il dovere di garantire la tutela dei diritti dei cittadini. A questo proposito, risulta determinante l'intervento delle autorità pubbliche finalizzato ad integrare e regolare le dinamiche di erogazione dei servizi a salvaguardia dei diritti dell'utenza e nel rispetto del funzionamento delle imprese erogatrici.

Prima di approfondire il ruolo rivestito dall'Unione Europea nell'evoluzione del modello di fornitura dei servizi di pubblica utilità, è opportuno ripercorrere brevemente l'evoluzione delle forme di mercato e dei modelli gestionali che si sono variamente alternati, in Europa, nel secolo scorso.

²³ Questo carattere assume crescente rilievo sia per gli aspetti di salvaguardia dei livelli minimi di servizio sia per il raggiungimento di adeguati standard di qualità.

1.4 L'evoluzione delle forme di mercato e dei modelli gestionali

Le mutate condizioni di struttura del settore, nonché di gestione ed erogazione dei servizi di pubblica utilità, si sono contestualizzate in forme e livelli di regolazione differente, in ragione della diversa sensibilità e del grado di interesse che lo Stato ha riservato al settore dei servizi pubblici, con atteggiamenti, nel tempo, variamente vincolistici. Peraltro, differenze, più o meno consistenti, sono state rilevate nel settore dei servizi di pubblica utilità in generale e nei singoli servizi, nei diversi paesi europei, sia per quanto attiene il grado di regolazione sia per quanto riguarda le soluzioni organizzative prescelte. Il completamento dell'Unione Europea sta, poi, comportando ulteriori trasformazioni: sia per la necessità di armonizzazione delle attività economiche, nonché dei servizi pubblici, sia per la necessità di applicare concretamente i principi del libero scambio e delle pari opportunità alle imprese su tutto il territorio dell'Unione Europea.

Partendo dall'epoca della prima apparizione delle imprese di servizi di pubblica utilità, nei maggiori paesi europei, si possono individuare quattro fasi temporali principali²⁴:

- a. nascita e primo sviluppo dei servizi pubblici (1850-1900);
- b. regolazione pubblica del settore dei servizi pubblici (1900-1945);
- c. pubblicizzazione dei servizi di pubblica utilità (1945-1985);
- d. deregolazione, privatizzazione e sviluppo della concorrenza (dal 1985 in poi).

Nella prima metà dell'Ottocento infatti lo sviluppo dei processi industriali nei principali paesi dell'Europa occidentale fu accompagnato dalla concentrazione della popolazione nelle città, dalla crescita dell'urbanizzazione e, al contempo, dall'adozione di politiche per l'ammmodernamento delle strutture urbane. Nonostante le forme di intervento abbiano assunto dimensioni e direzioni diverse, al centro si collocarono gli interventi di recupero ambientale, con particolare riferimento agli acquedotti e ai sistemi di fognatura (anche per combattere le ricorrenti epidemie), e l'ampliamento dell'illuminazione artificiale pubblica, per rendere le città più sicure, specialmente di notte²⁵. Il primo periodo vede quindi la na-

²⁴ La classificazione è ripresa da MELE R. (2003), *Economia e gestione delle imprese di pubblici servizi tra regolamentazione e mercato*, Cedam, Padova, pp. 1-4.

²⁵ Tuttavia, in quell'epoca, i limiti imposti dalla frontiera tecnologica allo sviluppo economico e sociale erano evidenti: i trasporti urbani erano affidati alla forza animale; le forniture di energia a rete erano limitate al gas, mentre il vapore costituiva l'energia primaria del trasporto ferroviario. L'avvento dell'energia elettrica nel giro di pochi anni sconvolse questo quadro. Attraverso una serie ravvicinata di scoperte, applicazioni e miglioramenti, l'elettricità ha unito alla flessibilità (la proprietà di poter essere accumulata ad alte tensioni e poi suddivisa in basse tensioni) la duttilità (ovvero l'elevato grado di trasformabilità nelle diverse forme di energia, dalla cinetica al calore e all'illuminazione) e, dunque, la possibilità di utilizzo secondo i desideri del consumatore finale. Inoltre, l'elettricità, rispetto alle altre fonti energetiche, presentava ulteriori vantaggi quali la producibilità attraverso fonti primarie diverse (come il termoelettrico o l'idroelettrico), l'accentramento delle funzioni di produzione e di controllo, e la trasferibilità attraverso sistemi di distribuzione a rete. Per alcune funzioni si è trattato di una reinvenzione più efficace (illuminazione), per altre della riproposizione in modo più efficiente (motore elettrico) o, infine, dell'offerta di servizi precedentemente inesistenti (comunicazione elettrica). Di più: la forza motrice generata dall'elettricità ha agevolato anche la fornitura di beni pubblici, come l'illuminazione stradale, o collettivi, come gli acquedotti o i trasporti, in grado di favorire l'inserimento delle masse cittadine nella comunità urbana. Cfr. EINAUDI L. (1959), *Acqua potabile, gas, impianto idroelettrico e piano regolatore a Torino*, in *Cronache economiche e politiche di un trentennio (1893-1926)*, volume II, Einaudi, Torino.

scita di alcuni servizi (trasporti urbani, trasporti ferroviari, elettricità, illuminazione pubblica, telefonia) operanti su scala statale e/o comunale ad iniziativa anche di imprese private. Nel caso italiano quest'ultime erano rappresentate spesso da investitori esteri, sulla base di concessioni rilasciate dalle amministrazioni pubbliche²⁶.

Con riferimento al servizio elettrico si osserva, inoltre, che, nella seconda metà dell'Ottocento, l'Italia è stato uno dei primi paesi europei a sviluppare l'elettricità come fonte di energia per usi sia civili che industriali, grazie ad alcune iniziative imprenditoriali che hanno avuto il loro centro soprattutto in Lombardia. Nel 1883 infatti il Comitato per l'Applicazione dell'Elettricità Sistema Edison in Italia ha avviato a Milano la prima centrale elettrica del continente, e l'anno successivo – con la creazione della società Edison – l'Italia è entrata a tutti gli effetti da protagonista in quella che veniva considerata la tecnologia di frontiera di quegli anni, vero e proprio simbolo di progresso della *Belle Époque*²⁷. Tuttavia il nuovo con le sue accelerazioni era accompagnato da situazioni di stagnazione in cui il vecchio, con i suoi ritardi, predominava. Infatti, anche dopo l'Unificazione, il processo di rinnovamento urbano è apparso lento e contraddittorio, al punto da investire solo marginalmente larghe porzioni di territorio, come il Mezzogiorno.

In Inghilterra i diversi *Gas and Water Facilities Acts* dal 1870 al 1973, il *Public Health (Water) Act* del 1878, le numerose leggi e i molteplici regolamenti dall'*Electric Lighting Act* del 1888 a quelli dei successivi decenni, hanno condizionato l'offerta dei servizi pubblici, dapprima favorendo le concessioni a privati poi, via via, l'assunzione dei servizi da parte degli enti locali. In Germania, l'offerta di servizi pubblici da parte degli enti locali nella tradizione prussiana ha dato luogo nel settore dell'energia elettrica a forme di produzione e distribuzione miste, formate dalla partecipazione tra Stato, enti locali e società private, che dovevano stabilizzare le strutture e le forme di mercato.

In sintesi, in questo periodo storico ha avuto luogo la nascita e lo sviluppo di quelle infrastrutture (rete elettrica e del gas, acquedotti e fognature, rete ferroviaria e stradale) che hanno accompagnato e sostenuto la crescita delle comunità urbane grazie all'incontro tra volontà dei cittadini, capacità delle amministrazioni, utilizzazione dei saperi tecnici e amministrativi, e apporto di lavoro da parte di manodopera qualificata²⁸.

²⁶ In questo periodo si osserva, a livello statale, la diffusione della grande innovazione del tempo, la ferrovia, che assunse, per i protagonisti del Risorgimento italiano, anche un carattere simbolico. La rete ferroviaria rappresentava infatti lo strumento per attuare nei fatti il processo di unificazione dello stato italiano, avviato dalla ratifica politica del 1861. Nello stesso periodo è stata dedicata una certa cura anche all'ampliamento dei porti e allo sviluppo della rete stradale. Inoltre, è stato istituito il servizio telegrafico nazionale. Per quanto riguarda l'energia elettrica ed il gas naturale, invece, l'iniziativa di investimento era prevalentemente a carattere privato, sulla spinta delle amministrazioni comunali concessionarie del servizio. Spesso quindi, il raggio d'azione delle aziende elettriche era delimitato dai confini territoriali del comune di riferimento. Sull'argomento si veda, tra gli altri, TONIOLO G. (1988), *Storia economica dell'Italia liberale 1850-1910*, Il Mulino, Bologna, pp. 73-108.

²⁷ L'energia idroelettrica – che la pubblicistica dell'epoca esaltava come il “carbone bianco” – mise a disposizione di molte imprese dell'Italia settentrionale una forza motrice flessibile e a prezzo più conveniente rispetto a quelle fino a quel momento utilizzate, contribuendo notevolmente allo sviluppo industriale della regione nei primi decenni del Novecento.

²⁸ Per un approfondimento del tema si veda, tra gli altri, BOLCHINI P. (1999), *Storia delle aziende elettriche municipali*, Laterza, Bari.

Il secondo periodo storico, quello della regolazione pubblica, è caratterizzato invece dallo sviluppo del settore dei servizi pubblici (anche per effetto dello sviluppo della domanda), che vede aumentare significativamente le iniziative nonché lo sviluppo ed il consolidarsi di imprese di servizi di pubblica utilità, che si espandono in seguito a fenomeni di concentrazione produttiva, economica e finanziaria, soprattutto nei settori dell'elettricità, della telefonia e del trasporto ferroviario. Questo periodo è caratterizzato, inoltre, dai primi tentativi di definire una normativa per esercitare il controllo pubblico sulle attività di settore, tanto su scala nazionale quanto su scala locale. Risalgono ai primi del Novecento l'unificazione del sistema ferroviario italiano (1905) e di quello telefonico, nonché la legge Giolitti (1903) che provvede a definire e a regolare in maniera organica la gestione dei servizi pubblici su scala locale e comunale. In questa fase il ruolo dello Stato è quello di codificare un sistema organico di diritti e doveri formali, in base ai quali regolare i rapporti tra gli individui, tra questi e le istituzioni, nonché tra le istituzioni stesse. Pertanto, la funzione svolta dall'amministrazione pubblica è quella di assicurare l'applicazione generalizzata delle leggi, nonché le condizioni formali di esercizio dei diritti²⁹. Questo modello, definito *Stato di diritto*, è caratterizzato dalla salvaguardia della supremazia del diritto e delle connesse libertà dell'uomo, in cui anche l'agire dello Stato è sottoposto al rispetto delle regole generali.

In questo periodo storico, in Italia, lo Stato ha dato luogo anche ad interventi diretti di tipo imprenditoriale mediante la costituzione di *imprese organo* (o *aziende autonome statali*)³⁰ e di *enti pubblici economici*³¹.

Le prime sono imprese pubbliche gestite direttamente da un organo dello Stato o di un altro ente pubblico, al quale spetta la titolarità dell'impresa e l'esercizio diretto del controllo amministrativo, economico e finanziario dell'attività aziendale. Tuttavia le aziende autonome possiedono una relativa autonomia per quanto attiene alle scelte inerenti alla gestione e all'organizzazione del servizio da erogare, che si estrinseca in un proprio consiglio di amministrazione. Inoltre, tali aziende intrattengono un rapporto "organico" con lo Stato: sia nel senso che esse, pur presentando un proprio bilancio, hanno un patrimonio non separato e solo funzionalmente distinto, per finalità gestionali, contabili ed inventariali, da quello del ministero o ente da cui sono controllate; sia nel senso che esse non sono persone giuridiche e la loro attività produttiva è ordinata sotto la diretta responsabilità dell'autorità controllante. In via generale, le aziende autonome sono state poste in essere al fine di offrire servizi di uso collettivo idonei a soddisfare i bisogni fondamentali per il cittadino di uno stato moderno (viabilità, comunicazioni tradizionali, eccetera). Esempi di aziende autonome sono l'ANAS, l'Azienda di Stato per i Servizi Telefonici, l'Azienda delle Ferrovie dello Stato, l'Azienda delle Foreste Demaniali, nonché i Monopoli di Stato, quali la gestione

²⁹ Sul punto si veda BORGONOV E. (2005), *Principi e sistemi aziendali per le amministrazioni pubbliche*, Egea, Milano; e, dello stesso autore, (1984), *Introduzione all'economia delle amministrazioni pubbliche*, Giuffrè, Milano.

³⁰ Per un approfondimento dell'argomento si veda, per tutti, CASSESE S., MASSERA A. (1977), *Le imprese pubbliche in Italia*, in S. CASSESE, A. GIANNOLA, A. MASSERA, F.B. MERSI, G. TABUCCHI, *L'impresa pubblica*, Franco Angeli, Milano.

³¹ Sul tema si vedano, tra gli altri, ANSELM L. (1993), *Il processo di trasformazione della pubblica amministrazione*, Giappichelli, Torino; CAFFERATA R. (1993) *La società per azioni pubblica*, Franco Angeli, Milano.

dei Tabacchi, delle Poste e delle saline dello Stato. A livello comunale, operano invece le *aziende speciali* (o *municipalizzate*), erogatrici di servizi pubblici, assimilabili giuridicamente alle aziende autonome, ma controllate dall'ente locale. A livello decentrato e territorialmente più vasto di quello comunale operano, infine, società pubbliche controllate dall'ente Provincia (quali ad esempio le imprese di trasporto passeggeri) o dall'ente Regione (ivi comprese le società finanziarie regionali)³².

Gli *enti pubblici economici* racchiudono al loro interno due tipologie di enti fra di loro profondamente diversi: gli "enti pubblici istituzionali" e gli "enti pubblici di gestione", istituiti per l'esercizio di una attività economica diretta alla produzione o allo scambio, e gli "enti pubblici di disciplina autoritativa dell'economia", ovvero quegli enti che hanno il compito di dirigere e controllare imprese private industriali e commerciali, dando così vita ad una mera attività di regolazione amministrativa nei confronti degli operatori privati (tra cui si ricordano, l'Istituto cotoniero italiano, l'Ente nazionale risi, l'Ente per la canapa, eccetera).

In particolare, nel periodo fascista si riscontra un maggiore sviluppo degli enti pubblici istituzionali, a volte definiti anche enti pubblici "funzionali" o "operativi", i quali, pur avendo personalità giuridica pubblica, operano secondo norme di diritto privato. Peraltro, il soggetto economico di queste imprese, seppur separate da punto di vista giuridico, rimane sempre lo Stato. Inoltre, gli enti pubblici operativi godono di autonomia statutaria e sono dotati di un proprio patrimonio, costituito da uno specifico fondo di dotazione. Questi enti, sottoposti alla vigilanza del ministero di riferimento del settore in cui operano, vengono definiti "strumentali" alla politica economica e sociale dell'autorità vigilante³³, in quanto posti al servizio dello Stato. Le motivazioni alla costituzione ed alla gestione degli enti pubblici funzionali vanno quindi ricondotte alla duplice finalità di regolazione della produzione, e della successiva fase di distribuzione di beni e servizi, e di intervento diretto dello Stato in particolari settori ritenuti strategici dal Governo per lo sviluppo del paese, in modo da eliminare le situazioni di monopolio privato e rendere le condizioni di accesso uniformi per tutte le imprese che di tali beni e servizi necessitano per alimentare la propria economia. In altri termini, gli enti pubblici istituzionali servono prevalentemente per gestire

³² In origine lo scopo del sistema caratterizzato dalla costituzione di organi dell'amministrazione statale o locale, sprovvisti di personalità giuridica ma dotati di autonomia finanziaria (o quantomeno contabile) e amministrativa era quello di tentare di fornire una risposta adeguata ad esigenze di ordine tecnico, conferendo snellezza amministrativa all'esercizio di taluni servizi pubblici sottraendo le imprese così costituite alle influenze politiche del governo; ovvero di sfruttare convenientemente sotto il profilo economico, l'intervento in determinati comparti produttivi, quali i monopoli fiscali (ora quasi totalmente smantellati per ragioni di adeguamento alla normativa europea, ad esclusione dei tabacchi, delle scommesse e delle lotterie). Tuttavia, tale sistema era caratterizzato anche da elementi di debolezza intrinseci, quali la sottoposizione alla normativa amministrativa, la prevalenza di determinanti politiche nell'indirizzo strategico ed economico generale delle aziende, nonché la natura stessa dell'attività affidata alle aziende autonome statali ed alle imprese municipalizzate, ovvero la gestione dei servizi pubblici, prevalentemente svolta in regime di monopolio legale, guidata più da ragioni di politica economica e sociale che dalla ricerca della migliore produttività ed efficienza del servizio offerto.

³³ Dall'autorità vigilante gli enti pubblici economici ricevono anche gli indirizzi generali per esercitare i compiti cui sono formalmente (per legge e statuto) preposti. Le leggi istitutive e gli statuti di ciascun ente dettano invece le regole e le condizioni cui sono sottoposte le gestioni operative e di bilancio, oltre che le norme di funzionamento e le caratteristiche degli organi amministrativi che ad essi presiedono.

servizi di particolare rilevanza per l'economia del paese e garantire, a tutte le aziende interessate, l'accesso alle medesime condizioni a particolari servizi di base, in modo che nessuna di esse venga discriminata nell'approvvigionamento di tali fattori (quali ad esempio il credito, l'energia elettrica, le assicurazioni, i trasporti di base, eccetera)³⁴. Un primo esempio di evoluzione verso il modello dell'ente pubblico economico funzionale è, infatti, rappresentato dall'INA, istituita nel 1912. Nell'atto istitutivo venivano indicati gli scopi dell'ente, il regime di vigilanza (esercitata dal Ministero e/o dallo specifico assessorato), il grado di autonomia (di natura statutaria, organizzativa, finanziaria, amministrativa e contabile), i mezzi finanziari e, infine, la natura del rapporto di impiego, che poteva essere o meno di diritto pubblico. Tra i numerosi enti pubblici funzionali istituiti nel periodo fascista, si ricordano anche altri enti settoriali, quali l'AcI, l'Ente Cooperative, l'Eagat (Ente Autonomo per la gestione delle aziende termali), l'Aegc (Ente Autonomo di gestione del cinema), e l'Inps (Istituto Nazionale per la Previdenza Sociale).

Tra le principali ragioni che hanno determinato il sorgere di questa nuova figura istituzionale vi è quindi la convenienza organizzativa ed economica, infatti la libertà nella determinazione della struttura organizzativa e l'evasione dalla costrizione delle leggi di contabilità pubblica sono i caratteri distintivi di tale forma imprenditoriale. Tale modello organizzativo ha avuto la sua massima espansione nel periodo fascista, in conformità al criterio di "pubblicizzare" il più ampio numero di interessi. Nel dopoguerra, dopo la caduta degli enti corporativi, l'intervento nell'economia è proseguito attraverso quegli enti che sono stati in grado di sopravvivere nella nuova situazione di concorrenza esistente sul mercato e nella quale si sono trovati ad operare³⁵. Oggi la gestione delle imprese pertinenti ad enti pubblici economici presenta ampie possibilità di adattamento alle mutevoli situazioni dei mercati del credito e dei capitali. Esempi di enti pubblici funzionali ancora in vita sono gli Istituti autonomi case popolari e l'Istituto Nazionale per la Previdenza Sociale, oltre all'Istituto poligrafico e Zecca dello Stato (quest'ultimo recentemente interessato da processi di trasformazione in società per azioni).

Il terzo periodo, che prende avvio dalla fine del secondo conflitto mondiale per terminare nel 1985, si caratterizza per l'ulteriore processo di sviluppo e diffusione del sistema di servizi pubblici sia in termini di domanda, sia in termini di imprese che, infine, in termini di tipologia di servizi. In questo periodo conosce la sua massima diffusione e sviluppo un modello di regolazione nel comparto delle *utility* fondato sul pervasivo intervento pubblico. Difatti i servizi di pubblica utilità a rete sviluppatisi, a partire dalla metà del XIX secolo, in un quadro di libera iniziativa privata, progressivamente, per ragioni di politica sociale e consapevolezza dei fallimenti del mercato legati alla presenza del monopolio naturale hanno sollecitato ovunque i governi ad intervenire regolando i monopolisti privati (*modello americano*), o assumendo direttamente il servizio attraverso imprese pubbliche (*modello europeo*), anche in vista del perseguimento di finalità sociali e di politica territoriale ed economica. In particolare, il modello europeo si è concretizzato nelle

³⁴ Sul punto si veda RANALLI F. (1988), *Considerazioni sul tema dell'economicità*, Clua Editrice, Pescara.

³⁵ Per un approfondimento del tema, si consulti CASSANDRO P.E. (1979), *Le gestioni erogatrici pubbliche*, Utet, Torino; CASSESE S. e MASSERA A. (1986) "Tipologie di aziende di produzione pubbliche", in R. CAFFERATA (a cura di), *Economia delle imprese pubbliche*, Franco Angeli, Milano.

imprese nazionalizzate o municipalizzate, caratterizzate per una spiccata integrazione verticale delle attività³⁶. In questo quadro, nelle diverse filiere dei servizi pubblici, un unico operatore pubblico controllava il processo produttivo del servizio, ricorrendo all'esterno solamente per gli *input* di tipo impiantistico. Questo modello, caratterizzato dall'intervento diretto dello Stato in campo economico, che ha trovato applicazione, in tutti i paesi europei, negli anni che vanno dal 1950 al 1980, viene definito dello *Stato sociale del benessere (o Welfare State)*³⁷.

Questa è l'epoca in cui ha raggiunto il suo apice anche la figura dello *Stato imprenditore*, gestore delle attività economiche tramite imprese pubbliche. L'estensione dell'intervento pubblico, che nella fase dello *Stato di diritto* si limitava quasi esclusivamente al prelievo dei tributi, nonché alla produzione di beni collettivi, si amplia anche nella produzione diretta di beni (specie nella forma di servizi) individuali dal punto di vista tecnico³⁸ ma ritenuti di pubblico interesse ed utilità. In questa ottica si assiste ad una proliferazione di iniziative: dallo Stato, dai Comuni, dalle Provincie e dai loro consorzi, sono nati organismi dipendenti economicamente, ma dotati di organi di amministrazione, capacità di stare in giudizio e assumere proprie responsabilità e di agire autonomamente.

È in questo periodo che, in Italia, si sviluppano gli "enti pubblici economici di gestione" e il "sistema delle partecipazioni statali" raggiunge la massima estensione. Gli enti pubblici economici di gestione rappresentano lo strumento di cui lo Stato si serve per controllare imprese operative, formalmente private. Le imprese a partecipazione statale sono invece giuridicamente private, ma controllate finanziariamente dallo Stato attraverso gli enti pubblici di gestione. Esse rappresentano pertanto delle "riserve manageriali" a disposizione dello Stato, da utilizzare per l'eliminazione o l'attenuazione di quelle divergenze o quei gap che lo sviluppo spontaneo del mercato viene inevitabilmente a creare tra razionalità privata o industriale (delle singole attività produttive) e razionalità globale (del sistema)³⁹.

Il sistema delle partecipazioni statali è quindi una forma diretta di intervento nell'attività economica peculiare dello Stato italiano, caratterizzata dal possesso, da parte dell'ente pubblico, di partecipazioni azionarie in società di diritto privato. Il sistema ha avuto origine in occasione del salvataggio delle banche miste (Banca commerciale e Credito italiano) – che hanno trasferito allo Stato il possesso di propri pacchetti azionari – e si è sviluppato ulteriormente nel 1933, con la fondazione dell'Iri (Istituto per la ricostruzione industriale), che ha assicurato allo Stato una parte cospicua dell'industria pesante italiana. In seguito, il sistema delle partecipazioni statali ha avuto un forte impulso nel 1953, anno in cui è stato

³⁶ In questo momento storico, si assiste, soprattutto nei paesi dell'Europa continentale, alla quasi completa ed integrale pubblicizzazione delle imprese di servizi di pubblica utilità, tanto su scala nazionale (elettricità, telefonia, ferrovie) quanto su scala locale, attraverso l'acquisizione delle gestioni e delle aziende di servizi pubblici da parte degli enti locali (soprattutto Comuni).

³⁷ L'origine del modello del *Welfare State* è riconducibile a specifici modelli ideologici, dalla concezione liberale e liberale-interventistica, alla versione cristiano sociale del rapporto tra Stato ed economia, e, infine, all'impostazione marxista. Per approfondimenti sul tema si veda CAFFERATA R. (1983), *Pubblico e privato nel sistema delle imprese*, Franco Angeli, Milano; e, successivamente, CAFFERATA R. (1997), "Il sistema delle partecipazioni statali in Italia. Dalle origini alle privatizzazioni", in *Finanza Marketing e Produzione*, n. 2.

³⁸ Ossia beni e servizi divisibili ed esclusivi nell'uso.

³⁹ Sul punto si veda CASELLI L. (1970), *L'impresa pubblica nell'economia di mercato*, Giuffrè, Milano.

istituito l'Eni, con il compito di coordinare gli interventi dello Stato in campo petrolifero, ed ha raggiunto il suo apice nel 1956 con l'istituzione del Ministero delle Partecipazioni Statali, al quale sono stati devoluti tutti i compiti e le attribuzioni in questo campo, prima spettanti ad altri ministeri ed organi governativi.

Nel secondo dopoguerra viene infatti teorizzato l'uso delle partecipazioni statali quale strumento di politica industriale d'intervento nei settori strategici per lo sviluppo economico e sociale del paese, finalizzato anche alla tutela e alla promozione della produzione e dell'occupazione in particolari zone del paese, economicamente più arretrate. Lo Stato, in quanto soggetto economico degli enti pubblici di gestione (aventi funzione di *holding* finanziarie), poteva infatti manifestare la propria autorità di comando non solo nella forma del potere di finanziamento, attraverso l'apporto del fondo di dotazione, ma anche dal punto di vista strategico e programmatico, attraverso la proposizione di indirizzi generali per l'azione dell'impresa. Secondo il complesso schema delle partecipazioni statali, gli enti pubblici di gestione, a loro volta, erano gli azionisti di comando di *holding* di settore e delle società operative a totale o prevalente partecipazione statale, che operavano, appunto, negli specifici settori economici ritenuti strategici per lo sviluppo del paese. In questo quadro, i maggiori enti pubblici economici di gestione (Iri ed Eni) sono stati affiancati da altri enti pubblici di gestione polisetoriali e monosettoriali. Si ricordano l'Egam (Ente Gestione Attività Minerarie), nato nel 1958 con lo scopo di gestire tutte le produzioni minerarie italiane⁴⁰, l'Efim (Ente Partecipazioni e Finanziamento Industrie Manifatturiere), nato nel 1962 come Ente Autonomo di Gestione per le Partecipazioni del Fondo di Finanziamento dell'Industria Meccanica (Fim), cambiò nome nel 1967⁴¹ e l'Enel (Ente Nazionale per Energia Elettrica), nato nel 1962 a seguito della nazionalizzazione dell'energia elettrica.

Il quarto periodo, infine, iniziato nel 1985, è caratterizzato da un insieme di scelte di deregolazione, privatizzazione e concorrenza⁴². Esso si fonda sulla necessità di avviare un cambiamento per promuovere lo sviluppo dell'efficienza produttiva e dell'efficacia delle aziende di servizi di pubblica utilità, e attuare il principio della libera concorrenza delle attività economiche propugnato dall'Unione Europea⁴³. Questa fase potrà dirsi conclusa

⁴⁰ L'Egam in realtà rimase inoperante fino al 1971, quando, presieduto da Mario Einaudi, assunse il controllo di numerose aziende minerarie, soprattutto quelle già in orbita Montedison, che erano diventate di importanza marginale per il gruppo chimico; tra queste, si possono ricordare le miniere di zinco e piombo di Monteponi vicino ad Iglesias e quelle di mercurio del Monte Amiata. Ma l'Egam non si limitò ad operare nel settore minerario: acquisì infatti il controllo dell'acciaieria Cogne di Aosta e del comparto siderurgico della Breda, e nel 1974 controllava 47 aziende ed una forza lavoro di circa 32 mila dipendenti. La maggior parte delle attività Egam erano però in perdita, e, nel 1976 l'insolvenza della Villain e Fassio, una delle società acquisite dall'ente, provocò la rimozione di Einaudi dalla presidenza, e la sua messa in liquidazione. Le attività minerarie dell'Egam furono rilevate dall'Eni, che le gestì fino ai primi anni Novanta. Sul tema si veda, tra gli altri, CREPAX N. (2002), *Storia dell'industria in Italia*, Il Mulino, Bologna.

⁴¹ In ordine di grandezza, l'Efim era il terzo ente di proprietà dello Stato italiano. Istituito per gestire le partecipazioni del Fondo Monetario per l'Industria, l'Efim è diventato ben presto un ente polisetoriale attivo soprattutto nel Mezzogiorno. Alla luce del forte squilibrio finanziario dell'ente (a metà degli anni Ottanta l'indebitamento finanziario era superiore al fatturato) e di una politica degli investimenti troppo spinta verso la diversificazione, l'Efim è stato messo in liquidazione nel 1992.

⁴² Sul punto si vedano ZANETTI G, ALZONA G. (1998), *Capire le privatizzazioni*, Il Mulino, Bologna.

⁴³ Per un approfondimento dell'argomento si vedano, tra gli altri, ANSELMINI L. (1993), *Il processo di trasformazione della pubblica amministrazione*, Giappichelli, Torino; e CAFFERATA R. (1983), *Pubblico e privato nel sistema*

quando alle diverse concezioni nazionali di servizio pubblico si potrà sostituire una concezione comunitaria del servizio di pubblica utilità. In questo periodo storico, lo Stato si è orientato verso un modello della qualità della vita o dei servizi, che, a sua volta, può essere suddiviso in due sottoperiodi: quello dello *Stato dei servizi*, nel quale diventa centrale l'efficienza dell'amministrazione pubblica nel produrre servizi corrispondenti alle richieste della collettività; e quello dello *Stato regolatore*, dove si attua un ridimensionamento dell'intervento pubblico, per cui l'amministrazione è meno coinvolta nei processi di produzione tecnica, dovendosi però concentrare sul governo dei comportamenti economici di altri soggetti.

In Italia, l'esempio più significativo della stagione di rinnovamento del sistema economico è la soppressione del Ministero delle Partecipazioni Statali, resa effettiva dal referendum popolare del 15 aprile 1993, quale esito del processo di smembramento del sistema delle partecipazioni statali. Infatti, il Ministero delle Partecipazioni Statali era già stato oggetto di pesanti critiche negli anni Ottanta, ed era stato progressivamente svuotato di competenze dal governo Amato (1992-1993). In questo periodo si sono susseguiti anche una serie di interventi per la liquidazione e la chiusura degli enti pubblici economici, ormai in via di dismissione. Inoltre, i principali enti pubblici di gestione (Iri ed Eni) sono stati trasformati in società per azioni, ai sensi del decreto legge n° 333 dell'11 luglio 1992. Successivamente, il Ministero del Tesoro ha affidato al consiglio di amministrazione dell'Iri il mandato per completare la privatizzazione delle società in partecipazione e la chiusura definitiva dell'Istituto, che ha avuto luogo il 30 giugno del 2000.

Questo modello, in cui la fornitura dei servizi pubblici da parte di imprese verticalmente integrate è accompagnato da un intervento diretto dello Stato in altri campi dell'economia tradizionalmente dominati da imprese private, è entrato in crisi per ragioni legate a problematiche di tipo finanziario, ma più in generale perché si sono resi sempre più manifesti i costi sociali (in termini di inefficienza o di insufficiente stimolo all'aumento della produttività) del monopolio a fronte dei fallimenti del mercato che, per la moderna teoria economica, possono affrontarsi anche con forme di intervento meno pervasive ed alternative al mercato. È pertanto opportuno soffermarsi ed approfondire le soluzioni di politica economica proposte dalla teoria economica con l'obiettivo di avvicinarsi il più possibile ad un'allocazione di *first best* (cioè la soluzione migliore possibile sotto il profilo dell'efficienza) o quanto meno di *second best*, in condizioni di monopolio naturale, e adottate, nel corso del secondo dopoguerra, all'interno dell'Unione Europea.

1.5 Il monopolio legale

In Italia, e più in generale in Europa, l'opzione del monopolio pubblico è stata largamente perseguita dai governi nazionali nel secolo scorso, in particolar modo dal secondo dopoguerra fino alla metà degli anni Ottanta, in quanto tale forma di intervento sembrava l'unica in grado di realizzare gli obiettivi di efficienza e di equità nel settore dei

delle imprese, Franco Angeli, Milano; e, dello stesso autore, (1993), *La società pubblica per azioni*, Franco Angeli, Milano.

servizi di pubblica utilità.

Ciò per diverse ragioni. Innanzitutto, erano necessari cospicui investimenti – poiché le infrastrutture necessarie per la produzione e la fornitura di servizi di pubblica utilità erano insufficienti, se non del tutto assenti – che però non sarebbero stati intrapresi da eventuali soggetti privati⁴⁴. Inoltre, lo stato della tecnologia, in molti servizi a carattere industriale, non consentiva la coesistenza di più soggetti produttori, o anche solo fornitori, di quel servizio⁴⁵. D'altra parte, la teoria economica più sviluppata sul versante dell'intervento pubblico, ovvero la scienza delle finanze, aveva prodotto risultati rilevanti nella teoria della tassazione ottimale e della tariffazione ottimale, che sembravano poter essere di rilevante supporto all'azione di governo delle imprese pubbliche operanti nei settori di pubblica utilità. Infatti, in Europa, era piuttosto diffusa l'idea che l'intervento diretto nella produzione di servizi fosse un utile strumento di politica industriale, capace di potenziare la dinamica dello sviluppo economico del paese, e un utile strumento di entrata⁴⁶. Infine, i settori di pubblica utilità apparivano, agli occhi della classe dirigente di allora, assolutamente strategici anche per lo sviluppo sociale, oltre che economico, del paese.

Per quanto riguarda i servizi pubblici locali, l'intervento pubblico fu declinato mediante la gestione della produzione e della fornitura di tali servizi attraverso le aziende municipalizzate. In questo modo, gli Enti locali divenivano proprietari delle infrastrutture attraverso il possesso delle municipalizzate. Si realizzava pertanto, almeno per quanto riguarda l'Italia e la Germania, una delle prime forme concrete di decentramento delle funzioni dello Stato, sicuramente la più incisiva per quanto riguarda il ruolo economico. Da quel momento gli Enti locali, in particolare i Comuni, divennero i protagonisti assoluti nei settori del trasporto pubblico locale, della gestione dei rifiuti urbani, della gestione delle risorse idriche e, in qualche misura, nella produzione e fornitura del gas naturale e dell'energia elettrica, settore, quest'ultimo, nel quale le municipalizzate coesistevano con il gestore pubblico nazionale del servizio.

Alle convenienze del monopolio pubblico si possono ovviamente contrapporre alcuni svantaggi. In generale, comportamenti opportunistici da parte degli amministratori sono

⁴⁴ Riguardo a questo punto, può risultare d'aiuto una argomentazione tipica dell'analisi costi-benefici. Si può, infatti, affermare che l'ammontare di investimenti infrastrutturali che era necessario nel secondo dopoguerra nei settori dei trasporti pubblici, dell'energia, delle telecomunicazioni, della rete autostradale, eccetera, era, dal punto di vista sociale, estremamente maggiore di quello che poteva garantire un valore attuale netto positivo ad un qualsiasi concessionario privato del servizio. Ciò sia a causa dell'orizzonte temporale ristretto di un soggetto privato sia in ragione del troppo elevato tasso di sconto che avrebbe utilizzato per la sua valutazione sia, infine, per la difficoltà di tener conto dei consistenti benefici sociali.

⁴⁵ Dal punto di vista tecnologico, i vantaggi del monopolio nella fornitura del servizio elettrico sono riconducibili soprattutto alla presenza di economie di scala ed economie di scopo. Le prime sono legate alle attività di trasporto dell'energia ma anche all'attività di generazione, che, fino alle più recenti innovazioni tecnologiche, richiedeva impianti di dimensioni maggiori per il raggiungimento di un elevato livello di efficienza produttiva. Le economie di scopo sono invece legate alla possibilità offerta dall'integrazione verticale, di ricondurre più funzioni nell'ambito della stessa organizzazione. Cfr. MARZI G. (2006), *Concorrenza e regolazione nel settore elettrico*, Carocci, Roma, pp. 55-56. Sulle economie di scala e di scopo, si veda, per tutti, DI BERNARDO, B. (1991), *Le dimensioni dell'impresa: scala, scopo, varietà*, Franco Angeli, Milano.

⁴⁶ In tal senso si rileva la maggior facilità con cui l'impresa verticalmente integrata è in grado, quando è in mano pubblica, di affrontare problemi legati all'obbligo di fornitura del servizio universale, in particolare a quello delle classi con livelli di reddito meno elevati.

stati studiati dalla letteratura sulle dinamiche della burocrazia⁴⁷ e da quella sui modelli di comportamento opportunistici di soggetti politici e imprese private⁴⁸. Il punto di partenza è che amministratori pubblici e politici potrebbero non mirare alla massimizzazione del benessere sociale, bensì all'ottimizzazione di una qualche diversa funzione obiettivo che incorpori interessi propri piuttosto che della collettività⁴⁹. Tali comportamenti inducono due conseguenze sul piano dell'inefficienza: in primo luogo, le imprese pubbliche possono essere meno sensibili alle pressioni della riduzione dei costi, soprattutto nella misura in cui non è agevole, da parte degli organi di controllo, raccogliere informazioni sulla reale struttura dei costi⁵⁰; in secondo luogo le imprese pubbliche, possono essere spinte ad implementare regole di fissazione dei prezzi (o delle tariffe) non sempre coerenti con l'allocazione di *first best*. Infatti, sia partendo dai presupposti della teoria della burocrazia, sia partendo da quelli della teoria delle scelte collettive, il *manager* pubblico può essere incentivato ad applicare, ai servizi, prezzi pari al costo medio (*average cost pricing*) anziché al costo marginale (*marginal cost pricing*), anche nei casi in cui il *marginal cost pricing* non darebbe luogo a perdite di bilancio⁵¹. In quest'ultimo caso, le rendite del monopolista affluiscono

⁴⁷ Sulla burocrazia e il comportamento burocratico si vedano, tra gli altri, SIMON, M. (1947), *Administrative Behavior: a Study of Decision-Making Processes in Administrative Organization*, 4th ed. in 1997, The Free Press, New York; WEBER, M. (1961), *Economia e Società*, Edizioni di Comunità, Milano; CROZIER M. (1964), *The Bureaucratic Phenomenon*, University of Chicago Press, Chicago; SELZINCK P. (1984), *TV/A and the Grass Roots: a Study in the Sociology of Formal Organization*, University of California Press, Los Angeles; WILLIAMSON O.E (1974), *The Economics of Discretionary Behavior: Managerial Objectives in a Theory of the Firm*, Kershaw Publishing Company, London; e, dello stesso autore, (1975), *Markets and Hierarchies, Analysis and Antitrust Implications: a Study in the Economics of Internal Organization*, The Free Press, New York; BARZELAY M. (1992), *Breaking Through Bureaucracy*, University California, Press, Berkley; PETERS B.G. (1997), *The Politics of Bureaucracy*, Routledge, London.

⁴⁸ Sui modelli di comportamento opportunistici di soggetti politici e imprese private si vedano NISKANEN W. (1971), *Bureaucracy and Representative Government*, Chicago: Aldine-Atherton; ALCHIAN A., DEMSETZ H. (1972). Production, Information Costs, and Economic Organization. *The American Economic Review*, 62 (5): 777-795; WILLIAMSON O.E (1974), *The Economics of Discretionary Behavior: Managerial Objectives in a Theory of the Firm*, Kershaw Publishing Company, London; FAMA E.F. (1980), Agency Problem and the Theory of the Firm, *Journal of Political Economics*, 88(2): 288-307; FAMA E.F., JENSEN M.C. (1983), Separation of Ownership and Control, *Journal of Law and Economics*, 26(2): 301-325; EGEBERG M. (1999), The Impact of Bureaucratic Structure on Policy Making. *Public Administration*, 70(1): 155-170; HARRISON P.D., HARRELL A. (1993), Impact of "Adverse Selection" on Managers' Project Evaluation Decisions, *Academy of Management Journal*, 36(3): 635-643; HANSEN K.M., EJERSBO N. (2002), The Relationship Between Politicians and Administrators – a logic of disharmony, *Public Administration*, 80(4): 733-750; MOE T. (2002), *Political Control and the Power of the Agent*. Paper presented at the Conference for controlling the Bureaucracy, Texas; BOWLING C.J., CHO C.L., & WRIGHT D.S. (2004), Establishing a Continuum from Minimizing to Maximizing Bureaucrats: State Agency Head Preferences for Governmental Expansion – a Typology of Administrator Growth Postures, 1964-98, *Public Administration Review*, 64(4): 489-499; CHRISTENSEN T., LAEGREID P. (2005) "Autonomization and Policy Capacity: dilemmas and challenges facing political executives", in M. Painter & J. Pierre (Eds.), *Challenges to State Policy Capacity: global trends and comparative perspectives*, Palgrave Macmillan, Basingstoke; LANE J.E. (2005), *Public Administration and Public Management. The principal-agent perspective*, Routledge, London.

⁴⁹ Ad esempio, gli amministratori sono più orientati al raggiungimento degli equilibri gestionali, mentre i politici sono più interessati alla propria elezione o rielezione.

⁵⁰ In tal senso emerge un problema di asimmetria informativa tra gestione (politica o amministrativa) dell'impresa pubblica e controllo di tale attività da parte, in ultima istanza, dei cittadini.

⁵¹ Nel settore elettrico, i modelli di regolazione che hanno tradizionalmente accompagnato il monopolio pubblico si basano sul controllo delle tariffe all'utenza finale e consentono all'impresa regolata di ottenere il riconoscimento pressoché completo di tutti i costi sostenuti, come nel caso del modello di regolazione del rendimento del capitale (*Rate of Return – RoR*), ove tipicamente veniva fissato un livello delle tariffe che fornisse un adeguato volume di ricavi all'impresa regolata. Cfr. MARZI G. (2006), *op. cit.*, pp. 103-105.

direttamente agli utenti del servizio e non contribuiscono ad incrementare le entrate dello Stato o del Comune, i quali potrebbero poi utilizzarle per finanziare i propri programmi, siano essi di politica industriale, sociale, o anche semplicemente fiscale (riduzione della pressione tributaria o dell'aliquota media effettiva di una particolare imposta)⁵².

1.6 *Il monopolio privato regolato e la concorrenza per il mercato*

A partire dalla fine degli anni Ottanta del secolo scorso in Europa, e in particolare in Italia, si è sviluppato un significativo dibattito sull'opportunità del passaggio da un intervento diretto dello Stato nella fornitura dei servizi di pubblica utilità, ad un ruolo di regolatore dei mercati degli stessi servizi, nei quali dovrebbero operare soggetti privati o comunque che abbiano come finalità il perseguimento del profitto piuttosto che altri scopi. A sollecitare tale dibattito hanno concorso almeno cinque fattori:

- il progresso tecnologico intervenuto nella produzione di alcuni servizi⁵³;
- l'eccessiva frammentazione dell'offerta dei servizi pubblici, in particolar modo di quelli locali⁵⁴;
- i risultati di alcuni filoni della teoria economica, quali quelli della organizzazione industriale, della teoria degli incentivi e dei contratti, della teoria delle aste e della regolamentazione⁵⁵;
- le esigenze più o meno generali di risanamento delle finanze pubbliche⁵⁶;
- la presenza di un'ingente capitale infrastrutturale, accumulatosi nel corso di quasi ottanta anni di gestione pubblica⁵⁷.

⁵² Per ulteriori approfondimenti sull'argomento si vedano AA.VV. (2007), *Rapporto Enti territoriali e servizi pubblici locali: liberalizzazioni, investimenti, gestione*, Dipartimento di Economia Pubblica della Facoltà di Economia dell'Università degli studi di Roma "La Sapienza" in collaborazione con Dexia Crediop, Roma, pp. 112-116.

⁵³ Hanno svolto un ruolo rilevante tutti quei progressi della tecnologia che hanno consentito, in alcuni settori, la possibilità a più soggetti di produrre e/o fornire contemporaneamente uno stesso servizio insistendo sulla stessa infrastruttura di rete.

⁵⁴ È stato fatto notare come la frammentazione dell'offerta di tali servizi comporti perdite di efficienza sotto diversi punti di vista, tra cui prevale l'incapacità di sfruttare le economie di scala che, in molti servizi pubblici, sono assolutamente rilevanti. Si vedano su questo punto BURATTI ET AL. (2001), *Privatizzazioni parziali e liberalizzazioni incomplete. Una nota sui servizi pubblici locali*, XIII Riunione scientifica annuale della SIEP, Pavia, 5-6 ottobre 2001.

⁵⁵ Per una rassegna dei più importanti risultati della teoria degli incentivi si LAFFONT J.J., MARTIMORT D. (2002), *The Theory of Incentives*, Princeton University Press, Princeton (NJ); mentre per le problematiche relative alle sue applicazioni nel settore pubblico si veda DIXIT A. (1997), "Power of incentives in private versus public organizations", *American Economic Review*, volume 87, pp. 378-82. Per i risultati della teoria dei contratti si vedano HART O., B. HOLMSTROM (1987), "The theory of contracts", in T.F. BEWLEY (a cura di), *Advances in Economic Theory, Fifth World Congress*, Cambridge University Press, New York.

⁵⁶ Alla fine degli anni Ottanta, la pressione sui governi italiani da parte delle istituzioni economiche europee e internazionali divenne fortissima. Mentre per la gran parte dei paesi europei le politiche di privatizzazione e liberalizzazione dei servizi di pubblica utilità muovevano dalla convinzione che ciò avrebbe condotto a significativi guadagni di efficienza, nel caso italiano, le privatizzazioni rappresentavano anche uno strumento attraente per alleggerire i costi sociali del risanamento del bilancio pubblico e, in parte, sembravano poter dare sostegno alle politiche di riduzione dell'elevato debito pubblico.

⁵⁷ Ciò ha comportato una necessità minore rispetto al passato di nuovi investimenti infrastrutturali,

Anche l'esperienza di privatizzazione inglese, pur in presenza di aspetti controversi, ha contribuito ad alimentare il dibattito in atto, ed ha costituito un naturale punto di riferimento nelle successive esperienze di privatizzazione, soprattutto per la diretta applicazione delle prescrizioni teoriche relative alla separazione gestionale e proprietaria degli elementi della filiera produttiva caratterizzati da condizioni di monopolio naturale⁵⁸. Infine, è da segnalare la spinta delle istituzioni europee verso un arretramento dell'intervento pubblico, sotto forma di produzione di beni e servizi, attraverso la promulgazione di direttive e regolamenti tesi a favorire l'apertura del mercato alla concorrenza.

La progressiva riduzione dell'intervento pubblico diretto nella produzione dei servizi di pubblica utilità e, in particolar modo, nei servizi pubblici locali ad alto contenuto imprenditoriale, è, quindi, un fenomeno che, con diversa intensità, ha riguardato, negli ultimi venti anni, molti paesi europei. Tuttavia, il crescente ruolo dei privati nella gestione diretta dei servizi pubblici non comporta la fine dell'intervento pubblico, ma la sua ridefinizione, attraverso lo spostamento del baricentro dalla produzione del servizio alla regolazione del settore e alla predisposizione delle politiche volte all'introduzione della concorrenza. Infatti, la semplice sostituzione di monopoli privati a monopoli pubblici, in industrie caratterizzate da situazioni di monopolio naturale, non permette né la protezione dei consumatori dalla posizione monopolistica del monopolista privato né l'introduzione di forme di concorrenza indiretta al fine di fornire alle imprese, operanti in regime di monopolio, gli incentivi, tipici di un mercato concorrenziale, a produrre al minimo costo.

specialmente in alcuni settori (elettricità, telefonia, ferrovie). D'altra parte, permangono ostacoli tecnico-ambientali alla replicabilità di alcune infrastrutture, tipicamente le reti, che impediscono, di fatto, che la concorrenza si sviluppi lungo l'intera filiera produttiva del servizio. In linea di principio, nella misura in cui si ritiene che un aumento della concorrenza sia utile ad incrementare il benessere collettivo, gli investimenti che creano le condizioni tecniche per l'interazione di più soggetti sono di interesse pubblico e quindi dovrebbero rientrare nella sfera degli investimenti pubblici di competenza dello Stato. Peraltro, negli anni più recenti si è sviluppata una letteratura e si sono moltiplicate esperienze di partecipazione dei privati al finanziamento delle infrastrutture, circostanza questa che può essere assolutamente inclusa tra quelle che hanno sollecitato il dibattito sull'apertura al mercato dei servizi di pubblica utilità. Sull'argomento si veda PEDONE A. (2003), "Pubblico e privato nel finanziamento delle infrastrutture", in GUERRA C., ZANARDI A. (a cura di), *La finanza pubblica italiana*, Rapporto 2003, Il Mulino, Bologna, pp. 171-191.

⁵⁸ La privatizzazione consiste nel parziale o totale trasferimento della proprietà di un'impresa dal settore pubblico a quello privato e rappresenta quindi un processo antitetico a quello della nazionalizzazione. In particolare, si possono evidenziare due diverse forme di privatizzazione: la *privatizzazione formale* e la *privatizzazione sostanziale*. Con la prima gli enti pubblici economici vengono trasformati in società per azioni, e quindi assoggettati alle norme di diritto privato pur rimanendo sotto il controllo del soggetto economico pubblico; la seconda forma di privatizzazione si verifica, invece, quando il pacchetto azionario di controllo di tali società è ceduto dallo Stato a soggetti privati. Le motivazioni alla base delle numerose iniziative di privatizzazione cui si è assistito in Europa, negli anni Ottanta, hanno carattere sia economico sia politico: dal lato economico, il fallimento del modello keynesiano – che sosteneva la politica di ampliamento del deficit del bilancio pubblico come strumento di riforma del mercato ed espansione dello Stato mediante il sostegno statale alla crescita economica e all'occupazione – si è manifestato in parallelo con l'esigenza di risanamento dei bilanci statali; le motivazioni politiche riguardano, invece, il convincimento di una parte ideologica, quella conservatrice, che le privatizzazioni siano uno strumento di democratizzazione, grazie all'apertura del capitale azionario ad un pubblico diffuso, e la considerazione per cui tale processo riduca il potere delle organizzazioni sindacali, che, non potendo più sperare in ambigui sussidi incrociati alle imprese pubbliche, devono quindi adattarsi alle regole di mercato. Sul punto si veda, tra gli altri, CASSESE S. (1998), "Le privatizzazioni: arretramento o riorganizzazione dello Stato?", in G. MARASÀ (a cura di), *Profili giuridici delle privatizzazioni*, Giappichelli, Torino, pp. 1-11.

La strada seguita per tutelare i consumatori e, contemporaneamente, fornire alle imprese i corretti incentivi alla minimizzazione dei costi consiste, quindi, nell'introduzione di forme di *concorrenza potenziale*⁵⁹ – si parla in questo caso di *contendibilità del mercato*⁶⁰ – e di *concorrenza per il mercato*⁶¹ nelle attività ove, per l'esistenza di monopoli naturali, non sia possibile introdurre la *concorrenza nel mercato*⁶², delineando così un nuovo assetto strutturale del settore dei servizi di pubblica utilità.

La *concorrenza per il mercato* si fonda sull'ipotesi che le imprese abbiano la stessa opportunità di accedere agli input della produzione e che non colludano tra loro⁶³. Essa ha luogo attraverso interventi che mirano a creare artificialmente le condizioni di contendibilità del monopolio naturale sottostante un servizio di pubblica utilità, infatti le imprese competono tra loro per ottenere il diritto a servire il mercato. I principali strumenti elaborati dalla teoria economica per introdurre la concorrenza in industrie altrimenti monopolistiche sono il *franchise-bidding*⁶⁴, la *yardstick competition*⁶⁵ e la *capital market competition*.

Il *franchise-bidding*, o asta competitiva, consiste nell'attribuzione ad imprese private, tramite il ricorso ad asta competitiva, del diritto (esclusivo o in concorrenza con altri) ad offrire un dato servizio, in una data area geografica e alle condizioni specificate nel bando di concorso indetto dall'ente pubblico appaltante il servizio⁶⁶. Sebbene l'intuizione che meccani-

⁵⁹ La *concorrenza potenziale* si estrinseca nella possibilità di entrare ed uscire dal mercato senza costi. In tal caso, la minaccia di entrata di altre imprese spinge l'impresa monopolistica ad adottare comportamenti efficienti che si traducono nella fissazione di prezzi uguali ai costi medi, ovvero ad una condizione di ottimo di *second best*, che consente di raggiungere il massimo benessere garantendo, allo stesso tempo, l'equilibrio economico all'impresa.

⁶⁰ Sulla contendibilità del mercato si vedano, per tutti, BAUMOL W.J., PANZAR J.C. & WILLING R.D. (1982), *Contestable Markets and the Theory of Industry Structure*, Harcourt Brace Jovanovich, New York.

⁶¹ Sul tema della concorrenza per il mercato si vedano DEMSETZ H. (1968), "Why Regulate Utilities?", *Journal of Law and Economics*, 11: 55-66; KAHN A.E. (1971), *The Economics of Regulation*, J. Wiley and Sons, New York; VICKERS J., YARROW G. (1988), *Privatisation: an economic analysis*, MIT Press, Cambridge; VICKERS J., YARROW G. (1991), "Reform of the Electricity Supply Industry in Britain: An Assessment of the Development of Public Policy", *European Economic Review*, 35(2/3): 485-495; HENRY C. (1993), "Public Service and Competition in the European Community Approaches to Communications Networks", *Oxford Review of Economics Policy*, 9(1): 45-66; e GULLÌ F. (1995), "Liberalizzazione e concorrenza per il mercato dei servizi di pubblica utilità: un caso significativo di non-price competition", *Economia e politica industriale*, 88; SPIEZIA F. (2004), *I servizi pubblici locali*, Giuffrè, Milano.

⁶² Sul tema della concorrenza nel mercato si vedano CERVIGNI G., D'ANTONI M. (2001), *Monopolio naturale, concorrenza, regolamentazione*, Carocci, Roma; MELE R. (2003), *Economia e gestione delle imprese di pubblici servizi tra regolamentazione e mercato*, Cedam, Padova.

⁶³ Sul punto si veda DEMSETZ H. (1968), "Why Regulate Utilities?", *Journal of Law and Economics*, 11: 55-66.

⁶⁴ Per un approfondimento dei meccanismi del *franchise-bidding* si vedano WILLIAMSON O.E., (1976) "Franchise bidding for natural monopolies: in general and with respect to CATV", *Bell Journal of Economics and Management Science*, 7(1): 73-104; MILGROM P. (1979), "A Convergence Theorem for Competitive Bidding with Differential Information", *Econometrica*, 47(3): 679-688; e MCMILLAN J. (1994), "Selling Spectrum Rights", *Journal of Economic Perspectives*, 8(3):145-162.

⁶⁵ Sul tema della *yardstick competition* si vedano, tra gli altri, FARRELL M.J. (1957), "The Measurement of Productive Efficiency", *Journal of the Royal Statistical Society*, 120(3): 253-290; e SHLEIFER A. (1985), "A Theory of Yardstick Competition", *RAND Journal of Economics*, The RAND Corporation, 16(3): 319-327.

⁶⁶ Tale procedura è stata utilizzata estensivamente in Francia, specialmente nel settore idrico; in Gran Bretagna, nel settore ferroviario, nel settore radiotelevisivo e in molti servizi pubblici locali non complessi (ad esempio illuminazione pubblica e igiene urbana); e in Italia è prevista, nel settore idrico, dalla Legge Galli (legge 5 gennaio 1994, n. 36) e dall'art. 35 della Legge finanziaria 2002 sulla riforma dei servizi pubblici locali.

smi d'asta potessero emulare le virtù del mercato venga fatta risalire al contributo seminale di *Chatwick* (1859), i risultati sono stati rigorosamente formalizzati da *Demsetz*⁶⁷ (1968). Le condizioni principali affinché un meccanismo d'asta riesca a produrre una allocazione efficiente sono tre:

- a) riuscire a scrivere un contratto completo;
- b) assicurarsi che i partecipanti all'asta non abbiano comportamenti collusivi;
- c) fissare un'adeguata durata della concessione (e quindi del contratto)⁶⁸.

Occorre, tuttavia, avvertire che la contemporanea presenza di tutte le condizioni richieste si riscontra assai raramente nella realtà.

Per quanto riguarda la completezza dei contratti è ben nota la difficoltà di scrivere contratti che siano capaci di prevedere tutti gli stati del mondo possibili nonché l'insieme dei comportamenti implementabili dai contraenti⁶⁹. D'altra parte, la possibilità di collusione è tanto maggiore quanto minore è il numero di partecipanti, quindi in generale sarebbe opportuno non porre barriere alla partecipazione a procedure di gara. Tuttavia, se da un lato è conveniente aprire la gara d'appalto alla partecipazione del maggior numero possibile di concorrenti in maniera da minimizzare la probabilità di collusione, dall'altro si rischia di assegnare la fornitura di un servizio a soggetti che potrebbero non possedere la necessaria competenza ed esperienza, generando, in definitiva, problemi di selezione avversa⁷⁰.

Il problema collusivo assume connotati ancor più rilevanti nell'ambito dei servizi pubblici locali. In tale contesto, infatti, il numero dei partecipanti alle gare è mediamente basso e crea potenziali incentivi, per le imprese, ad accordarsi in modo da ottenere almeno una concessione tra quelle disponibili sui vari mercati locali, organizzando la loro partecipazione alle procedure di gara⁷¹. La probabilità che si verificano simili situazioni potrebbe essere accentuata anche da un contesto di partenza in cui i soggetti che partecipano alle gare siano gli attuali concessionari (gli *incumbent*) che hanno interesse a cooperare. Nel contesto dei servizi pubblici locali sarebbe, quindi, sotto questo punto di vista, cruciale incentivare la partecipazione alle gare da parte di soggetti nuovi (ad esempio società straniere), che possano avere maggiore incentivo a deviare dall'equilibrio

⁶⁷ Cfr. DEMSETZ H. (1968), "Why Regulate Utilities?", *Journal of Law and Economics*, vol. 11, pp. 55-66.

⁶⁸ Inoltre, nei servizi pubblici non complessi l'asta competitiva si differenzia dal *franchising* in senso stretto perché il concessionario non sopporta nessun rischio di vendita, in quanto il servizio è direttamente venduto dall'ente pubblico concessionario del servizio, e per questo prende il nome di *compulsory competitive tendering*.

⁶⁹ È il caso, ad esempio, che molti decisori pubblici debbono affrontare nella predisposizione dei contratti di servizio applicabili nei confronti delle imprese (private) che si aggiudicheranno il diritto a fornire il servizio.

⁷⁰ Tipicamente, una condizione posta nei bandi per la partecipazione ad una gara è che i soggetti partecipanti abbiano maturato un certo numero di anni di esperienza nella produzione o nella fornitura del servizio in oggetto. Tali condizioni, da un lato limitano di gran lunga la possibilità di partecipare alla gara da parte di nuovi entranti, dall'altro implicano una riduzione del numero di partecipanti creando così le condizioni per comportamenti collusivi.

⁷¹ In termini formali, questo risultato è molto simile a quello generato da un modello di oligopolio dove le imprese competono *à la Cournot*, nel caso in cui queste facciano un *commitment* che conduca alla produzione della quantità aggregata di monopolio e alla spartizione del *surplus*. Sul tema si veda, per tutti, COURNOT A.A. (1838[1980]), *Recherches sur les principes mathématiques de la théorie des richesses*, Hachette, Paris (reprint in COURNOT A.A. (1980), *Oeuvres complètes*, vol. III, G. Jorland ed., Librairie philosophique J.Vrin, Paris.

cooperativo.

Per quanto riguarda la durata del contratto, è consolidato, dal punto di vista teorico, che la durata della concessione non debba essere né troppo breve né troppo lunga, poiché nel primo caso si scoraggerebbe il concessionario dal realizzare il livello ottimale di investimenti mentre, nel secondo caso, si correrebbe il rischio di temperare eccessivamente la pressione della concorrenza che l'*incumbent* subisce all'avvicinarsi della scadenza del suo mandato. Per trovare un equilibrio tra questi due elementi, si è tentato di studiare dei meccanismi di trasferimento degli *asset* tali da non disincentivare l'investimento dell'*incumbent*, anche qualora la durata della concessione sia relativamente breve. Questa situazione è particolarmente rilevante quando non è pensabile una duplicazione della rete, ossia se i *sunk cost* legati alla produzione del servizio sono così elevati da impedire la contendibilità del mercato⁷².

In alcuni casi, l'applicabilità della gara è però sconsigliata dalla stessa natura dei servizi pubblici, in particolare in caso di servizi tecnologicamente complessi, in presenza di forti investimenti e nel caso di difficoltà nella valutazione degli *asset* da trasferire. In tali circostanze è possibile introdurre nel settore forme di regolazione economico-tariffaria, o meglio, è possibile introdurre la *yardstick competition*, o concorrenza per comparazione, che permette di introdurre elementi di concorrenza indiretta attraverso una formula tariffaria nei servizi di pubblica utilità. Infatti, il regolatore può ridurre il *gap* informativo, esistente con le imprese, utilizzando la struttura industriale delle *public utility*: la remunerazione di un'impresa regolata è fatta dipendere in qualche modo dalle *performance* di imprese analoghe ma operanti su altri mercati. In altri termini, il prezzo che ogni impresa può praticare è legato ad una certa funzione dei costi delle altre imprese nell'industria. In questo modo, attraverso un effetto di concorrenza indiretta, ogni impresa ha un incentivo a tagliare i costi e ad assumere comportamenti efficienti, in quanto è *residual claimant* della differenza fra i propri costi e quelli dell'intera industria (*industry yardstick*). In altre parole, ogni impresa, anziché essere regolata su base individuale, riceve un compenso, o le è permesso praticare un prezzo, per il servizio prestato ai cittadini che dipende dalla sua efficienza relativa⁷³. Tale procedura è stata utilizzata, ad esempio, nell'industria idrica in Inghilterra e in Galles.

Infine, la *capital market competition*, o competizione tramite il mercato azionario, si basa sul mercato azionario come strumento di simulazione della concorrenza: se le imprese sono effettivamente scalabili la minaccia di un *take-over* dovrebbe indurre il *management* ad assumere quei comportamenti efficienti (minimizzazione dei costi) tipici di un mercato competitivo⁷⁴. Naturalmente, affinché le imprese di pubblica utilità siano effettivamente scalabili non è sufficiente una privatizzazione formale, ma è richiesta la dismissione delle partecipazioni

⁷² L'esperienza italiana è densa di situazioni in cui le gare hanno mantenuto inalterate le situazioni esistenti – cioè assegnato il servizio all'*incumbent* – generando disaffezione nei confronti dei potenziali meccanismi di liberalizzazione.

⁷³ Nella pratica, l'utilizzo della *yardstick competition* come strumento di regolazione è complicato dal fatto che le imprese oggetto della comparazione, pur offrendo gli stessi servizi, si trovano ad operare in condizioni talvolta molto diverse, dal punto di vista della scala, della densità di utenti, eccetera.

⁷⁴ Comunque, la concorrenza attraverso il mercato azionario dovrebbe essere abbinata a forme tradizionali di regolazione economica, in quanto riesce a produrre gli incentivi alla minimizzazione dei costi ma non riesce a proteggere i consumatori dall'abuso di posizioni monopolistiche.

di controllo da parte dello Stato o degli Enti locali. Poiché per la sua attuazione necessita di una privatizzazione sostanziale la competizione tramite il mercato azionario richiede tempi più lunghi per la sua applicazione rispetto alle altre forme di concorrenza per il mercato, anche perché il soggetto economico pubblico è piuttosto restio a cedere il pacchetto di controllo delle imprese di pubblica utilità.

1.7 Il monopolio privato regolato e la concorrenza nel mercato

Le precedenti considerazioni aprono all'esistenza di una possibile relazione di complementarità tra le politiche di concorrenza per il mercato e gli interventi pubblici tesi a favorire la *concorrenza nel mercato* di cui si ripercorrono brevemente gli aspetti principali.

La concorrenza nel mercato consiste di fatto nella stipula di un contratto tra lo Stato o un Ente Locale e l'impresa concessionaria. In generale, non è rilevante che la concessione sia stata acquisita grazie ad una procedura di affidamento diretto ovvero dopo una procedura d'asta seguita ad un bando di gara. In entrambi i casi il problema che deve affrontare il regolatore è quello di scrivere il contratto in maniera da inserirvi degli elementi utili ad influenzare il comportamento dell'impresa concessionaria così da incentivarla ad assumere quelle decisioni produttive e allocative che essa assumerebbe spontaneamente in un ipotetico contesto competitivo. Innanzitutto, le politiche per la concorrenza nel mercato, proposte dalla letteratura economica o applicate in contesti reali, possono essere classificate in tre grandi approcci:

a) *approccio cost-plus*, con il quale, a partire dall'ammontare e dalla struttura dei costi dell'impresa concessionaria, si fissa la dinamica dei ricavi. Tale approccio è stato declinato in pratica con il meccanismo del *Rate of Return (ROR)*, molto utilizzato nell'esperienza di regolazione statunitense, che garantisce un margine di rendimento sul valore del capitale investito. Il principale limite dell'approccio *cost-plus* è rappresentato dalla presenza di asimmetrie informative tra regolatore e impresa concessionaria. Infatti, il primo ha informazione limitata sull'ammontare e sulla struttura dei costi dell'impresa, la quale avrà, quindi, incentivo, da un lato a dichiarare un costo maggiore di quello effettivo (selezione avversa), dall'altro a non impegnarsi a sufficienza per contenere i costi stessi (azzardo morale). Nel caso particolare del ROR, questi limiti implicano un chiaro incentivo per l'impresa concessionaria ad adottare tecnologie a maggiore intensità di capitale, anche qualora queste non siano coerenti con l'efficienza allocativa, ad esempio perché il prezzo del capitale è eccessivamente elevato;

b) *approccio fix-price*, con il quale, in sostanza, si fissa una regola di variazione dei prezzi del servizio, regola cui l'impresa concessionaria è tenuta ad attenersi. Tale approccio ha trovato applicazione attraverso il meccanismo del *price-cap*, che consiste, una volta stabilito un livello iniziale del prezzo del servizio, nel consentire all'impresa concessionaria di adeguare la dinamica del prezzo all'inflazione a meno di un parametro esogeno fissato dallo Stato o dell'Ente locale, e che ha la funzione di incentivare l'impresa concessionaria ad un

contenimento dei costi. I principali vantaggi di un approccio *fix-price* sono, in primo luogo la quantità esigua di informazione richiesta, in secondo luogo l'incentivo alla riduzione dei costi. Per contro, il principale svantaggio è dato dal fatto che è difficile per il regolatore distinguere una riduzione di costo generata da investimenti in innovazione tecnologica e/o organizzativa piuttosto che da tagli agli standard qualitativi del servizio offerto. Un ulteriore svantaggio del *price-cap* è legato alle modalità di fissazione del prezzo nell'anno base;

c) l'ultimo approccio è emerso come conseguenza dei risultati di un filone teorico, rappresentato dalla teoria degli incentivi, sviluppato in maniera decisiva dai contributi di Laffont e Tirole⁷⁵. L'idea è quella di non offrire un contratto monodimensionale all'impresa concessionaria, come nei precedenti due approcci che si concentravano di fatto sul prezzo, bensì un contratto che preveda più elementi: tipicamente oltre al prezzo si fissa anche una regola di fissazione di un sussidio che lo Stato o l'Ente locale sono tenuti a versare all'impresa concessionaria. Il principale vantaggio di tale approccio è rappresentato dalla sua capacità di fronteggiare le asimmetrie informative che caratterizzano il rapporto tra regolatore e impresa regolata⁷⁶.

Oltre alle criticità messe in evidenza nei singoli punti, ci sono altri elementi, comuni a tutti e tre gli approcci, che possono far emergere inefficienze qualora si scelga un assetto di monopolio privato regolamentato, sia con riferimento ai servizi di pubblica utilità, sia con riferimento specifico ai servizi pubblici locali.

In primo luogo, quando il servizio di pubblica utilità è fornito da un monopolista privato gli utenti non hanno né l'opzione di *exit*, che avrebbero in condizioni di concorrenza, né l'opzione di *voice*, che gli utenti potrebbero teoricamente esercitare qualora il servizio fosse fornito da imprese sotto il controllo diretto delle istituzioni politiche⁷⁷.

In secondo luogo, la presenza di un monopolista privato (poiché regolato) comporta necessariamente un'attività di regolazione *in itinere*, che comporta anch'essa dei costi, un tema – quello dei costi della regolazione – su cui la letteratura economica si è cimentata con minore passione.

In terzo luogo, qualora il meccanismo di *voice* funzionasse adeguatamente, le condizioni

⁷⁵ La moderna teoria della regolazione (*New Regulatory Economics*), che prende l'avvio dal pionieristico studio di Laffont e Tirole (1993), si fonda sul superamento dei problemi di asimmetria informativa tra il regolatore (principale) e impresa regolata (agente) attraverso la definizione di un sistema di incentivi. Sull'argomento si vedano LAFFONT J.J., TIROLE J. (1987), "Auctioning Incentive Contracts", *Journal of Political Economy*, volume 95, pp. 921-37, e LAFFONT J.J., TIROLE J. (1993), *A Theory of Incentives in Regulation and Procurement*, MIT Press, Cambridge (MA).

⁷⁶ I modelli di regolazione incentivanti si distinguono in due grandi categorie, i modelli che utilizzano i meccanismi bayesiani di incentivi (BARON E MYERSON, 1982; SAPPINGTON, 1983; LAFFONT E TIROLE, 1986) e quelli che utilizzano modelli non bayesiani (VOGELSANG, 2002), tra cui ricordiamo il *price cap*, che, negli ultimi anni, ha assunto un ruolo preminente nella regolazione delle tariffe Cfr. MARZI G. (2006), *op.cit.*

⁷⁷ L'esercizio della *voice* è poi ulteriormente complicato, in linea di principio, quando responsabilità pubbliche e private si sovrappongono. Potrebbe essere il caso, ad esempio, della gestione di servizi pubblici locali da parte di società private a capitale pubblico qualora nel consiglio di amministrazione siedano esponenti politici locali. Si vedano, ad esempio, GAVANA G., OSCULATI F., ZATTI A. (2006), "Il capitalismo municipale e le esternalizzazioni fredde. Qualche rimedio", in MARRELLI M., PADOVANO F., RIZZO I. (a cura di), *Servizi pubblici*, Franco Angeli, Milano.

operative di un'impresa pubblica potrebbero essere in linea di principio modificate in qualsiasi momento, mentre i contratti di servizio stipulati con un'impresa privata concessionaria possono essere modificati solo con l'accordo delle parti (salvi casi di gravi motivazioni) o alla scadenza degli stessi. Si tenga inoltre conto del fatto che interventi ricorrenti di modifica dei contratti di servizio durante la loro vigenza possono avere effetti sulla reputazione dello Stato nella sua attività di regolazione e ridurre fortemente l'incentivo da parte degli investitori privati ad operare in tali settori, con possibili problemi di selezione avversa.

In quarto luogo, con specifico riferimento al ricorso al mercato per la fornitura di servizi pubblici locali, esiste un problema istituzionale aggiuntivo, che si configura come asimmetria di potere rispetto al governo centrale.

Nel caso degli Enti locali, infatti, la privatizzazione dei servizi pubblici corrisponde, con una certa probabilità, ad una cessione di potere maggiore a quella implicita nella cessione delle *utility* nazionali da parte del governo centrale. In quest'ultimo caso, infatti, lo Stato centrale rinuncia al ruolo di produttore del servizio per assumere quello di regolatore. Inoltre, lo Stato centrale mantiene strumenti piuttosto potenti di intervento da utilizzare qualora lo ritenesse necessario, fatta salva la necessità di non provocare effetti deteriori sulle aspettative e sulle decisioni degli investitori internazionali. Gli Enti locali, in particolare i Comuni, non hanno invece potere legislativo, e il loro coinvolgimento nella regolazione dei mercati dei servizi pubblici locali potrà forse avvenire in modo più indiretto, soprattutto in presenza di autorità di regolazione settoriali.

1.8 La libera concorrenza e l'esigenza di regolazione

Nella letteratura economica, per quanto riguarda l'efficienza, c'è un sostanziale accordo sulla superiorità dell'assetto concorrenziale e quindi una certa preferenza della soluzione concorrenziale rispetto alle altre alternative. Pertanto, si ritiene che ogniquale volta sia possibile introdurre elementi sostanziali di concorrenza in segmenti del processo produttivo di un servizio di pubblica utilità, questo sarà il modo migliore per avvicinarsi il più possibile ad una allocazione di *first best*⁷⁸.

Al contrario della struttura concorrenziale, sia il monopolio pubblico sia quello privato regolato danno luogo a possibili inefficienze, come precedentemente illustrato⁷⁹; inoltre, la

⁷⁸ Si ricordi che un'allocazione ottima di *first best* implica la definizione di un prezzo uguale al costo marginale, che massimizza il *surplus* dei consumatori ma determina perdite per l'impresa, caratterizzata da una funzione di costo medio monotonicamente decrescente fino alla capacità produttiva massima, dal momento che questa riesce a coprire solo i costi variabili di produzione e non quelli fissi. Tale soluzione, pertanto, richiede un intervento da parte dello Stato, in forma di sussidio, a copertura delle perdite che vengono così finanziate dalla fiscalità generale. Per questo motivo, la teoria economica tradizionale ha sviluppato modelli di regolazione delle tariffe basati alternativamente sul raggiungimento di condizioni di *first best* o di *second best*, quest'ultime caratterizzate da una riduzione del benessere sociale commisurata alla copertura dei costi sostenuti dall'impresa erogatrice del servizio. Per questo risultato si veda NEWBERY D. (2004), *op. cit.* e la letteratura ivi citata.

⁷⁹ Rispetto alla concorrenza, infatti, questa struttura di mercato (monopolio) esercita una minor pressione sulla relazione tra costi e ricavi, e quindi rende più labile la ricerca dell'equilibrio economico ed anche il

letteratura economica non ha raggiunto un consenso né unanime né maggioritario, sulla generale superiorità di un assetto monopolistico rispetto all'altro⁸⁰: in entrambi i casi infatti intervengono fallimenti del mercato o fallimenti dello Stato⁸¹.

Sulla scorta di queste considerazioni l'Unione Europea ha gradualmente proposto, a partire dalla metà degli anni Ottanta del secolo scorso, un modello di gestione dei servizi di pubblica utilità caratterizzato dall'eliminazione di tutte le posizioni di monopolio (pubblico e privato) contrastanti le norme e i principi fondanti l'Unione Europea, tesi, invece, alla costituzione di un mercato unico di beni e servizi, e dunque all'apertura dei singoli mercati al libero gioco della concorrenza. Perciò, il perseguimento dei principi di efficacia ed efficienza in condizioni di economicità contemporaneamente al raggiungimento di un'elevata qualità del servizio per il cittadino utente e per le imprese si pone come obiettivo principale delle liberalizzazioni e delle privatizzazioni che, negli ultimi anni, hanno investito il settore dei servizi di pubblica utilità.

Difatti, secondo l'articolo 86 (ex art. 90) del Trattato istitutivo dell'Unione Europea la gestione dei servizi di interesse economico generale deve essere assicurata da imprese – la cui natura giuridica può essere indifferentemente pubblica o privata – che operino in modo indipendente sul mercato e in regime di concorrenza. Il trattato prevede, tuttavia una deroga solo quando la missione dello svolgimento di queste attività può essere compromessa se affidata alle regole di mercato (servizi universali e servizi a rete) mentre lo esclude esplicitamente nei casi in cui la restrizione della concorrenza non favorisca assolutamente il raggiungimento della missione di servizio di interesse economico generale. Pertanto, allo stato attuale, il settore dei servizi di pubblica utilità comprende attività che sono in parte liberamente gestite da imprese che operano su mercati concorrenziali, in parte da imprese che hanno l'obbligo di realizzare e gestire infrastrutture di rete, nonché di produrre ed erogare servizi rispettando gli obblighi previsti per la fornitura del servizio universale.

Sebbene il processo di liberalizzazione e di apertura dei mercati dei servizi di pubblica utilità alla concorrenza sia ormai generalizzato e ad uno stadio avanzato, così come indicato dalla teoria economica, non è pensabile abbandonare tali mercati all'iniziativa privata, confidando soltanto nella forza delle regole della concorrenza per realizzare obiettivi di interesse sociale: occorrono politiche di regolazione sempre più articolate e complesse, disegnate in modo da rendere compatibili gli interessi dei gestori privati con quelli della collettività.

Come è emerso dall'analisi, questa richiesta è generalmente condivisa nei casi di subaddittività forte della funzione di costo, ossia in presenza delle condizioni di monopolio naturale tradizionale. Infatti, per evitare consistenti perdite di benessere sociale, la privatizzazione dell'impresa che gestisce in regime di monopolio l'erogazione del servizio deve necessariamente essere accompagnata da una stringente regolazione del suo comportamento nel mercato, per quanto riguarda le tariffe, la qualità e l'universalità del servizio. Ma anche nei casi

perseguimento dell'economicità nella gestione dell'impresa di servizi di pubblica utilità.

⁸⁰ L'evidenza empirica può supportare la maggiore efficienza di un monopolio privato regolato rispetto ad un monopolio pubblico (o viceversa) in particolari contesti e con riferimento a particolari servizi.

⁸¹ In entrambi i casi, si trovano, alla base di tali fallimenti, comportamenti di tipo opportunistico da parte degli amministratori delle imprese pubbliche o delle imprese private, nonché la presenza di asimmetrie informative, come precedentemente illustrato.

di subaddittività lieve della funzione di costo, nei quali la prossimità della curva dei costi unitari e dei costi marginali lascia pensare a minori perdite di benessere sociale di una gestione privatistica dell'impresa monopolistica, occorrono ugualmente attenti e sofisticati interventi di regolazione.

D'altronde, nel caso di un servizio di pubblica utilità, raramente può risultare sufficiente la promozione della "concorrenza per il mercato", oppure la verifica dell'esistenza di condizioni di "contendibilità" del mercato. Infatti, i sistemi di aggiudicazione della concessione sono nella realtà molto complessi, in quanto gli obiettivi da prefissare nelle gare sono spesso articolati e di difficile quantificazione, e richiedono un continuo monitoraggio delle attività del concessionario. Dall'altra parte, i mercati dei servizi di pubblica utilità sono spesso poco contendibili, sia perché il processo produttivo è caratterizzato da ingenti *sunk cost*, sia perché i tempi di entrata sono inevitabilmente lunghi e l'*incumbent* può reagire contro il concretizzarsi di minacce esterne.

Infine, anche nei casi nei quali non vi siano controindicazioni sul piano tecnologico ed organizzativo alla coesistenza nei mercati dei servizi di pubblica utilità di numerose imprese (pubbliche o private che siano), la politica di regolazione può ancora essere raccomandata per diverse ragioni. Molti settori sono caratterizzati dalla presenza di una rete gestita in condizioni monopolistiche che rappresenta un *input* essenziale per tutte le imprese che operano in concorrenza tra loro negli altri segmenti complementari del mercato⁸².

Quindi, per garantire l'effettivo sviluppo della competizione, occorre evitare abusi o comportamenti anticompetitivi sia in termini di prezzo sia di qualità del servizio da parte dell'*incumbent*, che in generale risulta il gestore della rete e allo stesso tempo concorrente nei segmenti complementari. La stessa scelta strutturale del mercato, ossia se permettere all'operatore ex monopolista di operare in tutti i settori del mercato o limitare la sua operatività solo in certi segmenti, diviene cruciale per lo sviluppo della competitività nei mercati. L'esigenza di garantire un servizio universale, tale che ciascun individuo possa godere di quel servizio a prezzi e livelli di qualità ragionevoli, richiede inoltre, la necessità di definire regole e modalità di ripartizione dell'onere del servizio tra i diversi operatori al fine di promuovere una crescente concorrenza nel mercato.

L'obiettivo prioritario della regolazione europea dei servizi di pubblica utilità è, quindi, il perseguimento delle finalità pubbliche, in tema di efficienza economica ed equità, che sussistono nell'ambito di questi servizi essenziali, prodotti, tra l'altro, in settori ancora monopolistici o, comunque, non sufficientemente concorrenziali. Infatti, mentre con la proprietà diretta delle imprese lo Stato è in grado di perseguire una pluralità di obiettivi di interesse collettivo, quando le imprese di pubblica utilità sono oggetto di privatizzazione emerge la necessità di rendere esplicito ed autonomo il ruolo della regolazione, impedendo che il perseguimento degli obiettivi di carattere pubblico che permangono, venga meno assieme alla proprietà⁸³.

⁸² Nel settore dell'energia elettrica, più specificatamente nel segmento della generazione, possono operare più imprese in concorrenza, le quali, però, devono chiedere l'accesso alla rete di trasmissione ad alta e bassa tensione per raggiungere l'utente finale.

⁸³ Dal punto di vista dell'efficienza economica è necessario tutelare il consumatore di fronte al potere di mercato delle aziende produttrici operanti, per ragioni oggettive, in mercati poco concorrenziali e di fronte ad

Gli obiettivi perseguiti dall'attività di regolazione dell'Unione Europea, dunque, risultano più complessi ed estesi rispetto agli obiettivi realizzabili attraverso il solo impiego di processi di apertura alla concorrenza nei settori di pubblica utilità; infatti, questi ultimi rispondono esclusivamente ad esigenze di efficienza economica mentre l'attività di regolazione è dettata da obiettivi di massimizzazione del benessere sociale, che includono sia aspetti di efficienza sia aspetti di equità. La regolazione dei settori di pubblica utilità, è, quindi, una questione delicata e molto complessa e la sua complessità è dovuta proprio agli sforzi per cercare di trovare corretti equilibri tra intervento pubblico ed apertura dei mercati. In conclusione, si può affermare che la missione affidata alla regolazione europea miri al raggiungimento dei seguenti obiettivi:

- promuovere la concorrenza e l'efficienza nel settore dei servizi di pubblica utilità;
- garantire le migliori condizioni di qualità e di prezzo per i consumatori compatibili con un'equa remunerazione del capitale investito, in aziende efficienti, ovvero operanti ai minimi costi a parità di servizio, cioè in condizioni di soddisfacente economicità e redditività;
- garantire, anche attraverso la definizione di obblighi di servizio universale, la disponibilità del servizio ed eque condizioni di accesso per tutta la collettività, impedendo nello stesso tempo discriminazioni non accettabili tra gli utenti;
- realizzare un sistema tariffario certo, trasparente e basato su criteri predefiniti;
- tutelare gli interessi degli utenti e dei consumatori⁸⁴.

I processi di liberalizzazione nei settori di pubblica utilità hanno così delineato nuovi rapporti tra disciplina *antitrust* e politiche di regolazione. Si è affermato un modello in cui le competenze di regolazione sono affidate a diverse *authority* settoriali con compiti di monitoraggio sull'andamento del settore e di controllo sul rispetto dei vincoli stabiliti, mentre le competenze generali di tutela della concorrenza sono affidate ad un'Autorità *antitrust*, unica nel mercato. In questo quadro, l'azione di garanzia della concorrenza propria dell'Autorità *antitrust* può essere svolta con maggiore efficacia, potendo contare sul contributo specialistico delle *authority* settoriali di regolazione: politiche di tutela della concorrenza e politiche di regolazione divengono, così strumenti complementari per assicurare un efficiente funzionamento dei mercati⁸⁵.

altri possibili fallimenti del mercato, quali, ad esempio, la possibile incompletezza derivante da discontinuità geografica o temporale dell'offerta di beni e servizi pubblici essenziali. Si tratta di casi "a mano invisibile debole", non in grado di rendere coerente il perseguimento dei tradizionali obiettivi privatistici, quali la remunerazione del capitale investito, con la massimizzazione del benessere sociale. Dal punto di vista dell'equità l'obiettivo da perseguire consiste prevalentemente nell'evitare ingiuste discriminazioni tra gli utenti, in relazione ad un servizio ritenuto essenziale, basate su diversità nelle caratteristiche dei consumatori non ritenute rilevanti sulla base delle concezioni di giustizia distributiva accolte in una determinata società. Tali differenze di trattamento possono consistere in discriminazioni di prezzo e di qualità nell'accesso al servizio.

⁸⁴ Per un approfondimento dell'argomento si vedano BULCKAEN F., CABBINI C. (2000), *op. cit.*

⁸⁵ In particolare, è indispensabile un'attenta regolazione che supervisioni le relazioni che si instaurano tra proprietario monopolista dell'*essential facility*, soggetti concorrenti che si connettono alla rete e utilizzatori finali. Questa attività di regolazione è necessariamente complessa, di natura intrusiva e con un alto contenuto tec-

Peraltro la regolazione dei servizi di interesse economico generale appare necessaria fino a quando il mercato concorrenziale non funzionerà effettivamente come regolatore dei rapporti tra imprese e come limitatore del potere delle imprese che vi operano. La presenza, nelle fasi iniziali di trasformazione del settore dei servizi di pubblica utilità, di operatori con un rilevante potere di mercato rende non solo necessaria la regolazione ma la rende altresì asimmetrica, per compensare il potere di mercato dell'impresa ex monopolista ed agevolare l'ingresso di nuovi concorrenti.

1.9 Considerazioni conclusive

L'analisi permette di comprendere il ruolo cruciale rivestito dall'Unione Europea nei processi di deregolazione, privatizzazione e liberalizzazione del settore delle *public utility*. D'altronde la caratteristica chiave che contraddistingue i servizi di pubblica utilità è proprio la presenza di un monopolio naturale, pertanto la definizione di un quadro di regole preciso diviene la condizione essenziale e propedeutica alla dismissione delle imprese di pubblica utilità da parte del settore pubblico. Infatti, la regolazione costituisce un valido ed efficace strumento sostitutivo della proprietà pubblica⁸⁶, perché evita di consegnare in mani private dei monopoli naturali che continuerebbero a rappresentare esempi di inefficienza e di sfruttamento di posizioni dominanti.

Un contesto normativo ben disegnato, eliminando questo rischio, consente inoltre di dismettere partecipazioni di maggioranza andando ad incassare anche un premio di controllo. Quindi, la regolazione permette di ridurre, almeno parzialmente, l'innegabile *trade-off* tra la massimizzazione dei proventi della dismissione (attraverso la consegna in mani private di un monopolio naturale) e la creazione di un reale contesto concorrenziale, che resta il principio ispiratore di tutte le direttive comunitarie di settore⁸⁷.

Da queste considerazioni risulta chiaro che, per raggiungere l'efficienza produttiva ed allocativa, la *liberalizzazione del mercato* deve procedere di pari passo con il processo di *privatiz-*

nico di conoscenza specifica del settore, ed è per questo che deve essere svolta da autorità indipendenti che abbiano una forte caratterizzazione specialistica settoriale, le quali devono esercitare tale attività in maniera trasparente, tecnicamente valida, separata rispetto ad obiettivi eterogenei di politica economica ed indipendenti da fattori politici. In questa attività di controllo e supervisione si devono risolvere specificatamente i delicati problemi di determinazione del prezzo di connessione alla rete, di adozione o meno di misure di regolazione asimmetrica, di finanziamento del servizio universale, di rilevazione di informazioni delle aziende regolate, di definizione del grado di concorrenza nei vari segmenti di mercato e nei segmenti contigui. Sull'argomento si vedano, tra gli altri, AA.VV. (1998), *Il sistema tariffario nel settore del gas: un confronto europeo*, Cirioc, Franco Angeli, Milano.

⁸⁶ Non esiste un'evidenza empirica univoca sulla prevalenza dell'impresa privata regolata su quella pubblica. Se infatti è vero che un'impresa pubblica non è soggetta né al rischio di scalata né a quello di bancarotta, l'efficacia dei principali incentivi di mercato pare estremamente limitata anche nel caso di imprese monopoliste private regolate. L'autorità regolatrice, non essendo in grado di sostituirla, deve infatti «scendere a patti» con l'impresa regolata e tollerarne così i margini di inefficienza. L'efficacia degli incentivi di mercato è più significativa laddove esiste una pluralità di imprese operanti in ambiente competitivo, in cui è il mercato stesso a svolgere un ruolo di selezione dei soggetti più efficienti.

⁸⁷ Cfr. DALLOCCIO M., ROMITI S., VESIN G. (2001), *Public Utilities: creazione del valore e nuove strategie*, Egea, Milano, si veda, in particolare, pp. 67-103.

zazione dei servizi di pubblica utilità e con la *regolazione* del settore che, attraverso normative *antitrust*, elimina il rischio che i settori pubblici si trasformino in monopoli privati.

Pertanto, la combinazione di questi tre processi, spezzando sia le barriere legali, sia quelle di fatto⁸⁸, può consentire l'effettiva apertura su scala europea del mercato dei servizi di pubblica utilità alla concorrenza, e si pone come ragione principale della ristrutturazione complessiva dell'industria delle *public utility*.

⁸⁸ Le barriere di fatto sono originate sia dal regime di mercato nel quale i servizi vengono erogati, sia da alcune peculiarità proprie del settore pubblico, e possono essere identificate rispettivamente in barriere da investimento e in barriere organizzative.

CAPITOLO SECONDO

La struttura del settore dell'energia elettrica e del gas naturale in Europa

SOMMARIO: 2.1. Considerazioni introduttive – 2.2. La filiera dell'energia elettrica – 2.3. La filiera del gas naturale – 2.4. Il settore elettrico europeo – 2.5. Il settore europeo del gas – 2.6. Considerazioni conclusive

2.1 Considerazioni introduttive

Il settore dell'energia elettrica presenta alcune peculiarità. La produzione può, infatti, essere svolta e organizzata in qualsiasi luogo. Ciò significa che anche un paese privo di materie prime o di condizioni atmosferiche o geologiche idonee può sempre produrre sul proprio territorio l'energia elettrica, importando le materie prime necessarie oppure ricorrendo alla tecnologia nucleare. Ciò implica che è tecnicamente possibile introdurre la concorrenza di mercato nel segmento della produzione, come sta avvenendo in Italia in conseguenza dell'attuazione delle direttive europee in materia e del decreto Bersani. Per lo stesso principio è possibile introdurre il mercato concorrenziale anche nel segmento della vendita agli utenti finali.

Per la produzione di gas ciò non è possibile poiché il gas è una risorsa naturale. Inoltre, a differenza di altre materie prime, il gas è difficilmente trasportabile su strada o via mare per lunghe distanze. È quindi necessario servirsi di gasdotti che trasportino il gas naturale dai luoghi di estrazione a quelli di consumo. Peraltro, mentre per i paesi ricchi di giacimenti di gas il problema può essere gestito entro i confini nazionali, per gli altri paesi, come l'Italia, che non possiedono cospicue scorte di tali risorse, l'approvvigionamento costituisce un nodo fondamentale che coinvolge anche questioni più generali di politica estera, la soluzione delle quali non sempre è conciliabile con gli obiettivi di efficienza economica interna o anche internazionale. Pertanto, l'unica fase nella quale è possibile introdurre concretamente la concorrenza nel settore del gas è l'attività di vendita.

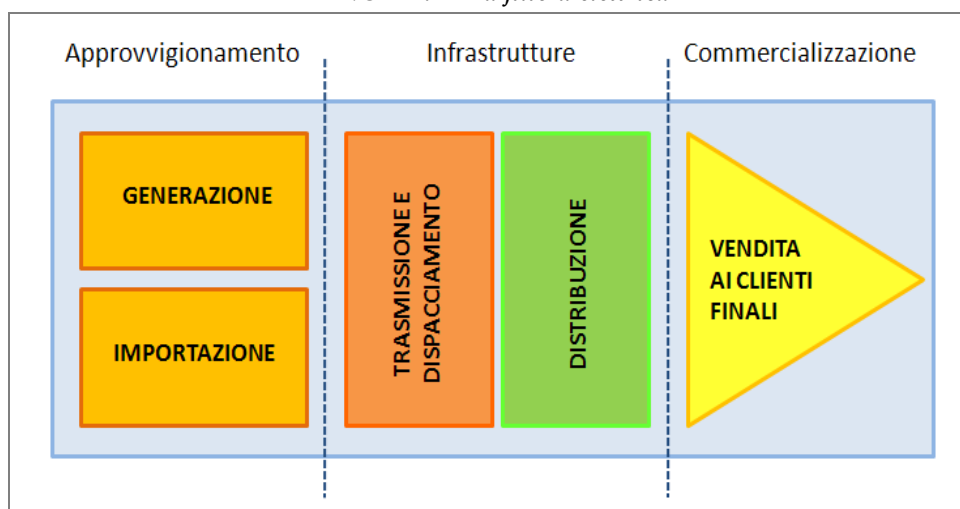
La fase del processo produttivo che condiziona invece la liberalizzazione di questi settori a livello locale è quella della distribuzione. Tale fase, insieme a quella di trasmissione, necessita di infrastrutture a rete e, in questo senso, crea i presupposti per la sostenibilità di condizioni di monopolio naturale.

Appare, quindi, utile all'indagine soffermarsi sull'analisi del settore dell'energia elettrica e del gas naturale all'interno dell'Unione Europea. In particolare, dopo aver descritto le caratteristiche tecniche ed economiche delle singole filiere, il presente capitolo evidenzia il grado di liberalizzazione dei suddetti settori e, infine, delinea il quadro complessivo dell'industria energetica a livello europeo.

2.2 La filiera dell'energia elettrica

La filiera dell'energia elettrica può essere divisa in cinque fasi produttive, logicamente distinte, che possono costituire altrettante aree d'affari. Le fasi sono quelle di generazione, dispacciamento, trasmissione all'ingrosso (linee ad alta tensione), distribuzione su scala locale (media e bassa tensione) e vendita al consumatore finale (allacciamento delle utenze e gestione dei rapporti con la clientela¹, come illustra la Tavola 2.1.

TAVOLA 2.1 – La filiera elettrica



Fonte: Economia e management delle imprese di pubblica utilità, 2005

La fase della *generazione* consiste nella produzione di energia elettrica ad alta tensione mediante la trasformazione di fonti primarie. Gli impianti termoelettrici impiegano combustibili fossili (olio combustibile, gas naturale, carbone) o nucleari, quelli idroelettrici trasformano l'energia cinetica incorporata nell'acqua che attraversa dislivelli; inoltre si sta espandendo, anche per effetto di politiche di incentivazione finalizzate alla protezione

¹ Cfr. DALLOCCHIO M., ROMITI S., VESIN G. (2001), *Public Utilities: creazione del valore e nuove strategie*, Egea, Milano.

dell'ambiente, la produzione da impianti che utilizzano fonti rinnovabili, come l'energia eolica, quella solare e quella ottenibile dalla combustione dei rifiuti. La scala di produzione ottimale varia a seconda della fonte energetica considerata, ma resta in genere piuttosto ridotta rispetto alla dimensione del mercato. Peculiari di questa industria sono le fluttuazioni della domanda energetica sia nel corso di una giornata sia a livello stagionale: per questo motivo una costante dei sistemi di generazione è il significativo eccesso di capacità produttiva, giustificato dall'estrema indesiderabilità di giungere al razionamento della domanda.

Ai fini della minimizzazione del costo totale di generazione è quindi ottimale l'utilizzo di impianti con diverse tecnologie, che sono caratterizzati da un diverso rapporto tra costi fissi e variabili, questi ultimi determinati sostanzialmente dai combustibili impiegati². Dato il profilo del carico, il parco di generazione ottimale comprende impianti a basso rapporto tra costi variabili e costi fissi, attivati per il più elevato possibile numero di ore all'anno a copertura della domanda di base, e impianti ad elevato rapporto tra costi variabili e costi fissi, attivati per un numero ridotto di ore per anno a copertura dei picchi di domanda.

Il *dispacciamento* rappresenta l'anello di congiunzione tra la generazione e la trasmissione, consiste nella determinazione istante per istante dell'insieme di impianti di generazione che devono immettere energia elettrica nella rete. La sua funzione è garantire il bilanciamento continuo tra la domanda proveniente dalla rete e l'offerta: è infatti caratteristica fondamentale dell'energia quella di non essere stoccabile. La non stoccabilità, congiuntamente alla variabilità della domanda, assegna un ruolo cruciale al dispacciamento nel buon funzionamento di un sistema elettrico.

La *trasmissione* è il servizio di trasporto dell'elettricità dal generatore fino ai nodi periferici prossimi all'utenza finale attraverso una rete di cavi ad alta tensione che copre l'intero territorio nazionale, ed ha le caratteristiche di un monopolio naturale a livello nazionale. Una volta immessa sulla rete, l'energia si distribuisce secondo regole fisiche non controllabili: il rapporto tra generatore e utente finale è pertanto del tutto anonimo, nel senso che non è possibile stabilire da dove provenga l'energia elettrica assorbita in un certo punto della rete. Inoltre, lungo la rete hanno luogo delle perdite di energia poiché l'elettricità immessa nella rete si disperde parzialmente a causa dell'imperfezione dei conduttori, e tali perdite sono inversamente proporzionali alla distanza che intercorre tra gestore ed utente. Quindi si può ridurre la dispersione di energia attraverso l'immissione di nuova elettricità in un luogo prossimo all'utenza finale, riducendo in tal modo la distanza media percorsa dall'energia.

La *distribuzione* è una fase intimamente connessa alla trasmissione perché la sua funzione è trasportare l'energia della rete ad alta tensione all'utenza finale. Questo collegamento richiede la trasformazione della tensione dell'energia, che si configura come monopolio naturale di ambito locale, in quanto il frazionamento del territorio può essere effettuato senza particolari controindicazioni di natura tecnica.

La *vendita* di energia elettrica è una attività sostanzialmente commerciale, consistente nell'offerta agli utenti finali del servizio elettrico. Ciò comporta la definizione di opzioni ta-

² La diffusione della tecnologia delle turbine a gas a ciclo combinato sta modificando sensibilmente la struttura dei costi della generazione termoelettrica. Questo tipo di impianto presenta infatti una scala ottimale minima sensibilmente inferiore a quella dei tradizionali impianti termoelettrici a condensazione, tempi e costi di installazione contenuti e rendimenti tali da renderne economico l'utilizzo come impianti di base.

riffarie rivolte alle diverse tipologie di utenti, l'assunzione di responsabilità nei confronti dell'utente circa la disponibilità di energia elettrica nei tempi e alle condizioni prestabilite, la misurazione della grandezza oggetto del contratto, la fatturazione e le attività commerciali connesse. È una fase logicamente distinta dalla distribuzione, che può essere svolta da un'impresa specializzata in attività di intermediazione, i cosiddetti *traders* di energia.

Il modello tradizionale di fornitura dell'elettricità è basato su un monopolio legale orizzontalmente e verticalmente integrato in tutte le fasi della filiera produttiva. Tale modello è stato adottato, in tutta Europa, dal secondo dopoguerra alla metà degli anni Ottanta del secolo scorso, e il processo finalizzato al suo abbandono in favore di un modello concorrenziale – avviato a livello di Unione Europea dalla direttiva 96/92/CE sul mercato unico dell'energia elettrica – in molti paesi è ancora in fase di sviluppo.

La revisione del modello di fornitura del servizio elettrico, e più in generale di tutti i servizi di pubblica utilità, ha coinciso con uno spostamento di enfasi negli obiettivi perseguiti attraverso l'intervento pubblico nel settore. Tradizionalmente, sono stati considerati prioritari il sostegno dell'accumulazione di capitale in un settore considerato strategico per lo sviluppo del paese e una serie di obiettivi sociali, tra cui si segnalano: la disponibilità del servizio su tutto il territorio nazionale, il sostegno del consumo di particolari categorie di utenti, il sostegno delle industrie nazionali produttrici di fonti primarie e di impianti. Negli anni più recenti, il fuoco dell'intervento pubblico nel settore elettrico è stato invece posto sulla minimizzazione dei costi di fornitura. In tale ambito, l'introduzione della concorrenza nelle fasi della filiera produttiva non caratterizzate da condizioni di monopolio naturale è stata considerata come lo strumento più efficace per promuovere l'utilizzo efficiente delle risorse del settore³.

Le fasi di generazione e vendita si prestano ad essere organizzate competitivamente, mentre l'utilizzo di reti fisse, la cui duplicazione sarebbe diseconomica, conferisce alle fasi di trasmissione e distribuzione caratteristiche di monopolio naturale, seppure su scala locale nel caso della distribuzione.

È questione aperta quale sia la scala ottimale minima nella generazione di energia elettrica. Dal punto di vista strettamente tecnico le economie di scala possono considerarsi esaurite a livello di impianto, cioè ad ordini di capacità produttiva dell'ordine delle centinaia di MWh. D'altra parte, anche le stime formulate facendo riferimento ad imperfezioni nei mercati finanziari e in quelli dei servizi di manutenzione degli impianti, che tengono altresì in considerazione la riserva di potenza e il *mix* di fonti primarie impiegate, considerano esaurite le economie di scala nella generazione per capacità produttive dell'ordine delle poche migliaia di MW⁴. Per quanto concerne la vendita, trattandosi di un'attività sostanzialmente

³ Nei diversi assetti organizzativi che l'industria elettrica può assumere varia la visibilità delle diverse fasi della filiera elettrica. Ad un estremo, nei tradizionali assetti monopolistici verticalmente ed orizzontalmente integrati tutte le fasi sono gestite dall'unico fornitore presente sul mercato. All'estremo opposto, negli assetti maggiormente de-integrati, in ciascuna delle cinque fasi sono presenti uno o più soggetti separati dal punto di vista proprietario. Si vedano in merito CERVIGNI G., D'ANTONI M. (2001), *Monopolio naturale, concorrenza, regolamentazione*, Carocci, Roma.

⁴ Si osserva che i concetti di energia e potenza sono spesso confusi tra di loro. A tal riguardo, si ricorda che l'energia è l'attitudine di un corpo a produrre lavoro, e può quindi essere intesa come l'ammontare di lavoro compiuto in un determinato periodo di tempo, mentre la potenza è definita come una "prestazione po-

commerciale, l'unica fonte potenzialmente rilevante di economie di scala è costituita dalla presenza di rischi per il fornitore, principalmente collegati alle variazioni di prezzo dell'elettricità all'ingrosso, e dall'imperfezione dei relativi mercati. Riguardo alla trasmissione, l'interconnessione delle reti su scala anche continentale presenta vantaggi in termini di sicurezza e di riduzione della capacità di generazione di riserva necessaria. Ciò si è storicamente dimostrato compatibile con il coordinamento tra esercenti operanti in modo indipendente su scala nazionale. Inoltre, nei paesi dove il processo di liberalizzazione è più avanzato, alla base degli assetti organizzativi in fase di attuazione, vi è la convinzione che la separazione tra la proprietà delle infrastrutture di rete, ripartita anche tra più soggetti ciascuno operante su scala regionale, e il loro esercizio, affidato ad un gestore unico su scala nazionale, non sia fonte di diseconomie. Rispetto alla distribuzione, l'esistenza di economie di scala dipende fortemente dalla distribuzione degli utenti sul territorio, in quanto condiziona la tipologia ottimale delle reti; in sistemi maturi e a concentrazione relativamente elevata di utenti sul territorio, le economie di scala nella distribuzione si ritengono normalmente esaurite intorno a poche centinaia di migliaia di utenti.

D'altra parte le consuete nozioni di efficienza applicate alla generazione di energia elettrica consentono di mettere in evidenza specifiche esigenze di coordinamento. L'efficienza di breve periodo è ottenuta con il dispacciamento degli impianti in modo da minimizzare, dato il parco di generazione, i costi variabili totali di produzione istante per istante. L'efficienza di lungo periodo richiede l'adeguatezza al soddisfacimento della domanda – per tecnologia, tipo di combustibile utilizzato e dimensione del parco di generazione – al costo minimo totale. Un'ulteriore dimensione di adeguatezza della capacità produttiva deriva dalla natura aleatoria della domanda nel tempo, per cui assume rilevanza la capacità del sistema di far fronte in modo non traumatico a picchi di carico. In generale, in un orizzonte temporale in cui lo *stock* dei beni capitali sia variabile, la minimizzazione del costo totale di produzione richiede simultaneamente l'ottimalità della localizzazione sul territorio degli impianti di generazione rispetto alla domanda, per la minimizzazione delle perdite di trasmissione di energia, e della configurazione del sistema di trasmissione rispetto alla localizzazione della domanda e delle centrali di generazione.

2.3 *La filiera del gas naturale*

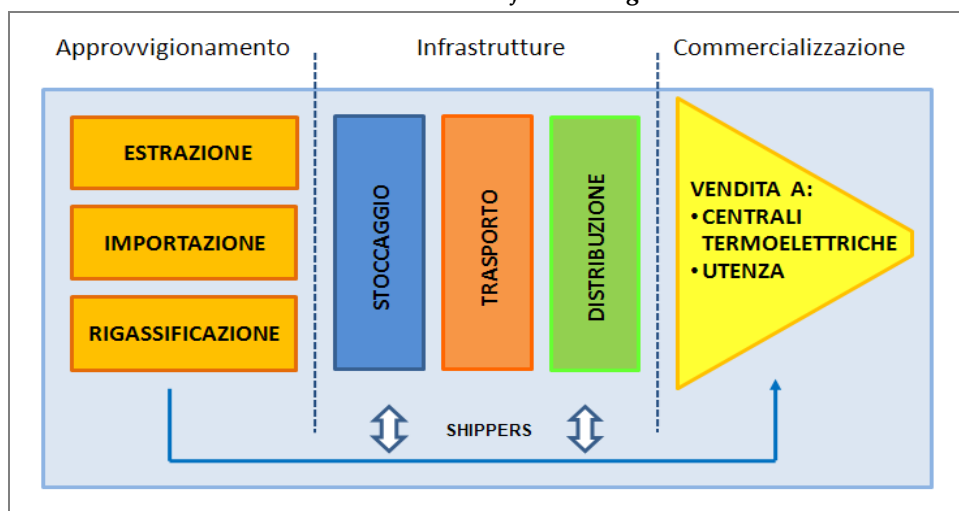
Il gas naturale è un idrocarburo in forma gassosa presente, molto spesso, insieme al petrolio grezzo, in giacimenti situati a varia profondità; si differenzia a seconda del tenore del

tenziale”, ovvero la capacità di produrre un determinato lavoro in un determinato tempo, ed è quindi rappresentata da un tasso di attività. Con riferimento specifico all'energia elettrica, il MWh (*Mega Watt Hour*) è l'unità di misura dell'energia, mentre il MW (*Mega Watt*) è l'unità di misura della potenza. Un MWh è definito come un milione di watt di potenza applicata per un periodo di tempo di un'ora. Un MW, invece, è dato da un milione di watt per secondo. Per convertire i MWh in MW, si deve quindi procedere alla divisione dei MWh per il tempo di utilizzo espresso in ore, ovvero $MWh = MW / \text{Hours}$. Quindi parlare di centinaia di MWh o di migliaia di MW per riferirsi alla scala della capacità di generazione elettrica è equivalente. Per un approfondimento del tema, si veda, tra gli altri, HALLIDAY D., RESNICK R., WALKER J. (2002), *Fondamenti di Fisica*, Casa Editrice Ambrosiana, Milano.

gas metano contenuto rispetto agli altri gas (propano e butano) spesso miscelati assieme al metano.

L'industria del gas naturale può essere divisa in cinque fasi principali: la fase di *upstream*, il trasporto dorsale tramite gasdotti ad alta pressione (primari e secondari), lo stoccaggio, il dispacciamento, la distribuzione sia primaria, rivolta ad utenze finali (industriali e termoelettriche) ed intermedie (aziende di distribuzione) sia secondaria, cioè rivolta alle utenze civili⁵, come mostra la Tavola 2.2 di seguito proposta.

TAVOLA 2.2 – La filiera del gas



Fonte: Economia e management delle imprese di pubblica utilità, 2005

La fase *upstream* comprende sia la produzione sia l'importazione di gas naturale. La produzione è composta generalmente dalle attività di prospezione, ricerca e coltivazione dei giacimenti. La prima consiste in rilievi geografici, geologici e geofisici tesi ad accertare la natura del sottosuolo o del sottofondo marino; l'attività di ricerca è volta direttamente al rinvenimento del giacimento di idrocarburi (gas e petrolio) e comporta una serie di attività materiali per identificarlo e raggiungerlo; l'attività di coltivazione consiste nell'estrazione degli idrocarburi da un giacimento.

In passato, nei paesi che disponevano di risorse proprie di gas, sono state imposte per legge forme di monopolio integrato di produzione al fine di tutelare le risorse energetiche nazionali e consentirne lo sfruttamento equilibrato ed efficiente. Comunque la dimensione d'impresa ha assunto un ruolo determinante anche nella fase di importazione, poiché importare gas naturale richiede ingenti risorse finanziarie e tecniche nonché un *know how* giuridico-economico specifico.

Il *trasporto dorsale* tramite gasdotti ad alta pressione consente il passaggio del gas naturale lungo la rete di trasporto, che si distingue in rete primaria, la quale trasporta il gas naturale direttamente dai luoghi di produzione o di importazione, e in rete secondaria, la quale è

⁵ Cfr. DALLOCCHIO M., ROMITI S., VESIN G. (2001), *op. cit.*

formata dall'insieme di condotte che, partendo dalla rete primaria, raggiungono i vari centri di consumo (agglomerati urbani, insediamenti industriali, eccetera).

La presenza di ingenti costi fissi nell'attività di trasporto dorsale ad alta pressione è un elemento sufficiente per individuare condizioni di monopolio naturale per questa attività. L'incidenza dei costi fissi relativi all'attività di costruzione delle condotte cresce, inoltre, all'aumentare del diametro del tubo utilizzato. Le economie di scala conseguenti hanno pertanto determinato la spinta, da un lato, verso l'aumento della dimensione media della rete, dall'altro verso l'integrazione a valle nelle fasi di distribuzione.

Per svolgere l'attività di trasporto ad alta pressione di gas naturale è necessario anche un sistema di centrali di compressione. Questi impianti servono per controbilanciare la perdita di pressione, dovuta all'attrito, cui è soggetto il gas naturale lungo le pareti interne del tubo, e per mantenere costante la pressione all'interno del tubo stesso. I costi relativi all'attività di compressione del gas naturale sono in larga parte definibili come variabili (incidendo in misura proporzionale al quantitativo di gas naturale che passa per le condotte). Sia la potenza, sia il numero delle stazioni di pompaggio, sono stati pertanto incrementati gradualmente dalle imprese di trasporto, seguendo l'evoluzione della domanda nei rispettivi paesi. Anche tale circostanza ha operato nel senso di favorire l'integrazione verticale delle imprese esistenti perché, essendo presenti in tutte le fasi dell'industria, esse erano in grado di poter coordinare le informazioni relative alla variazione della domanda finale con le proprie disponibilità di gas naturale, e, di conseguenza, riuscivano a programmare efficientemente gli investimenti relativi al potenziamento dello *stock* di capacità di compressione di gas presente sulla rete, in modo tale da tararlo con i quantitativi effettivamente trasportati.

L'attività di *stoccaggio* di gas naturale è funzionalmente legata a quella di distribuzione primaria. Ciò in quanto, a fronte di una programmazione necessariamente regolare dei flussi di ingresso del gas naturale dai luoghi di produzione⁶, i deflussi presso le utenze finali sono spesso irregolari e/o influenzati da forti componenti stagionali. Quindi, nei momenti di minor consumo, il gas viene stoccato in cavità naturali rappresentate da giacimenti esausti, e, nei momenti in cui la domanda è maggiore, viene utilizzato. Tale circostanza, individuando una relazione diretta tra proprietà dei titoli minerari relativi ai giacimenti e proprietà di capacità di stoccaggio (spesso sanciti da specifici vincoli legislativi), ha fatto sì che i soggetti che disponevano di riserve legali in materia di produzione di gas naturale abbiano allargato il proprio privilegio anche alla fase di stoccaggio.

L'attività di *dispacciamento* nasce dall'esigenza di bilanciare le quantità immesse nella rete di gasdotti con quelle prelevate ai punti di consumo poiché il gas naturale si muove nelle condotte seguendo il differenziale barico esistente tra due punti della rete. Affinché si possa trasportare il gas naturale da un determinato punto di immissione ad un ben specificato luogo di consegna, dunque, il trasportatore dovrà, compatibilmente con tutte le altre opera-

⁶ I flussi di gas sono regolari, sia nel caso in cui provengano da giacimenti situati nel territorio nazionale, sia ove si riferiscano a contratti di importazione. Nel primo caso si individua la necessità di produrre ad un livello tale da consentire, date certe condizioni di sfruttamento del giacimento legato a formule ingegneristiche, l'ammortamento degli ingenti costi legati alle fasi della ricerca e della prima coltivazione del giacimento. Per le importazioni, invece, dopo un periodo di *build-up* di qualche anno, i contratti pluriennali individuano un quantitativo standard da ritirare annualmente vincolato ad una clausola *take or pay* posta a tutela del fornitore.

zioni di questo tipo presenti nello stesso tempo, operare sulle centrali di compressione in modo da far arrivare alla pressione desiderata quel quantitativo di gas naturale a destinazione. Questa esigenza individua una serie di economie di varietà e di coordinamento, legate all'attività di trasporto e di dispacciamento, che hanno anch'esse, nel tempo, spinto per l'unicità del soggetto che forniva i due servizi⁷.

La *distribuzione primaria* di gas naturale consiste nella vendita alle utenze industriali, a quelle termoelettriche e alle aziende di distribuzione. Sino agli anni Ottanta del secolo scorso la possibilità che tra il trasportatore, possessore dell'infrastruttura, e l'utente finale si frapponesse un terzo operatore commerciale non era mai stata considerata, in Europa. Risalendo le fasi a monte dell'industria, tuttavia, il nesso trasporto-distribuzione primaria sembra provenire dal fatto che, in genere, solamente l'impresa di gas naturale che aveva intrapreso l'investimento per portare le condotte in una certa area disponeva delle quantità di gas necessarie a servirle. Il vincolo principale che ha storicamente determinato la monopolizzazione, da parte del trasportatore, anche nella fase di distribuzione primaria è, dunque, a sua volta correlato alla relazione tra approvvigionamento e trasporto di gas naturale. In altri termini, si progettava un nuovo investimento in infrastrutture di trasporto solo se, da un lato (*fase downstream*) gli utenti finali, che in quella infrastruttura si sarebbero serviti, erano già stati contattati; e dall'altro (*fase upstream*), si disponeva della quantità di gas naturale necessaria a servire quel mercato potenziale. In un contesto del genere, l'ingresso di operatori commerciali non integrati nelle reti di trasporto era difficoltoso, in quanto doveva avvenire, in un certo senso, a due livelli: se, per ipotesi, questi riuscivano ad avere disponibilità adeguate di gas naturale, era per loro sicuramente difficile, in un contesto di domanda legata nel medio-lungo periodo al proprio fornitore, disporre di un mercato adeguato.

Non stupisce, in tale contesto, che la rottura di questo nesso tra trasporto e distribuzione primaria sia avvenuta, prima di ogni altro posto in Europa, in un paese come l'Inghilterra in cui la struttura relativamente polverizzata dell'offerta di gas naturale e l'assoluta non dipendenza dalle importazioni ha reso più facile l'acquisizione di disponibilità di gas a nuovi soggetti commerciali. Nonostante ciò, è stato l'obbligo imposto al monopolista British Gas, dal regolatore (OFGAS), di mettere a disposizione, per un certo numero di anni, un quantitativo dato di gas naturale ad un prezzo regolato, a dare l'impulso maggiore allo sviluppo di nuovi operatori commerciali nel mercato inglese.

Per *distribuzione secondaria* si intende la vendita di gas al dettaglio alle utenze finali residenziali. In tutti i paesi europei, la fornitura di gas a questo tipo di utenza è stata considerata un'attività di servizio pubblico e, di conseguenza, ne è stato regolato sia l'accesso, sia il prezzo finale praticato. Mentre sono stati pochi i paesi (ad esempio Francia ed Inghilterra) in cui i monopoli verticalmente integrati si sono estesi a valle sino alle utenze finali, nella maggior parte dei casi ha prevalso un sistema basato su una molteplicità di operatori, ognuno titolare di un monopolio a livello locale.

⁷ Nei casi di forte dipendenza dalle importazioni per il soddisfacimento del proprio fabbisogno interno, inoltre, il nesso funzionale fra trasporto e dispacciamento è rafforzato dalla valenza strategica assunta dallo stoccaggio per finalità di tutela della sicurezza degli approvvigionamenti. In questi casi, anche lo stoccaggio diviene un'attività ancora più funzionalmente integrata con il trasporto e il dispacciamento del gas naturale.

Il minor legame riscontrato tra fase di trasporto dorsale e distribuzione secondaria trae origine anche dalle caratteristiche tecniche del servizio: la fornitura alle utenze primarie avviene a livelli di pressione assai prossimi a quelli del gas naturale che circola nei gasdotti di trasporto ad alta pressione, invece la fornitura domestica avviene a pressioni molto più basse, sia per motivi legati alle dimensioni dei consumi, sia per ragioni di sicurezza. Pertanto, l'allaccio della rete ad alta pressione alla rete di distribuzione secondaria deve contenere anche impianti di decompressione del gas naturale, che individuano una sorta di discontinuità nella rete e che ne sanciscono anche la distinzione funzionale ed economica.

Quindi, anche quella del gas naturale è storicamente un'industria verticalmente integrata: in tutti i paesi europei si sono sviluppate imprese, nella maggioranza dei casi di proprietà pubblica, spesso integrate sia nelle fasi *upstream* (produzione, importazione) e di *middlestream* (trasporto dorsale mediante gasdotti) che in quelle *downstream* (stoccaggio, dispacciamento e distribuzione). I nessi verticali più ricorrenti sono quelli esistenti tra le fasi del trasporto, dello stoccaggio e della distribuzione primaria⁸.

Alcuni dei vantaggi dei monopoli verticalmente integrati nell'industria del gas sono di diretta evidenza e si riferiscono a quelli che la teoria economica, da *Coase* in poi, ha considerato essere i meriti di questo tipo di organizzazione dell'industria. Infatti, quella del gas naturale, è un'industria ad alta intensità di capitale investito e a redditività differita nel tempo, in cui la componente infrastrutturale è assolutamente indispensabile allo svolgimento dell'attività commerciale, ed in cui, in particolar modo nella fase dell'approvvigionamento, la programmazione nel lungo periodo delle attività è un requisito fondamentale. La protezione degli *incumbent* fornita dal monopolio (legale o di fatto) ha consentito che emergessero gli adeguati incentivi alla realizzazione degli investimenti necessari a consentire lo sviluppo del mercato e il raggiungimento della domanda anche nelle zone più lontane e a minor consumo medio. Attraverso la struttura integrata, inoltre, sono state internalizzate negli anni le sostanziali economie di coordinamento derivanti dalla complessa struttura dell'industria del gas naturale.

L'integrazione verticale ha dunque rappresentato, nella fase di avvio e di sviluppo del mercato del gas naturale dei principali paesi europei, un'efficiente modalità di organizzazione dell'industria, consentendo una crescita uniforme ed ordinata dei consumi civili ed industriali. Di norma tale sviluppo è stato gestito dagli stati nazionali mediante forme di mercato monopolistiche, in cui la gestione del servizio era spesso affidata ad imprese pubbliche. Una volta venuto a compimento il processo di metanizzazione di massa e raggiunta gran parte delle potenziali utenze civili ed industriali esistenti, rilassandosi il vincolo derivante dalla necessità di proteggere adeguatamente l'incentivo ad effettuare investimenti costosi e a redditività differita, molti degli argomenti a favore del mantenimento dell'assetto monopolistico verticalmente integrato dell'industria hanno perduto di rilevanza. In particolare, un'attenzione nuova ai livelli di prezzo, alle esigenze di qualità del servizio, alle opportunità offerte alla clientela in presenza di una pluralità di offerenti ha incominciato a prendere piede.

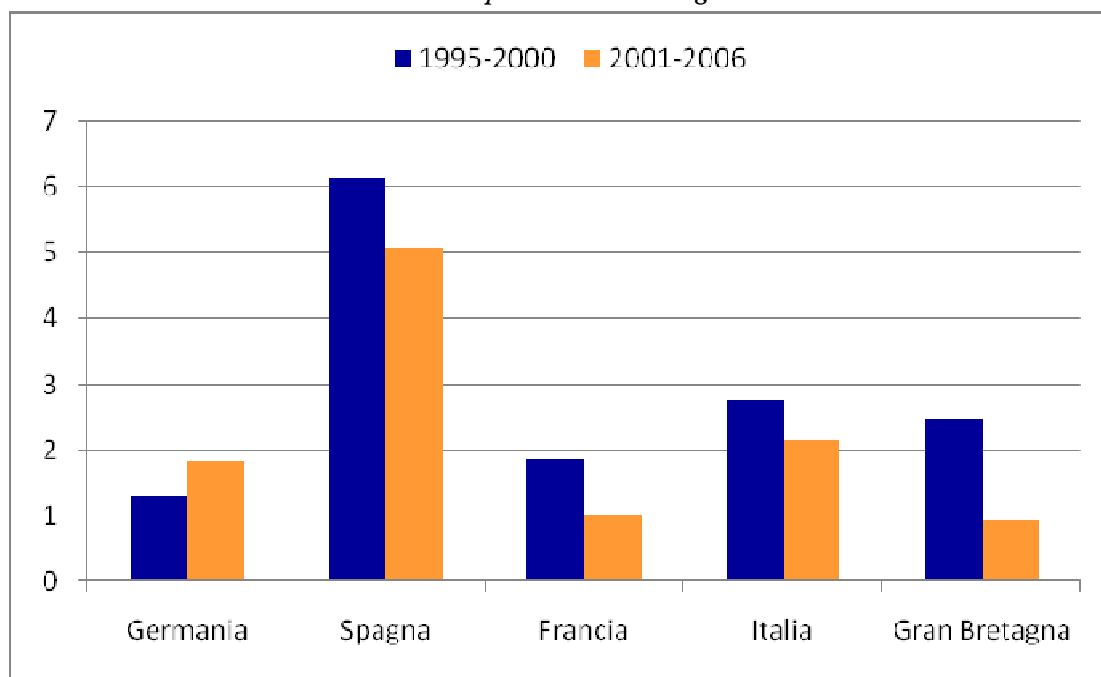
⁸ Si vedano AA.VV. (1998), *La concorrenza nei servizi di pubblica utilità*, Il Mulino, Bologna.

2.4 Il settore elettrico europeo

Si procede ora alla descrizione delle principali dimensioni assunte dal settore dell'energia elettrica in Europa, con particolare riferimento alla generazione, all'analisi della domanda, all'andamento dei prezzi e al *mix* produttivo.

La dinamica della *generazione elettrica* in Europa ha mantenuto, negli ultimi quindici anni, ritmi di espansione intorno al 2% annuo. I tassi di sviluppo nei diversi paesi sono risultati comunque molto differenti. Tali divergenze hanno spesso riflesso le differenti *performance* economiche. In particolare, nel periodo che va dal 1995 al 2006, tra le economie che hanno mostrato i tassi di crescita più elevati in Europa si annovera la Spagna. Le economie di dimensioni più grandi, come Gran Bretagna, Germania e Francia, hanno invece mostrato una crescita della produzione di energia elettrica più contenuta (tra l'1,6% e l'1,4%) coerentemente con la minore crescita dell'economia. L'Italia, invece, pur essendo uno dei paesi a minore crescita economica, è fra quelli che hanno presentato gli incrementi della produzione di elettricità più elevati (2,4%), si veda a tal proposito la Tavola 2.3. Va però anche ricordato che l'Italia presenta livelli di dipendenza energetica dall'estero tra i più elevati. La peculiarità della *performance* osservata in Italia riflette, naturalmente, anche elementi di cambiamento strutturale interni al settore, legati anche al processo di liberalizzazione iniziato alla fine del secolo scorso.

TAVOLA 2.3 – La produzione di energia elettrica



(Variazioni % medie annue)

Fonte: Elaborazione propria su dati Eurostat, 2008⁹

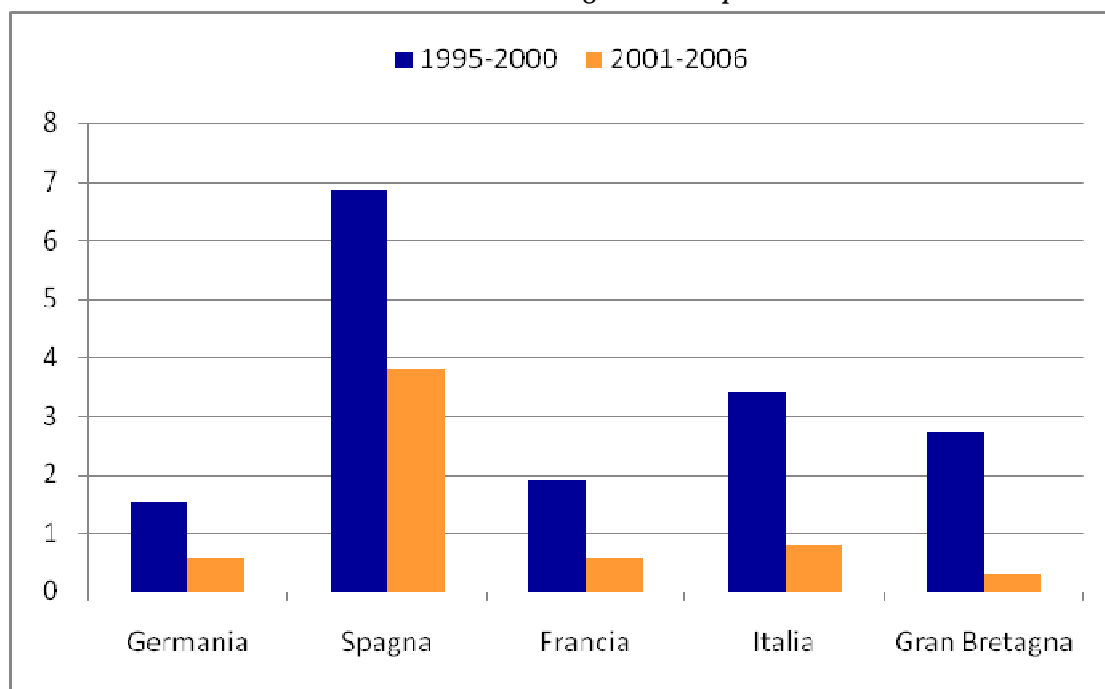
⁹ Gli ultimi dati disponibili relativi alla produzione elettrica dei diversi paesi dell'Unione Europea risalgono al 2006.

La crescita della produzione di energia elettrica riflette anche l'evoluzione delle componenti della *domanda di energia*. In particolare, la prima componente è rappresentata dalla domanda da parte dell'industria. In tale settore, infatti, la domanda di energia ha presentato un'evoluzione in linea con l'andamento del ciclo economico, per cui la dinamica della domanda nella seconda parte degli anni Novanta è risultata decisamente più elevata di quella osservata all'inizio del nuovo decennio, come mostra la Tavola 2.4.

Lo stesso non può dirsi per la domanda da parte del terziario e delle famiglie, visto che, in questo caso, la domanda è stata addirittura più vivace negli ultimi anni (+2,5%) che nella seconda parte degli anni Novanta (+2,3%), come illustra la Tavola 2.5. Dietro questo tipo di andamento vi sono anche fattori di cambiamento strutturale delle abitudini di consumo delle famiglie¹⁰.

Guardando ai maggiori paesi europei, si trae conferma della scarsa domanda industriale nel caso di Francia, Germania e Gran Bretagna, con una decelerazione negli ultimi anni rispetto alla fine del secolo scorso. Dello stesso tono l'andamento osservato in Italia. Si coglie immediatamente anche la diversa dinamica della domanda in Spagna dove l'industria ha aumentato il fabbisogno di energia elettrica ad un ritmo superiore al 5% all'anno. La domanda da parte del terziario e del residenziale, che anche in questo caso si è mostrata più dinamica in Spagna, ha invece mostrato una accelerazione negli altri paesi analizzati, giungendo a sfiorare il 4% in Italia.

TAVOLA 2.4 – La domanda di energia elettrica per usi industriali

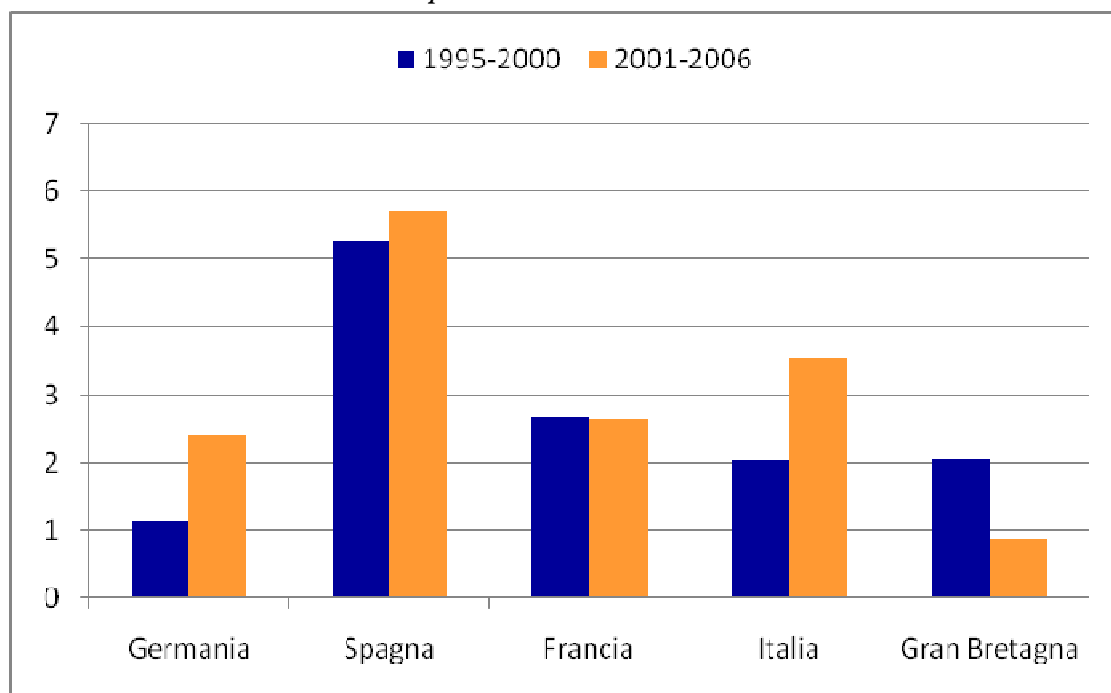


(Variazioni % medie annue)

Fonte: Elaborazione propria su dati Eurostat, 2008

¹⁰ Sul punto si veda, tra gli altri, REF (2007), *Tendenze del settore dell'energia elettrica in Europa*, Quaderni dell'energia elettrica, n. 2.

TAVOLA 2.5 – *La domanda di energia elettrica nel comparto del terziario e residenziale*



(Variazioni % medie annue)

Fonte: Elaborazione propria su dati Eurostat, 2008

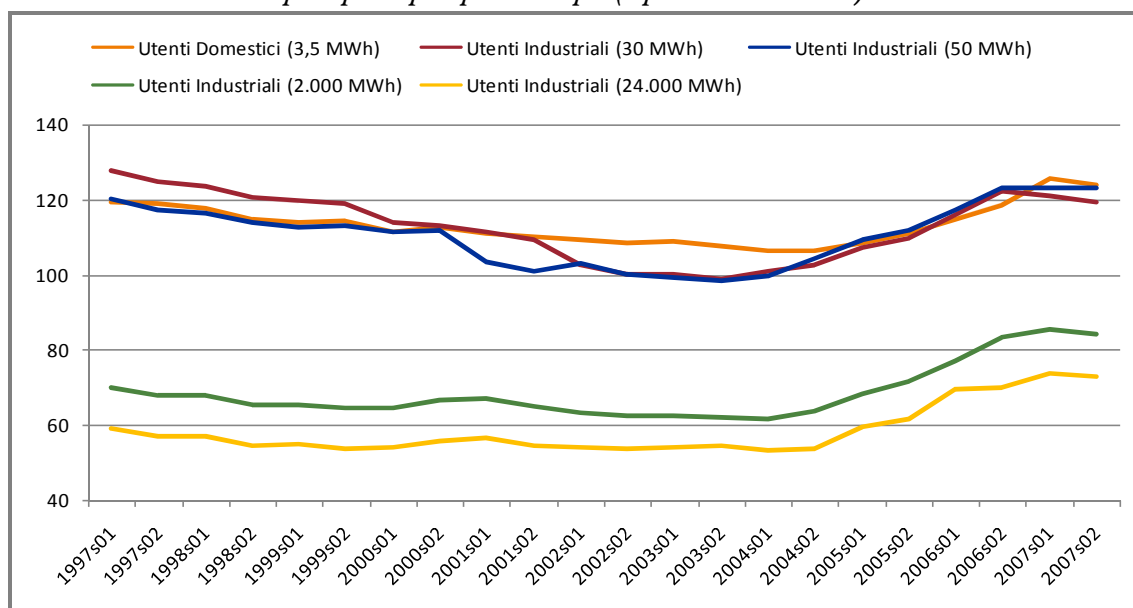
Naturalmente, i fattori che spiegano i livelli di domanda di energia elettrica nei vari paesi sono diversi, fra di essi un ruolo determinante è svolto dai *prezzi dell'energia*. Fino a gennaio 2000 i prezzi medi europei dell'energia elettrica si sono mossi al ribasso per tutte le categorie di consumo analizzate (utenti domestici, piccoli utenti commerciali/industriali, medi e grandi utenti industriali); a partire da quella data i prezzi pagati dai consumatori industriali, dopo una fase di assestamento, hanno ripreso a crescere, con una dinamica molto accentuata a partire da luglio 2004.

Tale tendenza, a un forte rialzo, si è verificata nello stesso periodo anche nel settore domestico, dove, prima di allora, i prezzi si erano mantenuti stabili intorno al livello raggiunto nel gennaio 2000, mentre si è verificata con un anno di anticipo, a partire dal luglio 2003, con riferimento ai prezzi per i piccoli utenti commerciali/industriali. Su tale dinamica ha sicuramente influito anche l'andamento dei prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica¹¹. Nei primi mesi del 2007 i prezzi all'ingrosso nei principali mercati sono rientrati tuttavia sui livelli di luglio 2004.

Nella Tavola 2.6 è rappresentato l'andamento dei prezzi medi europei dell'energia elettrica (al netto della tassazione) da gennaio 1997 a dicembre 2007 con riferimento ad alcune categorie di consumo: utenti domestici, piccoli utenti commerciali/industriali, medi e grandi utenti industriali.

¹¹ Nel periodo luglio 2004-luglio 2006, infatti, i prezzi dell'energia elettrica nelle borse europee di Francia, Germania, Austria e Paesi Bassi hanno messo a segno incrementi superiori al 150%; più contenuti sono stati invece gli aumenti registrati dalle borse spagnola, scandinava e italiana (tra il 38% e l'85%).

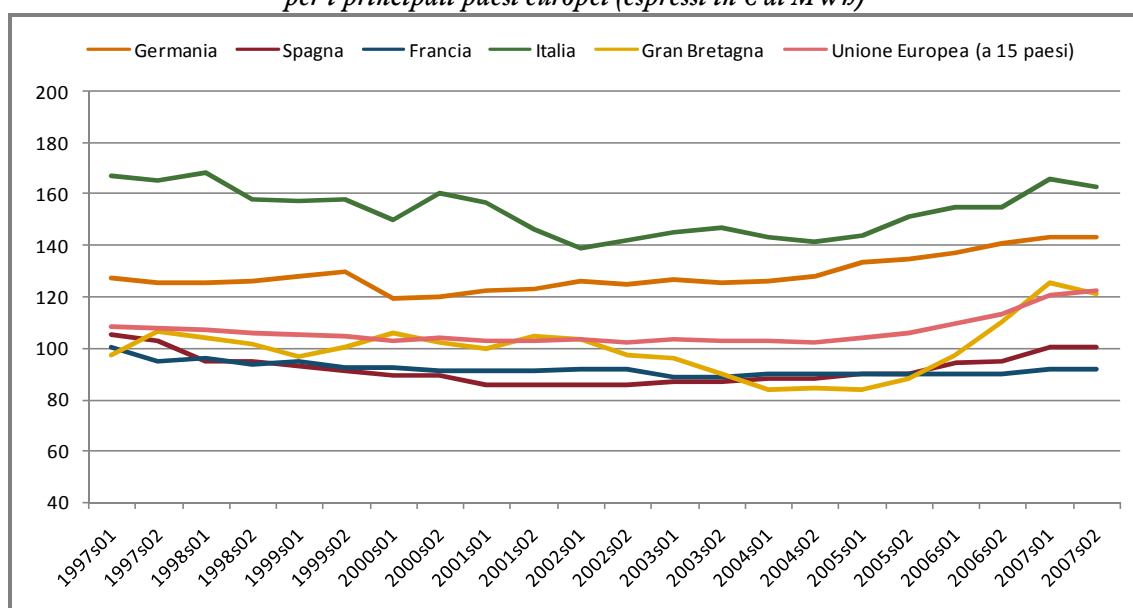
TAVOLA 2.6 – Andamento dei prezzi finali dell'energia elettrica per i principali paesi europei (espressi in € al MWh)



Fonte: Elaborazione propria su dati Eurostat, 2008

In particolare, i prezzi dell'energia elettrica pagati dalle famiglie in Italia sono tradizionalmente più elevati rispetto agli altri paesi europei. Come si osserva dalla Tavola 2.7, le divergenze sono marcate ed evidenziano un costo dell'energia elettrica pagata dalle famiglie decisamente più elevato in Italia che in Germania, mentre la Gran Bretagna si colloca in una posizione intermedia.

TAVOLA 2.7 – Andamento dei prezzi finali domestici dell'energia elettrica per i principali paesi europei (espressi in € al MWh)

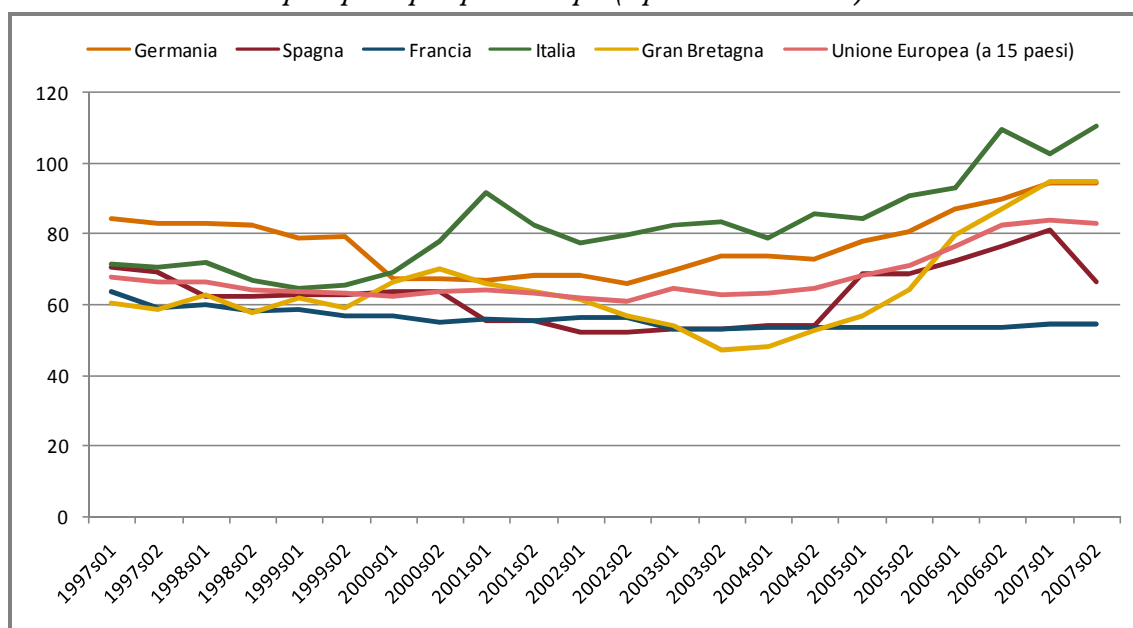


Fonte: Elaborazione propria su dati Eurostat, 2008

Questo perché nel caso dell'Italia abbiamo la sovrapposizione di un prezzo al netto della tassazione pagato dalle famiglie più elevato che negli altri paesi, cui si aggiunge anche una maggiore tassazione rispetto agli altri paesi dell'Europa continentale. Infatti, i dati di gennaio 2007 confermano l'anomalia italiana determinata da una struttura tariffaria progressiva (accresciuta dal sistema di imposizione fiscale che non colpisce i bassissimi livelli di consumo), tale per cui il prezzo unitario dell'elettricità aumenta al crescere dei quantitativi di consumo, per lo meno sino a un certo livello di consumo annuo. Gli utenti italiani con livelli di consumo più bassi, pari a 600 kWh e 1.200 kWh annui, sostengono, infatti, prezzi sia al lordo sia al netto delle imposte molto inferiori a quelli prevalenti in Europa. Una situazione opposta caratterizza le utenze con consumi più elevati: i prezzi applicati in Italia si collocano ben al di sopra dei valori registrati dai principali paesi europei. In Francia e Spagna, invece, il costo dell'energia si attesta ad un valore sempre inferiore alla media europea.

Se si considera, invece, il prezzo dell'energia pagato dall'industria, questo risulta più allineato fra i diversi paesi europei anche se i prezzi pagati dall'industria paiono gravati, almeno in Italia, da una fiscalità più pesante rispetto agli altri paesi. A tal riguardo, la Tavola 2.8 illustra l'andamento del prezzo al netto della tassazione per un medio utente industriale (consumo annuo 2 GWh).

TAVOLA 2.8 – Andamento dei prezzi finali industriali dell'energia elettrica per i principali paesi europei (espressi in € al MWh)



Fonte: Elaborazione propria su dati Eurostat, 2008

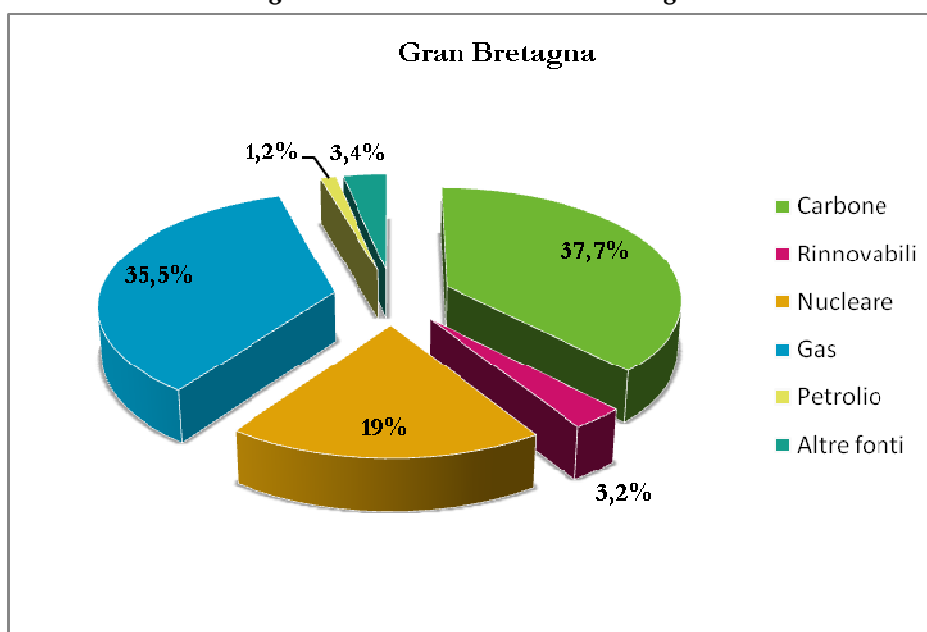
Le diversità di comportamento dei maggiori paesi europei riflettono anche le caratteristiche tecniche della produzione e, in particolare, il *mix delle fonti utilizzato*. Su questo aspetto, le divergenze fra i paesi sono molto marcate. In effetti, il settore dell'energia elettrica è probabilmente quello che presenta le più ampie differenze di struttura produttiva e distribu-

tiva fra i paesi dell'Unione Europea¹². Si ritiene, quindi, opportuno analizzare più in dettaglio, sia la struttura produttiva sia l'assetto e il grado di sviluppo dell'industria elettrica nei principali paesi dell'Europa continentale (Germania, Spagna, Francia e Italia), oltre che in Gran Bretagna, paese precursore della liberalizzazione del mercato¹³.

2.4.1 L'INDUSTRIA ELETTRICA INGLESE

La Gran Bretagna è stata la prima in Europa ad avviare un dibattito sul futuro energetico del proprio Paese nei prossimi anni, considerato che il petrolio e il gas del Mare del Nord non riescono più a garantire l'autosufficienza energetica, inoltre il parco delle centrali nucleari è oggi abbastanza obsoleto. Fino al 1997, il nucleare civile produceva il 26% dell'energia elettrica, oggi la percentuale è scesa al 19%¹⁴, come illustra la Tavola 2.9.

TAVOLA 2.9 - Un quadro delle differenze del mix di generazione elettrica in Gran Bretagna



Fonte: Elaborazione propria su dati Eurostat, 2008¹⁵

La Gran Bretagna punta inoltre su fonti energetiche sostenibili, sicure e abbordabili sul piano dei costi, prevedendo di triplicare l'energia prodotta da fonti rinnovabili entro il 2015.

¹² Cfr. THE EUROPEAN HOUSE AMBROSETTI (2007), "Linee guida per la politica delle fonti energetiche primarie come chiave per la competitività e sicurezza dell'Italia e dell'Europa in futuro", Ambrosetti SpA, Milano.

¹³ Cfr. COMMISSIONE EUROPEA (2006), *Document, Implementation report on electricity and gas EU regulatory framework: country reviews*, SEC(2006) 1709, Commission Staff Working Paper, Bruxelles.

¹⁴ Eppure l'attuale Governo ha cambiato opinione sul nucleare, passando da un fermo "no" – ribadito nel Libro bianco del 2003, soprattutto a causa della questione di come gestire le scorie – ad una posizione di maggiore apertura, fino al completo sostegno. Il Governo è giunto alla conclusione che l'utilizzo dell'energia nucleare è nel pubblico interesse e che si devono agevolare gli investimenti delle società energetiche nelle condizioni di investire nel settore.

¹⁵ Gli ultimi dati disponibili sul mix produttivo dei diversi paesi dell'Unione Europea risalgono al 2006.

Un'altra priorità è rappresentata dal risparmio energetico, sulla base di una strategia che prevede incentivi alla definizione di soluzioni tecnologiche innovative, più una serie di proposte pratiche, tra cui l'installazione di contatori elettrici in tutte le abitazioni e nelle aziende con l'obiettivo di misurare in tempo reale l'energia che viene utilizzata. Il Governo ha, inoltre, intenzione di legiferare in merito alla gestione dello stoccaggio del gas naturale sotto il letto del mare.

Per quanto riguarda l'assetto dell'industria elettrica inglese, si osserva che il monopolio statale della produzione di elettricità, dell'approvvigionamento di gas naturale e della loro fornitura è stato gradualmente eroso nel corso degli anni Ottanta del secolo scorso attraverso la regolazione del mercato e l'entrata di nuovi operatori. Le decisioni adottate dalla Commissione Europea sui casi di concentrazione tra i principali produttori e fornitori/distributori hanno rappresentato un importante strumento per la scomposizione dei monopoli di fatto e l'affermazione della concorrenza, ed hanno spesso richiesto la vendita di capacità di generazione da parte degli *incumbent*. Pertanto, l'attuale struttura del mercato inglese, per ciascuna delle fasi della filiera elettrica, è così caratterizzata:

- **Generazione:** Diverse aziende operano quasi esclusivamente nella fase di generazione, anche se alcune di esse hanno pochi clienti ma di grandi dimensioni. La più grande di queste è la British Energy¹⁶, che possiede circa il 20% della capacità di generazione di energia elettrica (nucleare), gli altri operatori rilevanti sono i generatori di energia indipendenti e la Drax plc, che possiede il più grande impianto inglese a carbone. Un discreto numero di partecipanti al mercato nella generazione e nella fornitura del servizio suggerisce, in generale, una visione positiva dei principali accordi commerciali e del ruolo svolto dai gestori del sistema e dalle autorità di regolazione¹⁷.
- **Trasmissione:** È stata attuata la disaggregazione proprietaria degli operatori di rete di trasmissione, invece i sistemi di distribuzione sono completamente disaggregati solo in parte, infatti alcuni distributori appartengono a gruppi verticalmente integrati. Recentemente è stata migliorata l'integrazione con gli Stati membri vicini, compresa l'armonizzazione delle tariffe di trasmissione, ed è stato attuato il meccanismo di compensazione *inter-TSO*. Sono anche aumentate le opportunità per le imprese di partecipare all'*intraday market* e al mercato di bilanciamento.
- **Distribuzione e Vendita:** Attualmente, i principali partecipanti al mercato elettrico inglese sono rappresentati da sei gruppi societari che operano sia nella fase di

¹⁶ Il 5 gennaio 2009 EDF ha annunciato l'acquisizione del 96,44% del capitale sociale British Energy, avvenuta al termine di una fitta serie di trattative di fusione, che hanno visto coinvolta, come possibile *partner* della più grande compagnia di generazione inglese, un altro operatore verticalmente integrati, Centrica. Cfr. Comunicato del gruppo EDF del 12 gennaio 2009, consultabile sul sito <http://british-energy.com/>.

¹⁷ Soprattutto, non vi è alcuna prova di discriminazione dovuta all'integrazione verticale di imprese di distribuzione e fornitura nel rapporto con gli altri utenti della rete. Alcune problematiche sono emerse, invece, in termini di livello di trasparenza e di divulgazione per quelle imprese attive contemporaneamente nel mercato del gas, nel mercato della generazione elettrica e in quello della fornitura. Infatti tali imprese sono in leggero vantaggio in termini di consapevolezza delle informazioni sensibili per il mercato. Tuttavia le recenti azioni di OFGEM (l'autorità di regolazione del mercato) ha permesso di aumentare la trasparenza dei punti di ingresso della rete del gas naturale.

produzione che nella fase di fornitura, e sono: Centrica, NPower (RWE), Powergen (E.On), EDF Energy, Scottish Power (Iberdrola), Scottish and Southern Electricity. È bene sottolineare che nessuna società ha una posizione dominante. In sintesi, per l'energia elettrica sembra esistere un numero di imprese sufficiente a garantire la concorrenza del mercato, e l'apertura dello stesso all'entrata di nuovi operatori. Tuttavia, vi sono numerosi *broker* che svolgono un servizio di consulenza per aiutare i clienti a scegliere il miglior contratto, tra quelli offerti dai principali fornitori. In conclusione, nel mercato elettrico inglese si riscontra, in questi ultimi anni, una tendenza verso l'integrazione tra i principali produttori e le imprese di fornitura del servizio elettrico¹⁸ e, più in generale, una tendenza verso il consolidamento del settore, testimoniata anche dalla recente notizia (del 19 gennaio 2009) della volontà, espressa da Iberdrola e Scottish and Southern Electricity, di costituire una *joint venture* con lo scopo di partecipare al programma di costruzione di nuovi impianti nucleari per la produzione di energia elettrica sul suolo inglese.

2.4.2 L'INDUSTRIA ELETTRICA TEDESCA

La Germania utilizza largamente il carbone, che possiede in abbondanza, per la generazione di energia elettrica. Tuttavia, il paese sta attraversando una fase di rivoluzione ecologica, dove l'attenzione per l'ambiente viene vissuta come un'opportunità economica, oltre a un atto di responsabilità nei confronti delle generazioni future. Gli investimenti infrastrutturali tedeschi sono concentrati soprattutto nel settore fotovoltaico¹⁹, anche se, in generale, le fonti rinnovabili in Germania non superano il 10% del *mix* totale, come illustra la Tavola 2.10 di seguito riportata.

Il sistema tedesco di incentivazione è possibile grazie ai risparmi di costo generati dagli impianti (a carbone o nucleari) in esercizio utilizzati²⁰, che permettono il finanziamento del sistema. Si sottolinea, inoltre, che, nel settore fotovoltaico e solare, l'industria tedesca sta facendo passi in avanti importanti (basti pensare che 15 delle 20 più importanti centrali fotovoltaiche del mondo sono situate in Germania). Il Paese ha generato nel 2006 circa la metà dell'energia solare prodotta a livello mondiale e il settore fotovoltaico, che dà lavoro a 40 mila persone, ha prodotto il 15% dei pannelli solari venduti in tutto il mondo. Il boom del solare nasce in particolare dalla decisione di abbandonare gradualmente l'energia nucleare entro il 2020²¹, che ha comportato il sostegno finanziario sia delle imprese che producevano energia rinnovabile sia dei privati che volevano dotare le proprie abitazioni di pannelli

¹⁸ Questa tendenza ha ridotto la liquidità in mercati all'ingrosso, e ha aggravato la volatilità del mercato. Infatti i prezzi all'ingrosso nel Regno Unito sono aumentati nettamente dal 2004, e questo ha alimentato l'aumento dei livelli di prezzo finali, sia per le famiglie che per l'industria.

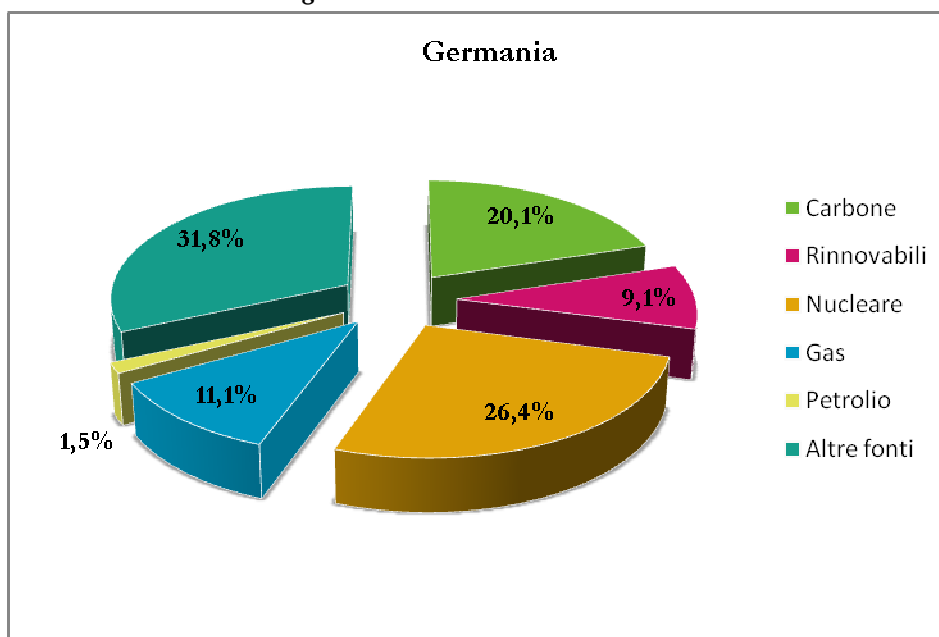
¹⁹ Tale tendenza è riconducibile al sostegno finanziario, tra i più generosi in Europa, alle imprese da parte del governo tedesco, teso ad incentivare lo sviluppo delle fonti rinnovabili.

²⁰ Il sistema prevalente di incentivazione, in particolare per il fotovoltaico, sono le misure in conto energia o *buy-back tariff*, che assicurano l'acquisto dell'elettricità prodotta a un determinato prezzo, dando la certezza del ritorno dell'investimento e facilitando il coinvolgimento degli investitori istituzionali, banche e imprese. Cfr. *Elementi* n. 8, periodico a cura del GRTN, AU e GME.

²¹ La decisione è stata presa dal precedente Governo socialdemocratico-verde, in carica dal 1998 al 2005.

solari²². Infine, nel Paese si sta verificando un ripensamento sull'uso dell'energia nucleare, che il precedente governo aveva deciso di abbandonare, dopo la chiusura delle centrali attive. Questa decisione è stata finora confermata dal governo in carica; tuttavia, le istanze ambientali legate alla riduzione delle emissioni potrebbero comportare la necessità di rivedere l'uso del carbone per la produzione di elettricità a favore dell'energia nucleare.

TAVOLA 2.10 - Un quadro delle differenze del mix di generazione elettrica in Germania



Fonte: Elaborazione propria su dati Eurostat, 2008

Alla fine del secolo scorso, il settore elettrico tedesco era dominato da imprese che operavano a livello regionale in tutte le fasi della filiera. Successivamente, dall'aggregazione delle stesse hanno avuto origine quattro gruppi, che oggi controllano le società regionali e locali tedesche e costituiscono importanti *player* a livello internazionale. Si tratta di E.On ed RWE, che costituiscono rispettivamente il secondo ed il terzo gruppo europeo (dopo EDF) in termini di vendite di energia elettrica ai clienti finali, EnBW (controllata al 45% da EDF) e Vattenfall Europe (appartenente al gruppo di origine svedese Vattenfall).

La struttura del mercato elettrico tedesco è estremamente complessa e più articolata rispetto a quella degli altri paesi europei. In generale, il mercato presenta una configurazione oligopolistica, in cui i quattro gruppi sopra citati rappresentano complessivamente quote di

²² La quota delle fonti rinnovabili di energia nel totale dell'elettricità prodotta è più che raddoppiata in dieci anni, passando dal 5% del 1995 al 9% circa del 2006. Inoltre la Germania sta investendo nella cattura e nel sequestro della CO₂ (il carbone rappresenta quasi il 30% del *mix* di generazione elettrica): pur avendo fatto grandi passi in avanti nel solare, tale fonte oggi contribuisce per poco meno dell'1% alla generazione elettrica. Cfr. COMMISSIONE EUROPEA (2008), *Report on Progress in Creating the Internal Gas and Electricity Market*, SEC(2008) 460 definitivo, Commission Staff Working Paper, Bruxelles; e, *Accompanying document to the Report on Progress in Creating the Internal Gas and Electricity Market*, COM(2008) 192 definitivo, Commission Staff Working Paper, Bruxelles.

mercato comprese tra il 60% ed il 90% in tutte le fasi della filiera. La restante fetta di mercato è invece occupata da un gran numero di piccole imprese attive a livello regionale e locale, per un totale di circa 900 operatori. L'analisi del settore elettrico tedesco, per ciascuna fase della filiera elettrica, porta ad evidenziare le seguenti caratteristiche strutturali:

- **Generazione:** E.On ed RWE controllano complessivamente il 55% della generazione, con quote rispettivamente del 32% e del 23%. EnBW e Vattenfall Europe effettuano volumi di produzione sensibilmente minori, arrivando a coprire rispettivamente il 15% e il 10% del mercato. La restante quota di circa il 20% è coperta da imprese regionali e locali indipendenti dai quattro gruppi.
- **Trasmissione:** I quattro gruppi gestiscono la quasi totalità della rete, affidata a ciascun operatore secondo un criterio geografico. RWE ne gestisce la parte occidentale, EnBW la parte sud-occidentale, E.On la parte centrale e Vattenfall quella orientale. Si rammenta in proposito che la Germania è l'unico paese europeo che ha adottato nell'attività di trasmissione una forma di *Pipe to Pipe Competition*, ossia di concorrenza tra operatori privati nelle reti di trasmissione, determinando quindi l'assenza di un unico *Transmission System Operator*, come invece accade, ad esempio, in Italia o in Spagna.
- **Distribuzione e Vendita:** Il numero dei gestori del servizio di distribuzione (DSO) attivi sul mercato tedesco è molto elevato (circa 900). I primi due operatori, E.On ed RWE, servono congiuntamente una quota compresa tra il 40 e il 50 per cento del mercato. Nel settore della distribuzione, si stima che la quota di mercato di E.On a livello nazionale sia compresa tra il 20 e il 30 per cento, senza contare le municipalizzate da questa controllate. Gli altri due operatori maggiori detengono rispettivamente una quota di mercato del 9,3% e del 4,7%. Nel mercato delle vendite, RWE è il primo operatore con una quota vicina al 20%. E.On vende elettricità prevalentemente a grandi utenti industriali, ma possiede quote anche in molti fornitori regionali, per una quota complessiva del 16,4%. Gli altri colossi regionali, EnBW e Vattenfall possiedono rispettivamente una quota di mercato pari al 12% e al 6,1%. Anche in questo caso, i quattro *leader* di mercato sono affiancati da un gran numero di piccoli operatori locali (circa 900)²³.

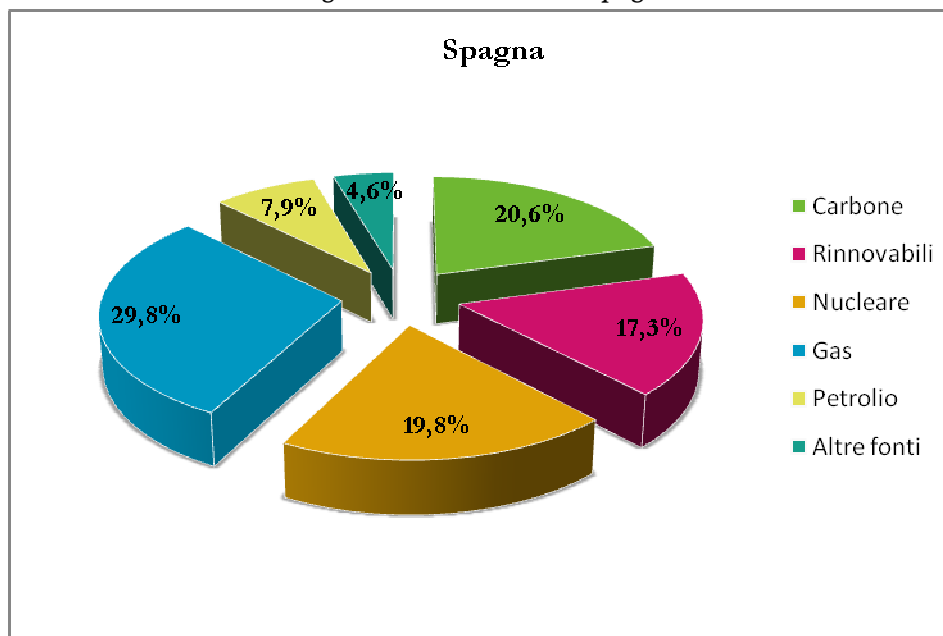
2.4.3 L'INDUSTRIA ELETTRICA SPAGNOLA

La Spagna ha un parco di generazione elettrica abbastanza bilanciato tra le varie fonti, come illustra la Tavola 2.11, di seguito riportata. Tuttavia, negli ultimi anni, sono state particolarmente incentivate le fonti rinnovabili, con lo stanziamento di risorse finanziarie da destinare alla costruzione di torri solari, parchi eolici e impianti fotovoltaici. Tra queste, bisogna sottolineare lo sviluppo di competenze tecnologiche specifiche nella produzione di

²³ Così come la Francia, la Germania ha recepito pienamente le disposizioni comunitarie sull'*unbundling*, introducendo l'obbligo di separazione societaria e funzionale per TSO e DSO, e prolungando l'entrata in vigore dell'obbligo di separazione legale al 1 luglio 2007 per i DSO che servono un numero inferiore ai 100.000 clienti.

elettricità da impianti eolici. Allo stesso tempo, in Spagna si incentivano le politiche di risparmio dell'energia elettrica, soprattutto attraverso l'adozione di soluzioni che rendano gli impianti più efficaci.

TAVOLA 2.11 – Un quadro delle differenze del mix di generazione elettrica in Spagna



Fonte: Elaborazione propria su dati Eurostat, 2008

Dei paesi esaminati, quello spagnolo è sicuramente il mercato caratterizzato, negli ultimi anni, dai maggiori cambiamenti in seguito ad un'intensa attività aggregativa che ha coinvolto sia soggetti nazionali che esteri. Inoltre, il Governo spagnolo ha accelerato l'apertura del mercato in maniera significativa rispetto agli obblighi previsti dalle seconde direttive europee e, a partire dal 1 gennaio 2003, tutti i consumatori sono liberi di scegliere il proprio fornitore di energia elettrica. Questa è l'attuale struttura di mercato per ciascuna delle fasi della filiera elettrica:

- **Generazione:** I gruppi Endesa ed Iberdrola hanno una quota di mercato complessiva vicina al 60%, (32% e 27% rispettivamente) mentre Union Fenosa copre poco più del 10%. Quote minori sono detenute da Hidrocanabrico (6,7%), controllata da Energia de Portugal (EdP), e Viesgo (3,3%), controllata dal gruppo E.On²⁴. La

²⁴ Si sottolinea, inoltre, che, il 16 giugno 2008, la Commissione Europea ha dato il via libera all'acquisizione del gruppo Endesa da parte di Enel e della società spagnola Acciona. Tale operazione ridisegna la struttura del mercato elettrico spagnolo ed europeo, confermando la tendenza verso il consolidamento del settore. Nella nota della Commissione si ricorda che Enel e Acciona hanno deciso di acquisire il controllo in comune di Endesa il 26 marzo 2006, lanciando un'Opa sulle azioni del gruppo spagnolo. In seguito, il 2 aprile 2007, Enel, Acciona e la tedesca E.On hanno stipulato un accordo, in base al quale Enel ed Endesa avrebbero trasferito alcuni *asset* a E.On (anche in ragione della fallita acquisizione di Endesa, tentata dalla società tedesca nel febbraio 2006). Tali diritti includono le attività di generazione, distribuzione e fornitura di energia elettrica di Enel in Spagna (ad eccezione della sua partecipazione in EUFER); ulteriori attività di En-

restante parte è relativa all'energia elettrica prodotta in regime "speciale", ossia energia prodotta da impianti di capacità inferiore a 50 MW attraverso processi ad alto rendimento energetico (cogenerazione) o che utilizzano fonti rinnovabili o rifiuti: questa è quindi coperta da una pluralità di piccoli operatori.

- **Trasmissione:** Proprietà e gestione della rete fanno capo ad un unico soggetto, Red Eléctrica de Espana (REE), ad eccezione di una quota pari all'1% posseduta da Hidrocantabrico. In particolare, il *Transmission System Operator* (TSO) spagnolo è separato nella proprietà rispetto agli operatori delle fasi non regolate. Ad ogni modo, nell'ambito di una strategia di riunificazione della proprietà della rete, REE prevede l'acquisto della suddetta quota residua dalla società del gruppo EdP.
- **Distribuzione e Vendita:** Per quanto concerne la distribuzione Endesa ed Iberdrola superano complessivamente il 77% della quota di mercato, mentre la restante parte è coperta da Union Fenosa, Hidrocantabrico e Viesgo (rispettivamente 16%, 4,6% e 2,6%)²⁵. Accanto ai maggiori gruppi sono poi presenti più di 300 operatori minori con una presenza di scarso rilievo. Simile è la presenza dei gruppi menzionati nella vendita sul mercato libero, dove è però attivo anche Gas Natural, *incumbent* sul mercato del gas naturale spagnolo, con una quota di mercato del 7%. Da sottolineare, infine, il fallito ingresso nel mercato del gruppo tedesco E.On, in seguito alla mancata finalizzazione dell'operazione di acquisizione del capitale di Endesa, acquisita invece da Enel ed Acciona²⁶.

desa ubicate in Spagna e in Italia, oltre agli *asset* posseduti da Endesa in Francia, Polonia e Turchia. Il 18 marzo 2008 Enel e Acciona hanno concluso un altro accordo, che modifica quello del 2007 sul fronte degli *asset* da trasferire ad E.On. La nuova intesa, infatti, esclude una delle centrali di Endesa che doveva essere ceduta al gruppo tedesco (la centrale di Foix, in Francia) e sostituisce una centrale in Spagna (Besos 3) con un'altra (Tarragona 1). L'analisi del nuovo accordo da parte della Commissione Europea ha portato alla conclusione che «*gli effetti di tali modifiche sul mercato interessato sono trascurabili*», pertanto la Commissione non ha revocato l'autorizzazione all'acquisizione, già concessa il 5 luglio 2007. Sempre del 16 giugno 2008 è la notizia dell'accordo tra Acciona, Enel, E.On, A2A, ed Endesa per avviare la procedura di scissione di Endesa Italia dal resto del gruppo. Ad esito di tale operazione, completata il 26 giugno 2008, A2A ha ottenuto la proprietà di alcune centrali di generazione elettrica a fronte della cancellazione della propria partecipazione del 20% nella società italiana, prima controllata dal gruppo spagnolo, ora acquisita dal gruppo tedesco E.On – insieme alle altre attività di Endesa Europa in Italia – e ridenominata E.On Produzione.

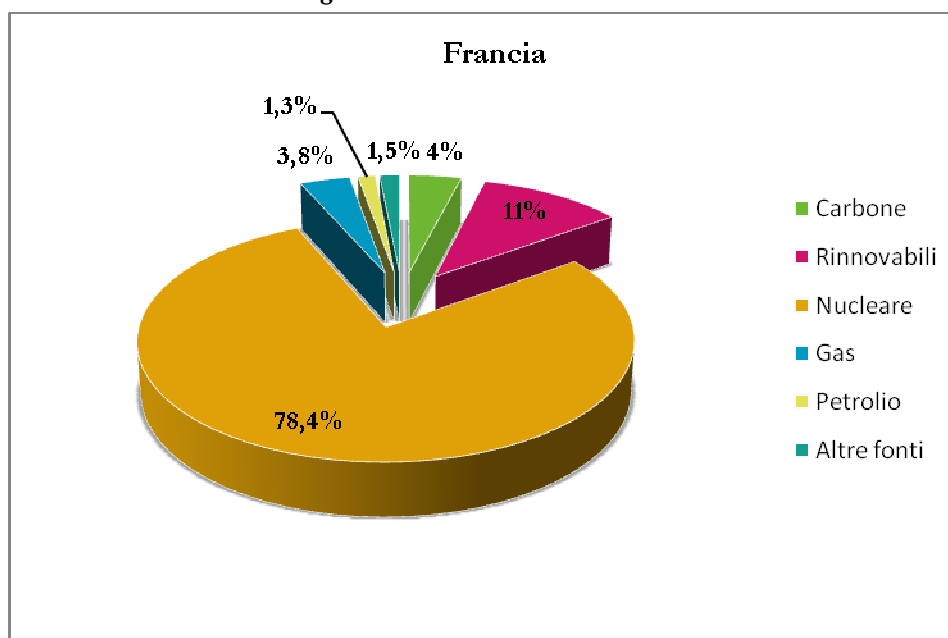
²⁵ Per quanto riguarda i distributori, era stato introdotto un obbligo di separazione legale "parziale" già prima dell'entrata in vigore della seconda Direttiva 2003/54/CE sul mercato elettrico. L'obbligo è definito "parziale" perché i DSO in effetti potevano operare anche nella fase di vendita, sia pure a prezzi regolati. Comunque, ad oggi, manca una specifica norma che recepisca pienamente le disposizioni della direttiva europea. A tal proposito, la Commissione Europea ha avviato nell'aprile del 2006 un procedimento di infrazione contro la Spagna per la incorretta applicazione della normativa comunitaria.

²⁶ In merito a tale acquisizione, si segnala, inoltre, il recente accordo – raggiunto da Enel ed Acciona il 20 febbraio 2009 – che regola il passaggio alla società italiana della quota del 25,01% del capitale del primo gruppo energetico spagnolo. Acciona riceverà in cambio 8,2 miliardi di euro in contanti più *asset* in energie rinnovabili per 3,1 miliardi di valore e 2.100 MW di potenza. Questo accordo conclude le trattative, in corso già da tempo tra i due partner, per anticipare il divorzio, previsto per contratto dal marzo 2010, grazie ad un'opzione put attribuita ad Acciona e valutata attorno agli 11 miliardi. L'acquisizione di Endesa da parte di Enel, che al completamento dell'operazione deterrà il 92% del capitale del gruppo spagnolo, assume grande rilevanza nella prospettiva complessiva del consolidamento dell'industria energetica europea. Infatti l'Enel diventerà, a tutti gli effetti, il secondo gruppo energetico europeo (dietro solo ad EDF) per potenza installata. Inoltre, come sottolinea il presidente dell'Enea, Luigi Paganetto, «*l'acquisizione di Endesa da parte di Enel pone l'Italia in "una posizione di forza", soprattutto nell'ottica di una competizione nello scacchiere europeo per le nuove tecnologie energetiche. È un ot-*

2.4.4 L'INDUSTRIA ELETTRICA FRANCESE

In Francia, quasi l'80% dell'elettricità è prodotta attraverso l'energia nucleare, mentre una percentuale ridottissima è prodotta ricorrendo ai combustibili fossili, un dato che contribuisce a spiegare il "sì" francese agli obiettivi vincolanti di Bruxelles, sia l'indisponibilità ad elaborare una politica degli approvvigionamenti comune. Attualmente, infatti, in Francia sono attive 59 centrali nucleari di terza generazione (pari a circa il 13% delle centrali nucleari nel mondo), cioè a fissione nucleare, anche se sono allo studio le centrali di quarta generazione²⁷. Le fonti rinnovabili rappresentano circa l'11% della generazione elettrica (un peso rilevante all'interno dell'energia "pulita" è rappresentato dalle biomasse solide, seguite dall'idroelettrico, con le altre fonti rinnovabili quasi inesistenti), mentre un peso trascurabile hanno le altre fonti di energia, come mostra la Tavola 2.12.

TAVOLA 2.12 – Un quadro delle differenze del mix di generazione elettrica in Francia



Fonte: Elaborazione propria su dati Eurostat, 2008

Il mercato elettrico francese è fortemente concentrato, nonostante l'ingresso e il consolidamento negli ultimi anni di nuovi operatori come Electrabel ed Endesa France (che è sta-

timo segnale – aggiunge Paganetto all'Agi – *ed evidenzia la capacità delle aziende italiane di sviluppare un'iniziativa a livello internazionale assolutamente decisiva rispetto ad un contesto che vede sempre più l'esigenza di una competizione globale*. Importante, per il presidente dell'Enea, è anche la scelta «fatta a latere di cedere la minoranza di Green Power, il che significa voler restare anche in questo settore», perché «nel momento stesso in cui, in particolare negli Stati Uniti, sta partendo una competizione sulle nuove tecnologie nel settore energia, non solo per le rinnovabili ma anche per il carbone a "zero emission" e il "capture storage", questa scelta conferma la linea strategica di rimanere anche in questo segmento». Per Paganetto, infatti, la nuova area di competizione globale sarà quella delle nuove tecnologie energetiche.

²⁷ Il primo reattore a fusione nucleare sarà costruito a Cadarache nel sud della Francia in pieno accordo con gli altri partner internazionali. Il progetto ITER (*International Thermonuclear Experimental Reactor*) prevede la realizzazione di un reattore nucleare sperimentale basato sulla fusione nucleare, ossia sullo stesso processo presente nelle stelle.

ta recentemente ceduta da Enel ed Acciona ad E.On insieme alle altre attività possedute dal gruppo spagnolo nel resto d'Europa). EDF riveste tuttora la posizione di monopolista, in tutte le fasi della filiera elettrica. Pertanto la Francia costituisce il paese più lento dell'Unione Europea nell'aprire il mercato alla competizione, adempiendo solo i requisiti minimi richiesti dalle direttive europee di liberalizzazione²⁸. Per ciascuna delle fasi della filiera, si evidenziano i seguenti aspetti:

- **Generazione:** L'apertura del mercato elettrico francese resta puramente teorica. Difatti il mercato è dominato da EDF²⁹, che possiede l'90% della capacità di generazione elettrica francese. Il che rende la Francia il mercato elettrico più concentrato d'Europa. Altri due operatori che vantano una presenza significativa nel mercato sono Electrabel-Suez³⁰ e Snet (altra società del gruppo spagnolo Endesa, che, secondo l'accordo raggiunto il 16 giugno 2008 tra Enel, Acciona ed E.On, è stata ceduta al gruppo tedesco), che possiedono, rispettivamente il 4% e il 2% della potenza installata. Il restante 4% è controllato da produttori minori.
- **Trasmissione:** La società RTE, creata nel settembre 2005, è l'unico gestore della rete di trasmissione, ed è controllata da EDF, secondo il modello del *Transmission System Operator (TSO)*.
- **Distribuzione e Vendita:** La rete di distribuzione gestita da EDF rappresenta il 95% della distribuzione di elettricità. Altri 160 distributori locali assicurano la distribuzione del restante 5% del mercato³¹. Con riferimento al mercato all'ingrosso, la borsa elettrica francese Powernext ha registrato negli ultimi anni un volume di scambi giornalieri crescenti, e dal 21 novembre 2006 è stata realizzata la fusione con la borsa elettrica belga ed olandese. Nella vendita al mercato finale, oltre ad EDF e ai distributori storici, sono presenti altri 20 operatori "alternativi", attivi a partire dall'apertura del mercato ai clienti liberi, nel 2000. È da segnalare che, in ambito internazionale, EDF costituisce un esportatore di elettricità verso i paesi limitrofi. Il volume di energia elettrica esportata dalla Francia è considerevole, infatti, nel 2006, si è attestato a circa 72 TWh. Inoltre, circa il 50% dell'elettricità esportata è rivolta alla Svizzera e all'Italia. La restante parte dell'elettricità esportata viene distribuita in parti uguali nelle tre regioni della Germania, in Gran Bretagna e Belgio³².

²⁸ Infatti, nel novembre 2002 il Governo francese ha deciso di rispettare le ultime proposte della Commissione in materia di concorrenza, le quali prevedono che tutti i clienti commerciali siano liberi di scegliere entro il 2004 e tutti i consumatori entro il 2007 il proprio fornitore di energia elettrica.

²⁹ EDF è stata trasformata in società di capitali nel 2004, tuttavia la partecipazione dello Stato francese rimane cospicua, è infatti superiore al 70%.

³⁰ Attualmente Electrabel-Suez appartiene al gruppo GdF Suez, nato il 22 luglio 2008, dalla fusione tra Gas De France e Suez.

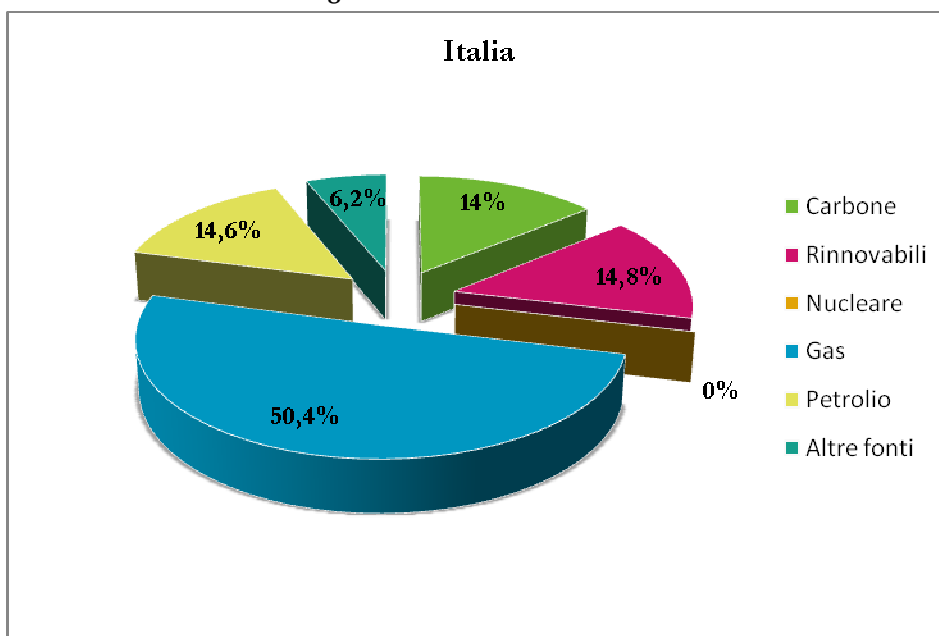
³¹ La Francia ha recepito pienamente le disposizioni della Direttiva 2003/54/CE sull'*unbundling*, introducendo l'obbligo di separazione societaria e funzionale per i TSO e i DSO, e prolungando l'entrata in vigore dell'obbligo di separazione legale al 1 luglio 2007 per i DSO che servono un numero inferiore ai 100,000 clienti. Sulla base di un'indagine a campione condotta nell'ambito del suddetto studio per la DG TREN, è stato tuttavia rilevato come nessuno dei distributori esaminati avesse attuato la separazione societaria.

³² Poiché le interconnessioni transfrontaliere danno spesso origine a fenomeni di congestione, il regolatore francese ha imposto, dal 1 dicembre 2005, la soppressione della priorità d'accesso dei contratti storici alla rete

2.4.5 L'INDUSTRIA ELETTRICA ITALIANA

L'Italia, invece, ha un *mix* di generazione elettrica assolutamente peculiare, caratterizzato dallo sbilanciamento verso il gas; da un uso ridotto di carbone e petrolio; dalla notevole rilevanza delle fonti rinnovabili, che contribuiscono a circa il 15% della generazione elettrica – uno dei contributi più elevati al mondo – grazie, in particolare, all'idroelettrico (circa il 14% delle rinnovabili), che però ha ridotte prospettive di sviluppo; e dalla completa assenza del nucleare, come illustra la Tavola 2.13. Questa composizione del *power generation* mette l'Italia in condizioni di debolezza non solo in termini di sicurezza energetica, ma anche di sostenibilità ambientale, dal momento che la generazione elettrica avviene con fonti altamente inquinanti.

TAVOLA 2.13 – Un quadro delle differenze del mix di generazione elettrica in Italia



Fonte: Elaborazione propria su dati Eurostat, 2008

Rispetto agli anni Novanta del secolo scorso, l'Italia ha ridotto la percentuale dei prodotti petroliferi, che oggi pesano meno del 15% rispetto al 60% degli inizi dello scorso decennio. Nonostante il processo di contenimento, tuttavia, l'Italia è ancora molto più dipendente dal petrolio di quanto lo siano Francia e Germania, le cui percentuali in relazione all'oro nero sono minime (rispettivamente 1,3% e 1,5%). Per quel che riguarda il carbone, la percentuale impiegata per la generazione elettrica è solo del 14%, nonostante sia l'unico Paese che, dagli anni Novanta, ha aumentato, seppur marginalmente, il peso della fonte nel suo *mix*. L'Italia ha, inoltre, aumentato il peso del gas naturale, proveniente soprattutto da Algeria e Russia, infatti la percentuale di impiego di questa fonte ha raggiunto, nel 2006, più della metà del fabbisogno energetico complessivo. *Trend* confermato anche nel 2007, anno

di interconnessione con il Belgio, la Germania, l'Italia e la Spagna (ad esclusione della Svizzera). Dopo il 1 gennaio 2006 l'allocazione della capacità d'interconnessione transfrontaliera con gli Stati membri dell'Unione Europea è quindi oggetto di una licitazione esplicita.

in cui l'utilizzo del gas per la produzione di elettricità ha raggiunto quota 53,5%, più del quadruplo rispetto ai livelli dei primi anni Novanta del secolo scorso. Una riduzione ha interessato invece la quota di energia prodotta con l'idroelettrico, che rappresenta comunque la parte più consistente di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili. Peraltro, le fonti rinnovabili non hanno ricevuto in modo continuo un'incentivazione economica tale da sostenere la crescita anche sul piano industriale, come è invece accaduto per la Germania. È, invece, completamente assente l'energia nucleare dal 1987 a seguito del referendum abrogativo. Tuttavia il Governo italiano sta valutando la possibilità di un ritorno all'energia nucleare – confermato anche dal recente accordo siglato con il Governo francese – per diverse ragioni, tra cui assumono particolare rilievo:

- a) un *mix* produttivo fortemente sbilanciato verso il petrolio, e soprattutto verso il gas, che ha risentito fortemente del sostanziale rialzo dei prezzi, generato dalla crescente domanda proveniente dai paesi dell'Est asiatico (Cina ed India);
- b) un parco di generazione costituito prevalentemente da impianti di produzione termoelettrica a ciclo combinato, dove il costo del carburante incide per circa il 50% sui costi complessivi di produzione, e che richiedono notevoli quantità di energia primaria;
- c) una dipendenza energetica troppo sbilanciata verso l'estero;
- d) l'obbligo di rispettare il Protocollo di Kyoto, che richiede una crescente capacità elettrica "pulita", che non può derivare unicamente da fonti rinnovabili;
- e) le recenti indicazioni dell'Unione Europea e dell'*International Energy Agency*³³.

Certo è che le imprese non sono rimaste ferme, nell'attesa di conoscere le decisioni politiche, ma sono già attive nel settore nucleare, anche per acquisire le competenze necessarie all'implementazione di questa tecnologia nel nostro paese. In questo quadro, l'accordo di collaborazione, siglato il 30 novembre 2007 a Nizza, tra Enel ed Électricité de France per la realizzazione del primo impianto nucleare di nuovissima generazione *European Pressurized water Reactor (EPR)* assume nuovi connotati. Tuttavia la strada da percorrere è molto lunga e tortuosa, e, nel caso l'Italia decidesse effettivamente di tornare al nucleare (aldilà degli effetti annuncio), sarebbe indispensabile una programmazione seria e responsabile degli interventi di politica industriale.

Per quanto riguarda l'assetto dell'industria elettrica in Italia, si segnala che, a partire dal 1999, la posizione del gruppo Enel nel comparto della generazione elettrica si è notevolmente ridotta, quale risultato degli obblighi previsti dal decreto legislativo n. 79 del 1999 che, come noto, ha dato avvio alla liberalizzazione del settore elettrico in Italia. Era infatti previsto che Enel cedesse 15,000 MW di potenza, confluiti in tre società di generazione –

³³ Nel corso del 2007, di fronte ai crescenti problemi di approvvigionamento di petrolio e gas naturale la Commissione Europea ha abbandonato la sua tradizionale neutralità energetica, appoggiando lo sviluppo dell'energia nucleare in forma esplicita, e sollecitando i paesi membri a cooperare al fine di aumentare la sicurezza degli impianti, trovare una soluzione per il trattamento dei residui ed agevolare le procedure di autorizzazione delle centrali nucleari, il loro finanziamento e la loro gestione affidabile (AEEG, 2008). Di questo avviso è anche l'*International Energy Agency* (AIE), le cui previsioni sottolineano che l'efficienza energetica e le fonti rinnovabili non sono sufficienti a risolvere il problema della sicurezza energetica se non su lunghi periodi dell'ordine di 50-100 anni ed oltre.

Interpower, Eurogen ed Elettrogen – e successivamente acquisite da operatori, o gruppi di operatori, di minori dimensioni (Genco)³⁴. Sebbene, ugualmente, il decreto 79/99 prevedesse l'obbligo per Enel di cedere significative porzioni della propria rete di distribuzione elettrica ad alcune municipalizzate locali (tra cui Aem Milano e Asm Brescia, ora confluite in A2A), non altrettanto può dirsi per la posizione del gruppo nella distribuzione (dove Enel detiene l'86,4%) e nella vendita al mercato vincolato (in cui l'operatore dominante possiede circa 80% del mercato di maggior tutela); al contrario, il segmento della vendita sul mercato libero vede attualmente almeno due operatori, Edison e Eni, coprire fette di mercato simili a quelle dell'ex monopolista (e pari, rispettivamente, al 11,5% e al 6,6%)³⁵. Per ciascuna delle fasi della filiera si osservano i seguenti aspetti:

- **Generazione:** Enel produce circa il 32% dell'elettricità generata e controlla il 50% della capacità installata in Italia, nel rispetto dei tetti *antitrust* imposti dal decreto 79/99. Il secondo produttore è Edison, con una quota di mercato sensibilmente inferiore (ossia circa il 14% in termini sia di volumi prodotti sia di capacità installata alla fine del 2007). Operatori di simile dimensione sono EniPower (che con il 9,7% è il terzo produttore italiano di elettricità), Endesa Italia (ora E.On Produzione) ed Edipower (rispettivamente con l'8,1% della produzione elettrica nazionale), Tirreno Power (3,9%), e poi Erg, Saras, Sorgenia, Gruppo CVA, oltre alle maggiori aziende ex municipalizzate, tra le quali spiccano A2A, Electrabel-Acea, Iride, ed Hera, con

³⁴ Con la costituzione delle tre *Genco* l'Enel SpA ha provveduto a cedere alcuni impianti selezionati in base alle caratteristiche di funzionamento (tipo di combustibile o fonte usata, potenza, ecc.) e alla loro localizzazione sul territorio italiano. Sono nati, quindi, tre "spezzoni" di varia potenza e grandezza, raggruppati nelle società Elettrogen, Eurogen e Interpower. Le tre *Genco* sono state messe sul mercato in tempi e a prezzi diversi, con il meccanismo delle gare, a cui hanno partecipato dagli iniziali 25 concorrenti per la prima gara, ai 4 concorrenti finali per l'ultima. La prima *Genco* messa all'asta è stata Elettrogen, con 1.630 dipendenti e 5.438 megawatt di potenza. L'asta è stata vinta, il 20 settembre 2001, dal consorzio guidato dal primo *provider* energetico spagnolo Endesa che, assieme a Banco Santander e Central Hispano (Bsch) e all'ex azienda municipalizzata Asm di Brescia, ha pagato Elettrogen 2,63 miliardi di euro. La seconda ed anche la più grande, Eurogen, con 2.000 dipendenti e 7.008 megawatt di potenza, è stata ceduta il 17 marzo 2002, per 3,7 miliardi di euro, al consorzio Edipower guidato da Italenergia, società costituita dalla famiglia Agnelli, dalla francese Edf e dal finanziere polacco Romain Zalewsky, che detiene anche una quota azionaria rilevante in Edison. La terza e più piccola *Genco* è Interpower, con una potenza di 2.611 megawatt. È stata acquistata, per 874 milioni di euro, dalla cordata formata dalla prima compagnia belga di elettricità Electrabel, dall'ex municipalizzata di Roma Acea e da Energia, società di Carlo De Benedetti aggregata all'austriaca ElektroVerbund. Si è completato in questo modo il processo di dismissione delle centrali elettriche dell'Enel per una potenza erogata di 15.057 megawatt e con un incasso complessivo di 8,214 miliardi di euro. Queste società sono poi state vendute sul mercato: Elettrogen è stata comprata da Endesa ed è divenuta Endesa Italia; Interpower, comprata da Electrabel e Acea insieme ad Energia Italiana, è divenuta Tirreno Power; Eurogen, infine, è stata comprata da Edison ed è divenuta Edipower. In seguito all'acquisizione di Endesa ad opera di Enel ed Acciona, avvenuta nel corso del 2007, la partecipazione di controllo in Endesa Italia – che è uno dei maggiori operatori in Italia, con una quota della produzione nazionale pari all'8,1% nel 2007 – è stata acquisita da E.On, mentre la multiutility A2A è uscita dalla società in cambio del trasferimento di alcune centrali elettriche. Tirreno Power è tuttora controllata in modo paritetico da EblAcea – società appositamente costituita da Electrabel (che detiene il 70% del capitale sociale) ed Acea (che possiede il restante 30%) per l'acquisizione di Tirreno Power – ed Energia Italiana, controllata da Sorgenia Spa, che possiede una partecipazione azionaria del 78%, e da Iride ed Hera che detengono il restante 22% (in parti uguali). Infine Edipower, che nel 2007 ha contribuito alla produzione nazionale di energia elettrica per l'8,1%, è tuttora controllata da Edison, che detiene il 50% del capitale sociale, insieme ad A2A (20%), Atel (20%) e Iride (10%).

³⁵ Cfr. AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS (2008), *Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta*, Presidenza del Consiglio dei Ministri, Dipartimento per l'Informazione e l'Editoria, Roma.

quote sulla produzione totale comprese tra lo 0,3 e il 2%. I primi cinque operatori coprono congiuntamente circa l'80% del mercato della generazione in termini di potenza installata netta e intorno al 75% in termini di MWh prodotti.

- **Trasmissione:** Proprietà e gestione della rete sono state recentemente unificate e fanno capo a Terna-Rete elettrica nazionale³⁶, società per azioni quotata in borsa, di cui la Cassa Depositi e Prestiti è l'azionista di maggioranza relativa (con una partecipazione del 29,99% del capitale sociale)³⁷. Si sottolinea, inoltre, che in Italia per l'attività di trasmissione è stata attuata una separazione proprietaria (ossia la formazione di due soggetti economici indipendenti) del *Transmission System Operator* (TSO) dagli operatori delle fasi non regolate (in particolare, Enel il quale ne detiene attualmente circa il 5%), sebbene la direttiva europea 2003/54/CE preveda l'attuazione, sia per la trasmissione che per la distribuzione, di due tipologie di *unbundling* di livello inferiore, ossia: (a) legale (societaria), attraverso la creazione di due differenti società, che assorbe necessariamente anche la separazione contabile; (b) funzionale, attraverso la creazione di due processi decisionali indipendenti³⁸.

³⁶ Terna, proprietaria di oltre il 98% delle infrastrutture elettriche, fornisce i servizi di trasmissione di elettricità in regime di concessione ed è responsabile della funzione di dispacciamento e dell'attività di programmazione e sviluppo della rete elettrica. Cfr. TERNA, Bilancio annuale 2008, disponibile sul sito www.terna.it.

³⁷ Alla base di tale assetto vi è la convinzione che la nuova struttura del sistema di trasmissione e dispacciamento di energia elettrica assicuri una gestione più efficiente ed una programmazione degli investimenti più efficace, anche se gli intrecci azionari esistenti tra Enel, Terna e Cassa Depositi e Prestiti lasciano qualche perplessità sull'effettiva efficacia del nuovo assetto gestionale. Tuttavia, le conclusioni dell'istruttoria, svolta dall'Autorità antitrust, sull'operazione di concentrazione generata dall'acquisizione, da parte della società Cassa Depositi e Prestiti – già detentrici di un partecipazione azionaria in Enel pari al 10,2% – del 29,99% del capitale sociale della società Terna e del ramo di azienda del GRTN relativo alle attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica (caso C7065 – Cassa Depositi e Prestiti/Trasmissione elettricità rete nazionale-Gestore della rete di trasmissione nazionale, in Bollettino n. 29/2005) sottolineano la presenza di un rischio di costituzione di posizione dominante sul mercato della trasmissione e del dispacciamento idonea ad ostacolare la concorrenza in maniera effettiva sui mercati verticalmente connessi al primo, ovvero sul mercato della vendita di energia all'ingrosso e dei servizi di dispacciamento in virtù dell'intreccio azionario determinatosi in capo alla Cassa Depositi e Prestiti, allo stesso tempo controllore di Terna ed azionista di rilievo di Enel. L'Autorità antitrust ha ritenuto misura idonea ma non sufficiente ad attenuare, in via transitoria, gli effetti di ostacolo alla concorrenza derivanti dall'operazione il rafforzamento dei meccanismi di controllo e verifica ex post delle scelte del gestore. Tuttavia, è opportuno sottolineare che l'unica misura in grado di rimuovere definitivamente tali effetti restrittivi è rappresentata dalla cessione della partecipazione azionaria in Enel, da parte della Cassa Depositi e Prestiti, in quanto quest'ultima è l'unica misura in grado di recidere effettivamente l'intreccio azionario, in capo alla Cassa Depositi e Prestiti, tra gestore della rete di trasmissione nazionale e l'operatore dominante Enel, come sancito dall'Autorità antitrust. La Cassa Depositi e Prestiti dovrà quindi provvedere alla cessione di tale partecipazione azionaria entro i 24 mesi successivi alla completa liberalizzazione del mercato della vendita finale di elettricità, ovvero entro il 1° luglio 2009.

³⁸ Inizialmente, il decreto legislativo 79/1999 aveva previsto la separazione della proprietà delle infrastrutture elettriche dalla loro gestione ed il mantenimento delle stesse in capo ai soggetti che ne erano al momento proprietari. A seguito della separazione societaria, la proprietà della rete elettrica nazionale posseduta da Enel è stata trasferita a Terna, mentre la gestione della rete è stata affidata ad un soggetto indipendente di proprietà del Ministero del Tesoro: il Gestore della rete di trasmissione nazionale (GRTN). A questa prima fase di separazione societaria e di terziarietà nella gestione è seguita una seconda fase di riunificazione della gestione e proprietà della rete in una società attualmente a capitale prevalentemente pubblico, ovvero Terna, che ha assorbito il ramo d'azienda del GRTN relativo alle attività di dispacciamento, trasmissione e sviluppo della rete di trasmissione, in ottemperanza alle disposizioni di cui alla legge 27 ottobre 2003, n. 290 in materia di riassetto del settore energetico, nonché al successivo decreto del Presidente del Consiglio dei ministri dell'11 maggio 2004. Dal suo canto, il nuovo gestore del sistema elettrico nazionale, ha mutato la propria denomina-

- **Distribuzione e Vendita:** Nonostante la liberalizzazione dell'offerta dell'energia e la creazione di un mercato all'ingrosso abbiano permesso l'ingresso di nuovi concorrenti sul mercato, il grado di concentrazione dell'offerta rimane ancora fortemente squilibrato a favore dell'ex monopolista: Enel occupa circa l'87% del mercato della distribuzione, mentre piccole, ma significative quote di mercato sono occupate dalle *local utility* operanti nei principali comuni italiani, ossia, Aem Milano, Asm Brescia (ora confluite in A2A), Acea, Iride e Hera³⁹. Se la fase della filiera relativa alla domanda sul mercato all'ingrosso è stata liberalizzata gradualmente, a partire dai grossisti e dai grandi consumatori industriali (i cosiddetti clienti idonei), più lento è stato invece il processo di apertura al mercato per gli utenti minori, vale a dire le utenze domestiche che fino al 1° luglio 2007 erano vincolati all'acquisto di energia elettrica presso l'Acquirente Unico (AU)⁴⁰, creato con l'obiettivo di assicurare l'univocità di trattamento e la sicurezza e l'economicità dell'approvvigionamento ai clienti non idonei, anche al fine di permettere che il mercato avesse tempo sufficiente per adeguarsi alle innovazioni. Pertanto, a partire dal 1° luglio 2007 il mercato finale della vendita di elettricità non si ripartisce più in vincolato e libero, poiché tutti i consumatori sono liberi di scegliere il proprio fornitore. Malgrado ciò, la situazione attuale del mercato vede l'esistenza di tre classi di clienti: *i clienti finali domestici e i clienti non domestici di ridotte dimensioni che non hanno ancora scelto un nuovo fornitore*, per i quali resta in vigore un regime di tutela fino al completo recepimento della direttiva 2003/54/CE; *i clienti finali non domestici che non hanno esercitato diritto di recesso dal vecchio fornitore*, per i quali viene garantito il servizio di salvaguardia; e, infine, *i clienti domestici e non domestici che operano liberamente sul mercato elettrico*.

Nel 2007 il mercato italiano della vendita al dettaglio, in termini di volumi netti, è stato pari a circa 301 TWh, di cui il 60,3% ascrivibile alle vendite sul mercato libero, per oltre 36 milioni di punti di prelievo complessivi. Nell'ambito del *servizio di maggior tutela* le vendite alla clientela domestica, nel secondo semestre 2007, sono state pari al 62,9% dell'intero seg-

zione in Gestore dei Servizi Elettrici - GSE SpA, e si è focalizzato sulla gestione di tutte le attività di natura pubblicistica del settore elettrico e sulla gestione delle fonti rinnovabili, diventando il punto di riferimento per l'attuazione della politica energetica nel Paese. Cfr CREATINI R. (2007), "Come liberalizzare in modo energetico?" in PAMMOLLI F., CAMBINI C., GIANNACCARI A. (2007), a cura di, *Politiche di liberalizzazione e concorrenza in Italia. Proposte di riforma e linee di intervento settoriali*, Il Mulino, Bologna.

³⁹ Per quanto riguarda la distribuzione, inoltre, il decreto legislativo 79/1999 introduce la separazione societaria per i soggetti proprietari degli impianti di distribuzione che alimentano più di 300.000 clienti finali di costituire una o più società per azioni alle quali sono trasferiti i beni e i rapporti e la vendita ai clienti vincolati. Qui la separazione riguarda principalmente la gestione dei rapporti derivanti dai diritti di proprietà della rete dalla attività di distribuzione in senso stretto. Successivamente, sono state introdotte modifiche dalla legge 239/2004, estendendo quanto previsto dall'art. 9 comma 7 del decreto 79/1999 a tutti i soggetti titolari di concessioni di distribuzione. La direttiva 2003/54/CE non trova però piena applicazione con riguardo all'attuazione della separazione funzionale; per questa ragione la Commissione Europea ha avviato nell'aprile del 2006 un procedimento di infrazione contro l'Italia. Al fine di porre rimedio a tale situazione, nel maggio 2006 il Governo ha ricevuto delega, da parte del Parlamento, per il recepimento della direttiva sul mercato elettrico comunitario.

⁴⁰ L'Acquirente Unico è un soggetto pubblico incaricato di gestire gli acquisti di energia sul mercato all'ingrosso per i consumatori vincolati. La soglia di identificazione dell'idoneità ad accedere al libero mercato è stata progressivamente ridotta, fino ad includere, nel luglio 2004, anche le utenze domestiche.

mento di mercato in volume (circa 49 TWh) e hanno interessato l'82% dei punti di prelievo. Il mercato della maggior tutela, come l'ex mercato vincolato, risulta fortemente concentrato. Enel Distribuzione Spa (oggi Enel Servizio Elettrico Spa) nel secondo semestre 2007 ha servito l'80% dei punti di prelievo per un totale di circa 38 TWh, ovvero il 78% dell'intero segmento. Il secondo operatore, AceaElectrabel Elettricità, ha una quota di mercato pari all'11% in volumi e al 9% in termini di punti di prelievo, mentre gli altri operatori hanno quote singolarmente inferiori al 4%. I clienti che risultano essersi approvvigionati sul *mercato libero* nel corso del 2007 sono pari a circa 1,5 milioni di punti di prelievo per un totale di circa 181 TWh. In termini di volumi oltre il 50% delle vendite ha interessato le imprese connesse alla rete in media tensione mentre circa un quarto è stato il contributo del segmento della clientela connessa in alta e altissima tensione⁴¹.

Per quanto concerne il mercato della vendita ai clienti del mercato libero, si osserva un grado di concentrazione inferiore rispetto a quello del servizio di maggior tutela. Infatti Enel ha rappresentato circa il 25% del totale in volume, corrispondente a circa la metà dei punti di prelievo. Quote considerevoli sul mercato libero sono inoltre detenute da Edison (11,5%), Enipower (6,6%) e dal gruppo svizzero Axpo (5,9%).

Tutti i clienti che non hanno titolo per accedere al servizio di maggior tutela e che si trovano, anche temporaneamente, senza un contratto di compravendita nel mercato libero, sono ammessi al *servizio di salvaguardia*. Nel secondo semestre 2007 il servizio di salvaguardia ha interessato più di 140.000 punti di prelievo, che hanno prelevato elettricità per circa 9,5 TWh. Nel periodo transitorio, in cui la continuità della fornitura è stata garantita dalle imprese distributrici o da società di vendita a queste collegate, gli esercenti il servizio di salvaguardia sono stati un centinaio di cui circa una settantina hanno servito effettivamente clienti ammessi a questo regime. Enel Distribuzione, in particolare, ha coperto circa il 90% delle vendite totali. I nuovi soggetti che erogano tale servizio a partire dal 1 maggio 2008 sono stati, invece, scelti per aree territoriali, attraverso procedure concorsuali.

2.5 *Il settore europeo del gas*

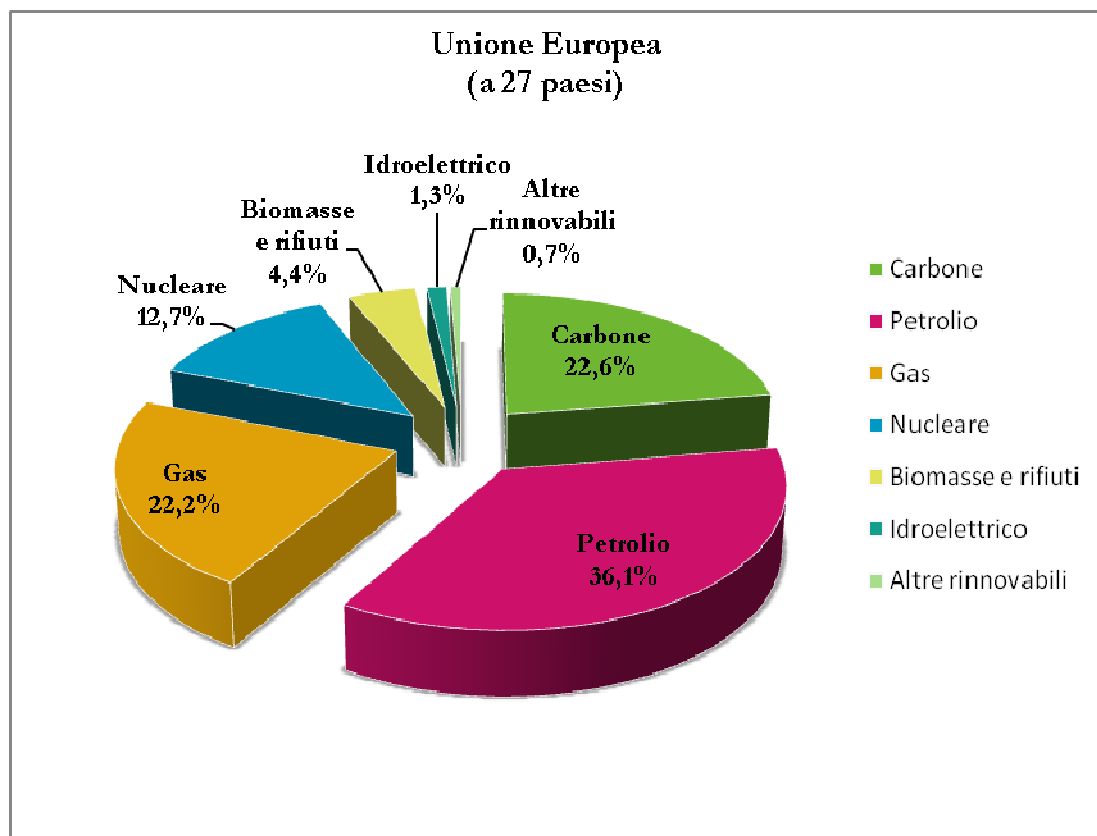
Il mercato europeo del gas negli ultimi venticinque anni è stato caratterizzato da un intenso ciclo d'espansione, incentrato da un lato sullo sviluppo della produzione interna e delle relative infrastrutture (in primo luogo Mare del Nord inglese e norvegese) e, dall'altro, sulla realizzazione di grandi reti di trasporto che hanno collegato i grandi mercati di consumo al Nord Africa, alla Russia, al Medio Oriente. Si illustrano, quindi, le principali dimensioni del settore del gas naturale in Europa.

Innanzitutto, si noti che una delle principali criticità dell'Unione Europea è rappresentata dalla dipendenza dall'estero per gli *approvvigionamenti di fonti primarie* di energia (gas naturale e petrolio), a cui si aggiunge un secondo aspetto di vulnerabilità, legato al fatto che le importazioni di fonti fossili provengono in larga misura da paesi con elevato profilo di ri-

⁴¹ Cfr. AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS (2008), *Relazione annuale alla Commissione Europea sullo stato dei servizi e sulla regolazione dei settori dell'energia elettrica e del gas*, Presidenza del Consiglio dei Ministri, Dipartimento per l'Informazione e l'Editoria, Roma.

schio geopolitico⁴². A tale proposito, la Tavola 2.14 illustra il *mix* globale delle fonti energetiche dell'Unione Europea.

TAVOLA 2.14 – L'energy mix dell'Unione Europea



Fonte: Elaborazione propria su dati Eurostat, 2008⁴³

Come si vede, il petrolio e il gas, in larga parte importati dall'estero, soddisfano quasi il 60% del fabbisogno energetico. In particolare, il petrolio e il gas naturale dominano la fornitura di energia primaria in Italia, la quale è caratterizzata da un basso livello di diversità tra carburanti. Le quote di petrolio e gas nella fornitura di energia primaria in Italia sono entrambe sopra i valori medi europei (43% e 34% rispettivamente). La Germania ha un *mix* energetico abbastanza diversificato, in cui il petrolio detiene la quota più grande. Tuttavia la Germania sta progressivamente aumentando la fornitura di gas naturale in sostituzione dei combustibili solidi. In Spagna, petrolio e di gas naturale dominano la fornitura di energia primaria, con il 77% del totale. Il consumo di entrambe le fonti, ma soprattutto di gas, è aumentato drasticamente negli ultimi anni (in totale si è registrato un aumento di 125% ri-

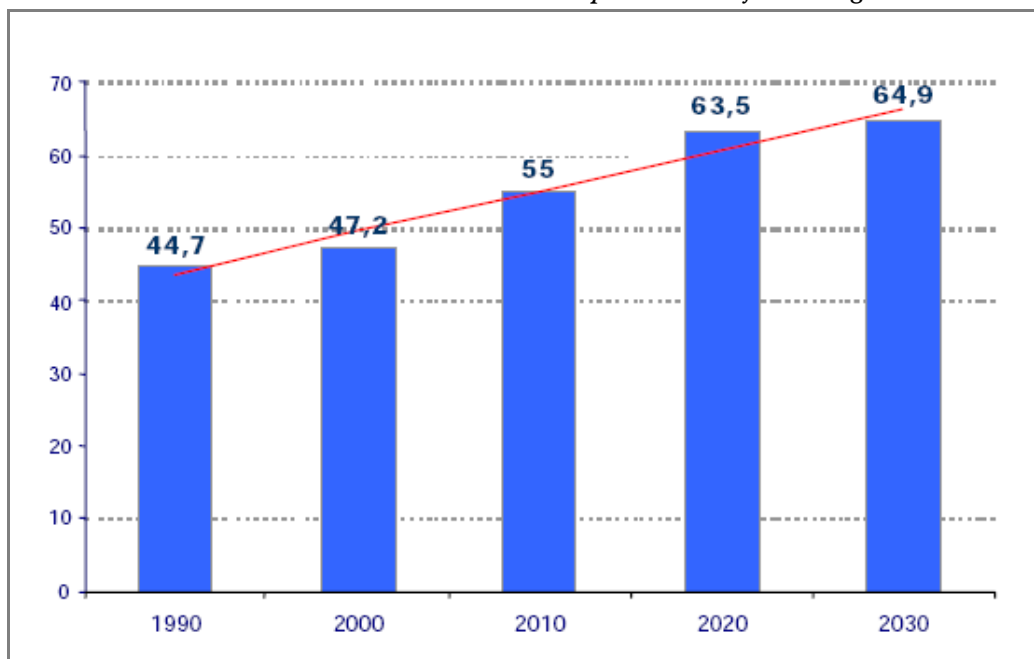
⁴² La dipendenza dall'estero deriva dalla configurazione dell'*energy mix* europeo (considerando cioè anche il settore dell'industria, dei servizi e dei trasporti, oltre a quello elettrico), mentre ha un'importanza meno accentuata per la generazione elettrica, dove il ricorso all'energia nucleare o al carbone riesce nel complesso a ridurre la dipendenza dall'estero (pur tenute presenti le debite differenze tra i singoli Stati).

⁴³ Gli ultimi dati disponibili relativi al *mix* delle fonti primarie dell'Unione Europea risalgono al 2006.

spetto al 1990)⁴⁴. La Francia, invece, è fortemente sbilanciata verso l'energia nucleare, che rappresenta circa il 43% delle fonti energetiche primarie francesi. Tuttavia circa la metà del fabbisogno energetico è coperto dal petrolio (34,4%) e dal gas naturale (14,6%) importati dall'estero. La Gran Bretagna, infine, produce autonomamente l'80% del proprio fabbisogno energetico, coperto per il 34% dal petrolio e per il 31% dal gas naturale.

La Tavola 2.15 mostra invece la dipendenza percentuale dalle *importazioni di fonti energetiche primarie*.

TAVOLA 2.15 – Il trend di crescita delle importazioni di fonti energetiche



Fonte: Elaborazione The European House-Ambrosetti su dati Commissione Europea, 2007

Come si vede, il *trend* di dipendenza è destinato a crescere, passando dal 50% circa attuale al 65% previsto per il 2030, nell'ipotesi che l'Europa mantenga il suo *"business as usual"*, con ripercussioni in termini di sicurezza energetica. Secondo la Commissione Europea, sono destinate a crescere soprattutto le importazioni di gas, la cui percentuale dovrebbe passare dal 57% attuale a 85% circa per il 2030. Per quel che riguarda le importazioni di petrolio, la crescita è più contenuta, dall'82% attuale al 93% previsto al 2030⁴⁵.

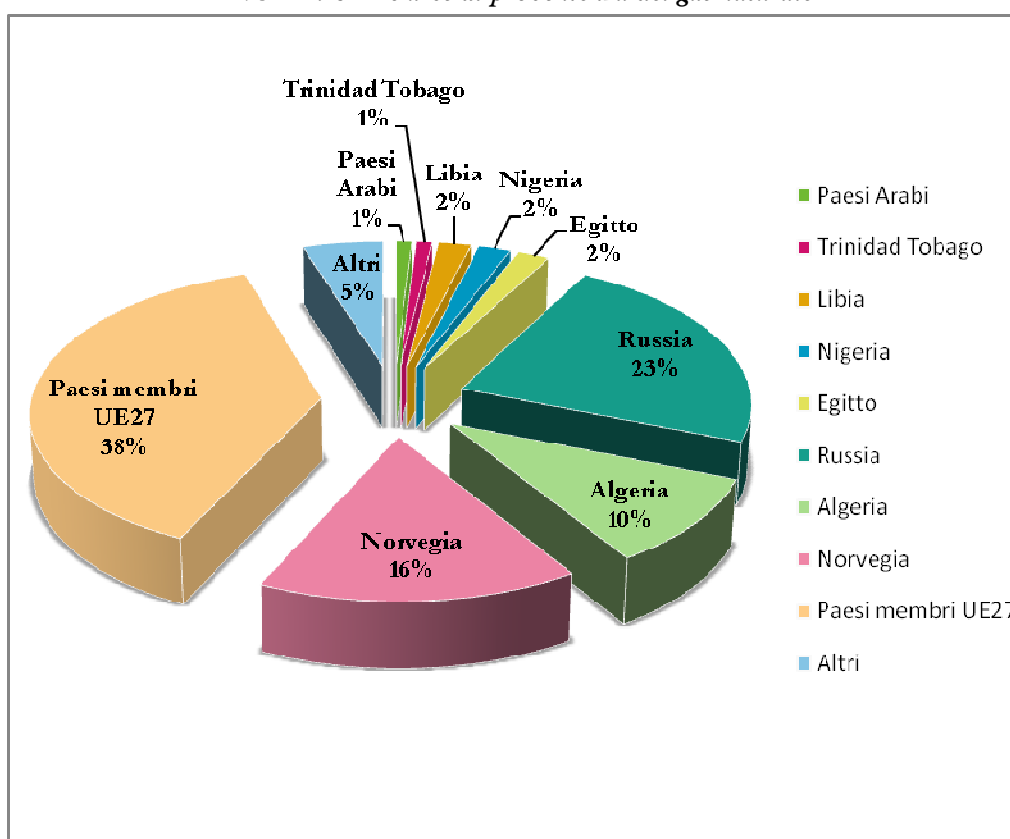
La diversificazione delle aree geografiche di provenienza degli idrocarburi è invece abbastanza limitata, dal momento che gli approvvigionamenti vengono effettuati da pochi paesi. La Tavola 2.16, di seguito riportata, mostra le percentuali di gas provenienti dai paesi di approvvigionamento. Come si nota, un terzo del gas naturale proviene da due soli paesi, Russia e Algeria (il 23% dalla Federazione Russa e il 10% dall'Algeria), a fronte di una produ-

⁴⁴ Cfr. THE EUROPEAN HOUSE AMBROSETTI (2007), "Le caratteristiche del settore energetico in Europa", in *Linee guida per la politica delle fonti energetiche primarie come chiave per la competitività e sicurezza dell'Italia e dell'Europa in futuro*, Ambrosetti SpA, Milano.

⁴⁵ COMMISSIONE EUROPEA (2007), *Una politica energetica per l'Europa*, COM(2007) 1 definitivo, Commission Staff Working Paper, Bruxelles.

zione interna di gas pari al 38%. Entrambi presentano un profilo di rischio elevato, che incide negativamente sulla sicurezza europea. Le importazioni dalla Norvegia, pari a circa il 16%, non hanno risvolti in termini di sicurezza degli approvvigionamenti; tuttavia, il gas proveniente dal Mare del Nord si sta esaurendo, costringendo soprattutto i paesi limitrofi della regione a ripensare al loro *mix* energetico⁴⁶.

TAVOLA 2.16 – Le aree di provenienza del gas naturale



Fonte: Elaborazione propria su dati Commissione Europea, 2008

In particolare, la bilancia energetica dell'Italia è altamente dipendente dalle importazioni, infatti esse sono aumentate del 149% nel periodo 1990-2006. La Federazione russa, la Libia, l'Algeria e i paesi del Nord Europa (Paesi Bassi e Norvegia) sono i principali fornitori di gas naturale. Anche in Germania, nonostante un elevato livello di produzione nazionale, la dipendenza dalle importazioni di energia, dal 1990 ad oggi, è aumentata di circa il 60%. Difatti, le importazioni di gas naturale in tale paese rappresentano oggi quasi un terzo delle importazioni totali di fonti primarie. In Spagna, inoltre, il bilancio energetico dipende fortemente dalle importazioni: circa l'89% del totale delle importazioni di energia riguardano il gas naturale e il petrolio. Le principali fonti di importazione spagnole sono l'Algeria e la Nigeria⁴⁷. Inoltre, la Francia ha visto crescere di poco la propria dipendenza dalle importa-

⁴⁶ Cfr. AA.VV. (2007), *Indice delle Liberalizzazioni 2007*, Istituto Bruno Leoni, Torino.

⁴⁷ Si vedano in proposito BLASI A., BOI V., GONCALVES F., MAGALDI M., ZUCCHINI F. (2004), *Gas e infrastrutture: scenari e prospettive*, Working Paper.

zioni nel corso degli ultimi vent'anni, con un aumento del 18%. Invece la Gran Bretagna, che dal 1990 al 2003 è stato un paese esportatore netto di energia, è divenuto un importatore dal 2004, ed ha visto crescere la propria dipendenza energetica dell'82% negli ultimi tre anni. In particolare, le importazioni inglesi di gas hanno registrato un aumento del 54,6% dal 1990.

Il quadro che si va delineando vede, quindi, una crescente dipendenza dell'Unione Europea dal gas importato, attualmente proveniente in gran parte da Russia, Algeria e Norvegia. Le istituzioni europee hanno ben chiaro che la sicurezza degli approvvigionamenti, se non anche la riduzione della dipendenza dall'estero, è cruciale per lo sviluppo sostenibile dell'Europa. I recenti avvenimenti internazionali, tra cui ad esempio la crisi delle relazioni tra la Russia e l'Ucraina, con la conseguenza della riduzione delle forniture di gas dalla Russia all'Europa, oltre alla più recente crisi tra Russia e Georgia, hanno messo bene in evidenza quali sono i rischi legati alla dipendenza da pochi Paesi.

A questo proposito, infatti, la Commissione Europea ha reso noto nel marzo 2006 il Libro Verde intitolato *"Una strategia europea per un'energia sostenibile, competitiva e sicura"*, dove la sicurezza delle fonti di energia, che passa non solo attraverso la diversificazione delle aree geografiche di approvvigionamento, ma anche attraverso la predisposizione di meccanismi di solidarietà tra gli Stati, rappresenta uno dei cardini della futura politica energetica europea⁴⁸. Tutti questi elementi sono stati ripresi ed enfatizzati anche nei documenti successivi alla pubblicazione del Libro Verde. Si pensi ad esempio, alla Comunicazione della Commissione al Consiglio e al Parlamento Europeo del 10 gennaio 2007, quando sono stati resi noti gli obiettivi energetici europei, che il Consiglio Europeo di Bruxelles del marzo successivo ha reso vincolanti⁴⁹.

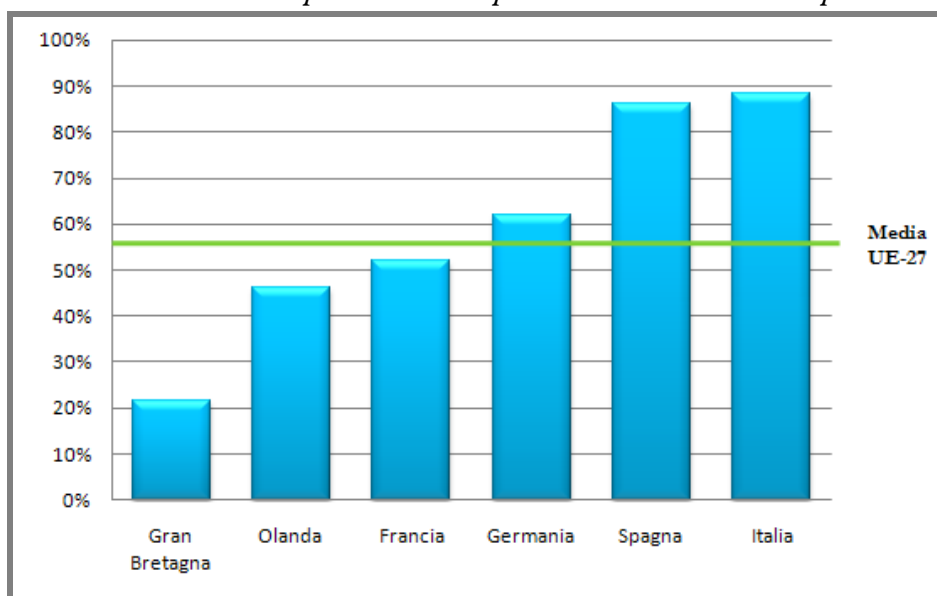
Volendo delineare un quadro di insieme della situazione dei 27 Stati membri (si veda la Tavola 2.17 di seguito riportata), nel 2006 il livello di esposizione tra i vari Paesi è alquanto differenziato, come si vede già dal confronto della percentuale di dipendenza dalle importazioni di alcuni Stati. In generale, l'esposizione è piuttosto elevata per il gas naturale, per tutti gli Stati europei (in maniera particolare per l'Italia e la Spagna), mentre si va riducendo il peso dei prodotti petroliferi e del carbone.

Conseguentemente, ogni Stato affronta la questione in rapporto alle proprie caratteristiche di approvvigionamento delle fonti primarie: i paesi produttori, ad esempio, hanno la possibilità di sfruttare i propri giacimenti di gas in maniera flessibile e non hanno bisogno di un'elevata capacità di stoccaggio; i grandi importatori, come ad esempio l'Italia, invece, hanno un sistema di produzione interna che ha difficoltà a modulare l'offerta rispetto ai fabbisogni effettivi. In altri paesi, infine, il problema della modulazione dell'offerta praticamente non esiste, dal momento che la domanda è concentrata in settori che dipendono poco dalle condizioni climatiche e le escursioni annuali sono limitate oppure trascurabili rispetto alle forniture in transito dei grandi paesi produttori.

⁴⁸ Cfr. COMMISSIONE EUROPEA, COM(2006) 105 definitivo. Inoltre, il tema della sicurezza energetica in termini di approvvigionamenti era già stato oggetto di un apposito Libro Verde della Commissione Europea, *Towards a European Strategy for the security of Energy supply*, del novembre 2000.

⁴⁹ Per ulteriori approfondimenti dell'argomento si rimanda al capitolo 3 del presente studio.

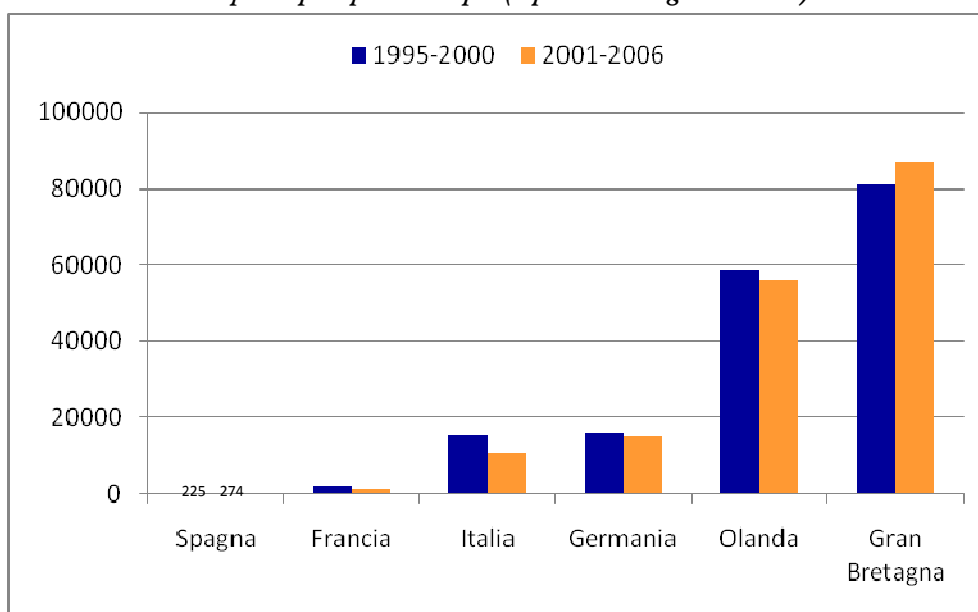
TAVOLA 2.17 – La percentuale di dipendenza di alcuni Stati europei



Fonte: Elaborazione propria su dati Eurostat, 2008⁵⁰

Per quanto riguarda la *produzione di gas* in Europa, si noti che la Germania detiene il terzo posto nella produzione di gas nell'Unione Europea, dopo il Regno Unito e i Paesi Bassi, con una quota del gas nella produzione nazionale dell'10,3%. In Italia, nel 2006, il gas corrisponde al 33,2% della produzione di energia interna totale, mentre costituisce una quota irrisoria della produzione primaria francese e spagnola, come risulta dalla Tavola 2.18.

TAVOLA 2.18 – Andamento della produzione di gas naturale nei principali paesi europei (espressa in migliaia di toe)

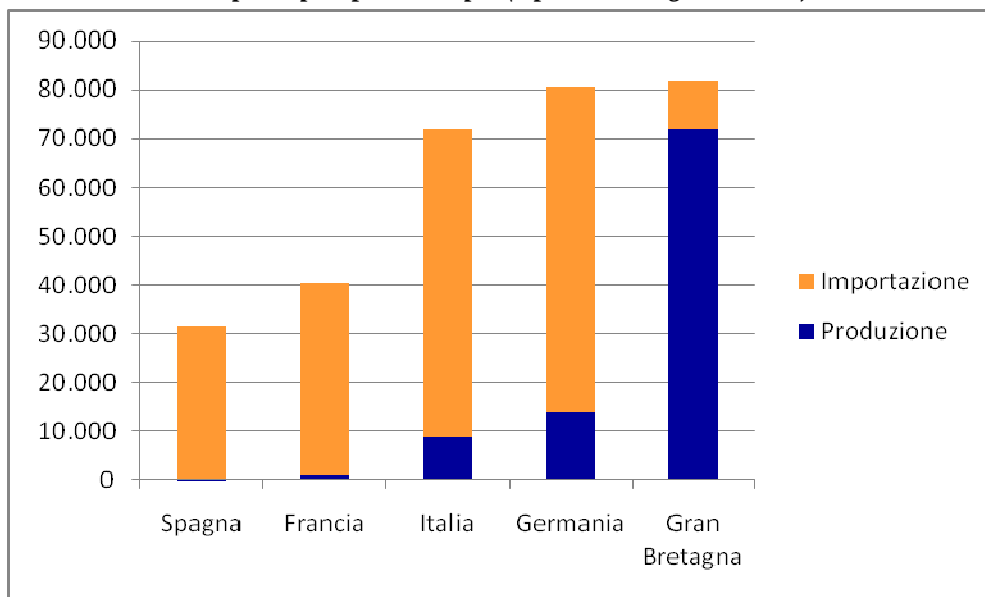


Fonte: Elaborazione propria su dati Eurostat, 2008

⁵⁰ Gli ultimi dati disponibili relativi al grado di dipendenza dei diversi paesi dell'Unione Europea risalgono al 2006.

La Tavola 2.19 illustra il rapporto tra produzione ed importazione di gas nei principali paesi europei esistente nel 2006.

TAVOLA 2.19 – Rapporto tra produzione ed importazione di gas naturale nei principali paesi europei (espresso in migliaia di toe)



Fonte: Elaborazione propria su dati Eurostat, 2008

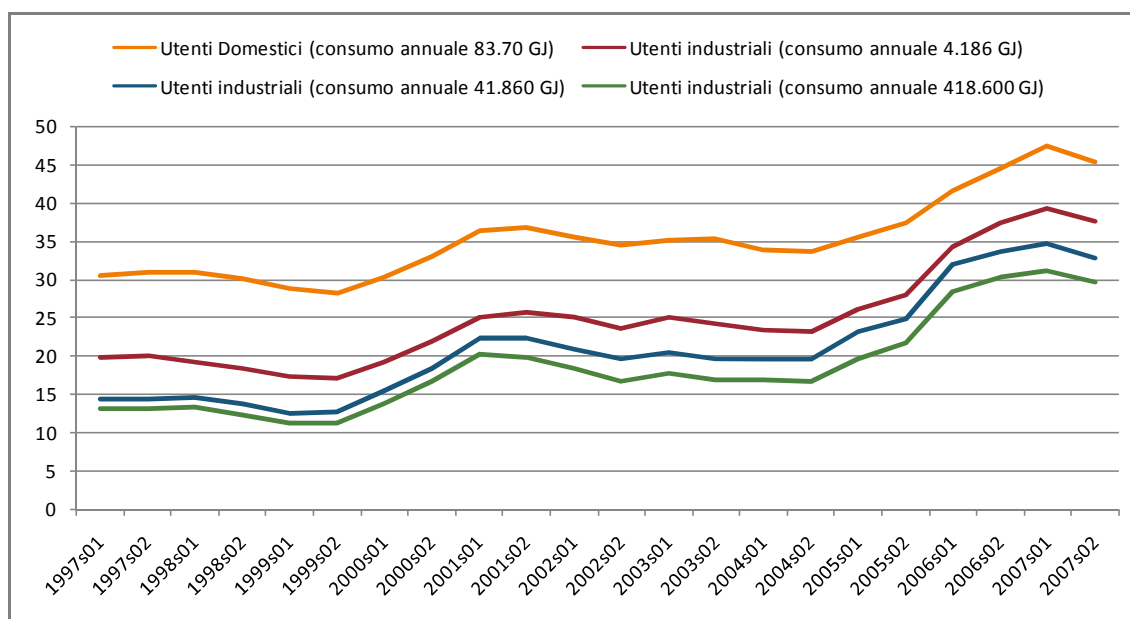
Pertanto l'Europa si trova con un mercato parzialmente liberalizzato, ma ancora molto segmentato su linee nazionali, ove le importazioni di gas coprono oltre il 60% del fabbisogno e sono per la maggior parte basate su contratti di lungo termine indicizzati sul prezzo dei prodotti petroliferi sostitutivi e del carbone. Inoltre, la produzione interna di gas naturale si allinea ai prezzi alla frontiera del gas importato⁵¹.

D'altra parte, le borse europee del gas sono molto sensibili all'equilibrio stagionale tra domanda e offerta, con escursioni più forti di quelle rilevabili nelle borse americane e giapponesi, per via della minore liquidità. In questo senso vanno interpretati i *prezzi del gas* naturale particolarmente elevati raggiunti nell'inverno 2005-2006, che sono risultati significativamente maggiori di quelli americani⁵². Inoltre, le borse europee del gas sono ancora scarsamente significative per il mercato nel suo complesso e non influenzano in modo rilevabile il prezzo medio, che riflette essenzialmente l'andamento del prezzo del petrolio ed è praticamente insensibile a fenomeni di breve termine. Nella Tavola 2.20 è rappresentato l'andamento dei prezzi medi europei del gas naturale (al netto della tassazione) da gennaio 1997 a dicembre 2007 con riferimento ad alcune categorie di consumo: utenti domestici, piccoli utenti commerciali/industriali, medi e grandi utenti industriali.

⁵¹ Si noti, inoltre, che le importazioni di Gas Naturale Liquefatto (GNL) rappresentano oggi poco più del 10% delle importazioni totali e che notoriamente il prezzo del gas importato via tubo è più sensibile del prezzo del GNL all'andamento delle quotazioni del greggio, per via della minore incidenza del costo del trasporto.

⁵² Si tenga conto che l'aumento dei prezzi del gas in Europa sono stati tuttavia amplificati dallo svuotamento degli stocaggi nel Regno Unito verso la fine dell'inverno insolitamente freddo.

TAVOLA 2.20 – *Andamento dei prezzi finali del gas naturale in Europa (espressi in c/m³)*



Fonte: Elaborazione propria su dati Eurostat, 2008

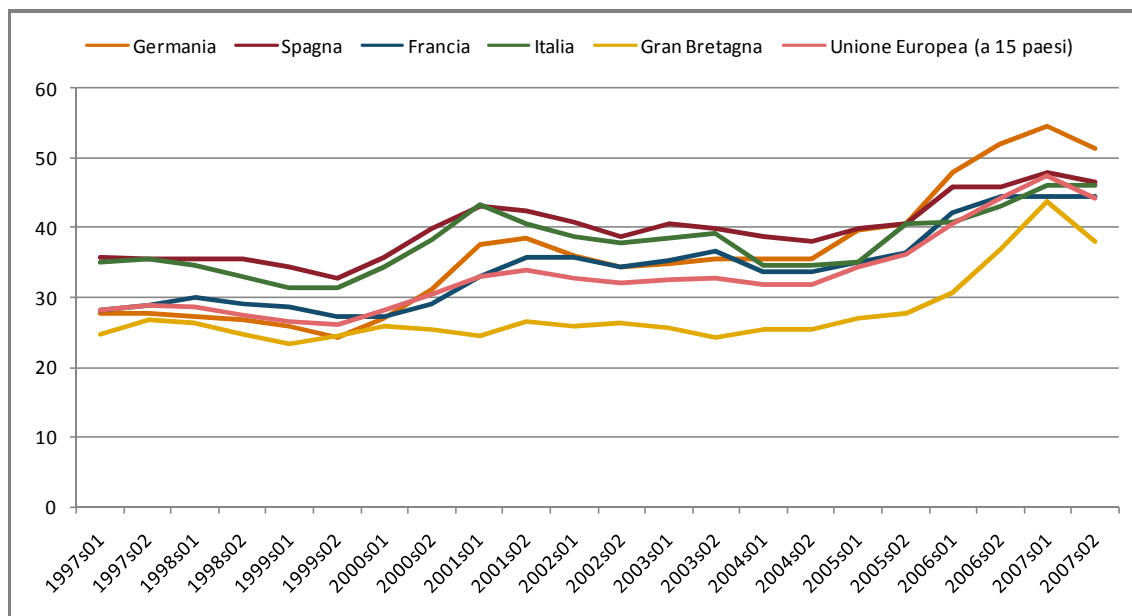
Nel triennio 1997-1999 i prezzi medi europei del gas si sono mossi al ribasso per tutte e tre le tipologie di consumo considerate. A partire dal gennaio 2000, sulla spinta della forte crescita del prezzo del petrolio, i prezzi del gas, in particolare quelli pagati dai consumatori industriali di medie dimensioni, hanno registrato significativi aumenti, anche pari al 60% nell'arco di tre semestri. La fase di rientro avvenuta nel biennio 2001-2002 ha riportato i prezzi del gas su livelli più contenuti, ancorché superiori, nel luglio 2004, di circa 20 punti percentuali per tutte le categorie di consumo rispetto ai valori del gennaio 1997. Nel corso dell'anno successivo, i prezzi hanno registrato un aumento molto accentuato, particolarmente evidente per le tre categorie di consumo industriale. A luglio 2007 i prezzi di tutte le categorie di consumo analizzate hanno raggiunto il massimo storico, con gli utenti industriali che si trovano a pagare un prezzo doppio o più che doppio rispetto a quello di inizio periodo⁵³. A dicembre 2007, infine, il prezzo del gas, per tutte le categorie di consumo, ha registrato un lieve aggiustamento verso il basso, pur mantenendosi a livelli superiori rispetto all'anno precedente.

Come si osserva dalla Tavola 2.21, le divergenze tra i diversi paesi europei sono marcate ed evidenziano, nel 2007, un costo del gas pagato dalle famiglie decisamente più elevato in Germania che negli altri paesi. Spagna, Italia e la Francia si collocano infatti in una posizione intermedia. Nel Regno Unito, invece, il costo del gas naturale si attesta ad un valore sempre inferiore alla media europea. Rispetto all'inizio del periodo considerato, si osserva, inoltre, un forte aumento del prezzo del gas in Germania (+85%) e in Francia (+60%),

⁵³ Nel periodo luglio 2004 – luglio 2006 i prezzi *spot* all'ingrosso in euro del gas naturale nelle principali borse europee sono aumentati di oltre il 90% mentre il prezzo del petrolio, cui direttamente o indirettamente sono indicizzati molti contratti di approvvigionamento di gas, nello stesso periodo è aumentato di circa l'86%. Nella seconda metà del 2006 sia i prezzi all'ingrosso del gas sia il prezzo del petrolio sono gradualmente diminuiti attestandosi all'inizio del 2007 su livelli superiori del 30-40% rispetto al luglio 2004.

mentre in Italia e Spagna – dove il prezzo iniziale molto al di sopra della media europea (rispettivamente +25 e +27%) – si registra un aumento più contenuto, di circa 30 punti percentuali.

TAVOLA 2.21 – *Prezzi finali domestici del gas naturale per i principali paesi europei (espressi in c/m³)*



Fonte: Elaborazione propria su dati Eurostat, 2008

Più in dettaglio, in Germania i prezzi del gas sono aumentati significativamente a partire dalla seconda metà del 2004 e rilevano, per le famiglie e gli utenti industriali, un aumento del 15% e del 20% rispetto alla media europea. Nel 2007, la media dei prezzi del gas per le famiglie è la quarta più alta tra tutti gli Stati membri, mentre la media dei prezzi per i piccoli utenti industriali è la terza più alta tra gli Stati dell'Unione Europea, alle spalle di Svezia e Danimarca. Infine la media dei prezzi per la grande industria è la più alta in Europa.

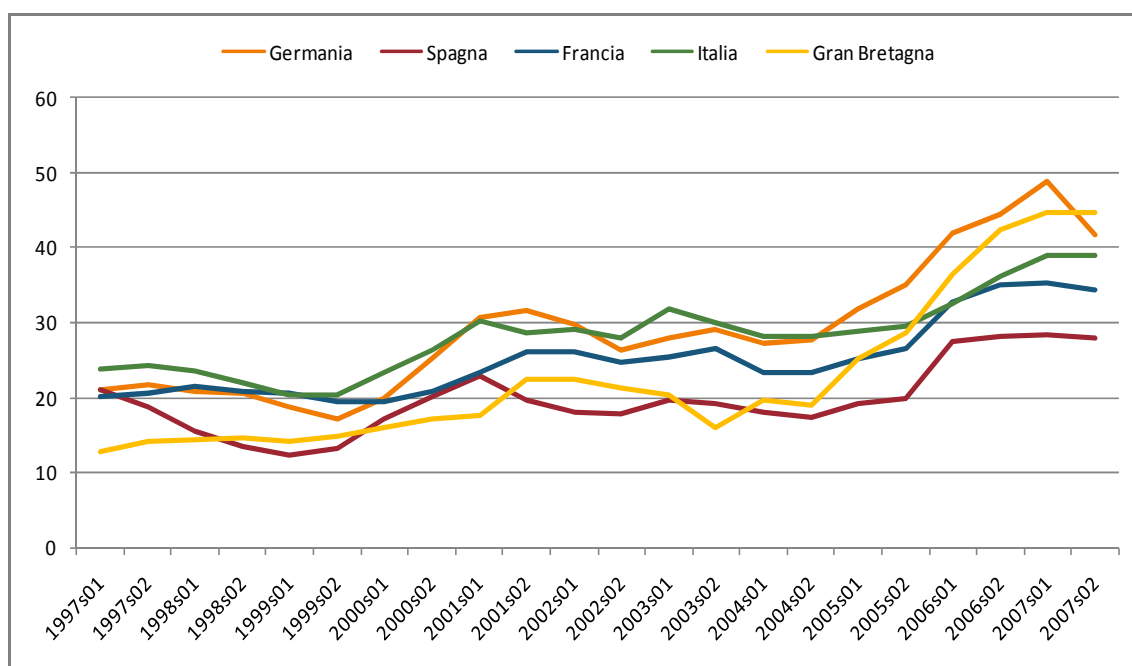
Anche in Spagna si è verificata una graduale tendenza al rialzo. Nel 2007, la media dei prezzi del gas per le famiglie è risultata tra le più alte dell'Unione Europea, ma di poco superiore alla media europea (+3%). In confronto, i prezzi del gas per i grandi utenti industriali si sono attestati al di sotto della media europea e, nonostante un aumento dell'88% a partire dal 1997 – verificatosi prevalentemente negli ultimi tre anni (+70,6%) – essi rimangono complessivamente più bassi della media europea di circa il 18%.

In Italia si registra grosso modo la stessa situazione con i prezzi per le famiglie generalmente più alti rispetto alla media europea e prezzi per le utenze industriali di poco superiori (circa il 2,6%) rispetto alle medie europee, nonostante, negli ultimi quattro anni abbiano registrato un *trend* in aumento. In particolare, la tariffa italiana del gas per i grandi clienti industriali, che per anni è stata decisamente minore di quella registrata in Spagna, Francia e soprattutto Germania, ha subito un brusco aumento negli ultimi tre anni, pari a circa 55 punti percentuali. Mentre la tariffa del gas per le famiglie ha registrato un aumento di circa 30 punti percentuali rispetto al gennaio 1997.

Il prezzo del gas registrato in Francia presenta, nel complesso, un livello inferiore alla media europea, con una diminuzione più accentuata per i grandi utenti industriali, che nel 2007 è di circa 14 punti percentuali. Tuttavia il prezzo del gas per le famiglie ha registrato un *trend* crescente nel periodo analizzato (1997-2007), con un aumento di circa 58 punti percentuali. Nello stesso periodo anche l'andamento del prezzo del gas per i clienti industriali ha registrato un notevole aumento, pari al 70% per i piccoli clienti industriali e al 126% nel caso della grande industria. Si osserva, inoltre, che il prezzo per i grandi clienti industriali è aumentato in maniera vertiginosa negli ultimi tre anni, registrando una crescita di oltre 60 punti percentuali.

Il prezzo del gas naturale pagato dalle famiglie in Gran Bretagna rileva invece un andamento sempre al di sotto della media europea, con una diminuzione di 14 punti percentuali nel 2007. Inoltre, nel periodo di riferimento (1997-2007) il prezzo del gas inglese ha registrato un tasso di crescita lievemente inferiore a quello della media europea, rispettivamente pari al 53,9% e al 56,8%. Caso decisamente diverso è quello del prezzo del gas pagato dai clienti industriali. Infatti, per tutte le categorie di consumo si registra un prezzo notevolmente superiore alla media europea, rispettivamente pari a 17 punti percentuali nel caso dei piccoli clienti industriali e a 19 punti percentuali nel caso della grande industria. Del resto, in Gran Bretagna, nel 2007, la media dei prezzi del gas praticati alla piccola industria risulta essere la quarta più alta tra tutti gli Stati membri dell'Unione Europea, mentre, nel caso della grande industria, è la seconda più alta, alle spalle della sola Germania. Infine, a conferma di tale risultato, si osserva che l'andamento del prezzo del gas inglese per i clienti industriali si è più che triplicato rispetto al gennaio 1997. A tal proposito, la Tavola 2.22 mostra l'andamento del prezzo del gas pagato dalla piccola e media industria in Europa.

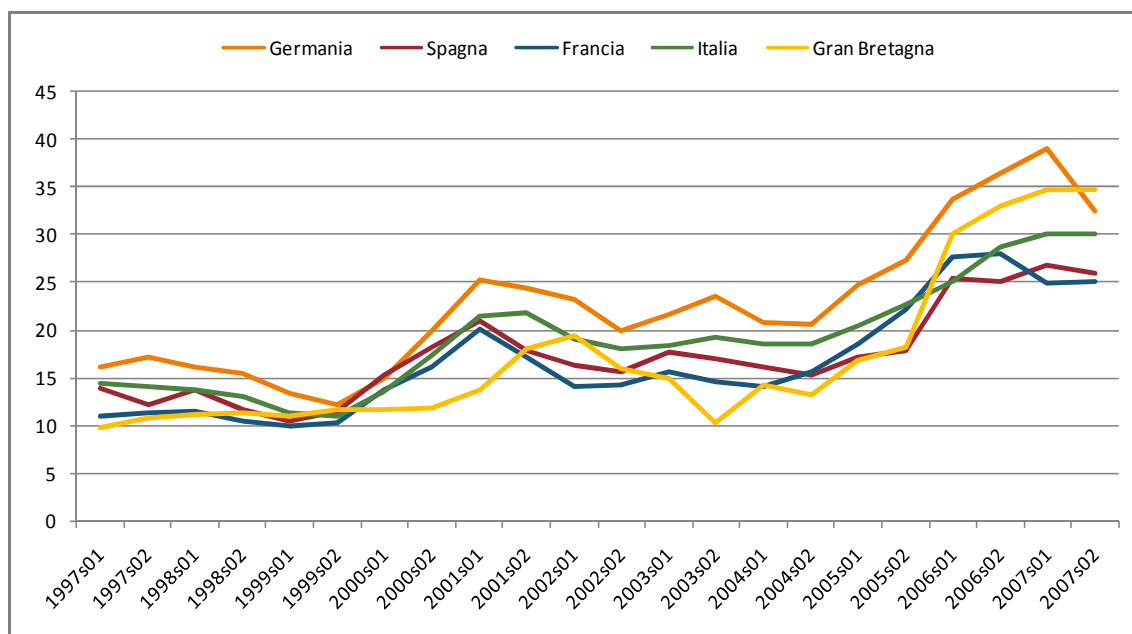
TAVOLA 2.22 – Prezzi finali industriali del gas naturale per i principali paesi europei (espressi in c/m³)



Fonte: Elaborazione propria su dati Eurostat, 2008

La Tavola 2.23 riassume, infine, l'andamento complessivo dei prezzi finali del gas naturale pagati dalla grande industria nei principali paesi europei.

TAVOLA 2.23 – Prezzi finali industriali del gas naturale per i principali paesi europei (espressi in c/m³)



Fonte: Elaborazione propria su dati Eurostat, 2008

Di seguito vengono analizzati, più in dettaglio, sia la struttura sia il grado di sviluppo del settore del gas naturale nei principali paesi dell'Europa continentale, oltre che in Gran Bretagna, paese precursore della liberalizzazione del mercato⁵⁴.

2.5.1 L'INDUSTRIA INGLESE DEL GAS NATURALE

Anche nel settore del gas, il monopolio dell'approvvigionamento e della fornitura è stato gradualmente eroso nel corso degli anni Ottanta del secolo scorso attraverso la regolazione del mercato e l'entrata di nuovi operatori. Difatti, le decisioni adottate dalla Commissione Europea hanno costretto l'*ex incumbent*, la British Gas, a rilasciare una quota del gas importato in virtù dei vecchi contratti a lungo termine ad altri potenziali partecipanti al mercato. Nel 1998 è stata completata la liberalizzazione del mercato del gas inglese, infatti a partire da allora tutti i consumatori hanno potuto scegliere liberamente il proprio fornitore. Inoltre, sono state sviluppate nel corso del tempo nuove fonti di gas, che hanno ulteriormente ridotto la quota di mercato dell'operatore storico. Infine, si noti che il mercato del gas inglese sta cambiando rapidamente, infatti la Gran Bretagna sta diventando un importatore netto⁵⁵.

⁵⁴ Cfr. COMMISSIONE EUROPEA (2006), *Document, Implementation report on electricity and gas EU regulatory framework: country reviews*, SEC(2006) 1709, Commission Staff Working Paper, Bruxelles.

⁵⁵ La futura struttura del mercato inglese del gas all'ingrosso sarà fortemente influenzata dalle decisioni prese adesso e nei prossimi anni, relative infrastrutture di importazione di gas, che potrebbero portare ad una

Attualmente il mercato all'ingrosso in Gran Bretagna è altamente competitivo. Ci sono molti produttori *offshore* operanti nel Mare del Nord, e importatori che si servono dell'interconnessione con il Belgio. Il mercato finale è dominato da sei principali operatori (British Gas, EDF, E.On UK, Npower (controllata dal gruppo RWE), Scottish Power-Iberdrola, e Scottish and Southern Energy), ma sono presenti anche altri operatori, tra cui compaiono GdF (*incumbent* francese), Gazprom (*incumbent* russo) e alcune multinazionali petrolifere, quali Shell, Total, ExxonMobil, BP ed Eni. Dunque il mercato inglese è molto più competitivo rispetto agli altri paesi europei, anche se Centrica⁵⁶, l'ex monopolista, detiene ancora una quota di mercato del 30%, e i tre operatori maggiori detengono complessivamente il 77% dei contratti di fornitura alle famiglie.

2.5.2 L'INDUSTRIA TEDESCA DEL GAS NATURALE

Il mercato tedesco del gas, come il mercato dell'energia elettrica, è caratterizzato da una struttura a più livelli, con un alto grado di concentrazione e di un gran numero di operatori regionali e fornitori locali. Per quanto riguarda l'approvvigionamento, una parte del gas venduto in Germania è estratto da giacimenti nazionali (circa il 18%), la parte restante è importata da diversi paesi membri dell'Unione Europea, principalmente dall'Olanda (18%) e dalla Norvegia (26%), ed, infine, dalla Russia, che ad oggi è il maggiore importatore di gas con una quota del 37%.

Attualmente, il mercato all'ingrosso è sostanzialmente diviso tra cinque grandi imprese (E.On, RWE, VNG-Verbundnetz, Wingas⁵⁷, BEB), che detengono circa l'80% dei contratti di approvvigionamento e stoccaggio del gas. La più grande di queste società, E.On, – che, nel 2003, ha acquisito Ruhrgas, all'epoca la più grande compagnia tedesca di fornitura del gas – rappresenta oggi circa il 60% del mercato all'ingrosso, il 70% del mercato finale e detiene partecipazioni in circa il 30% delle (oltre 700) società di distribuzione regionali. Gli stessi operatori – tutti verticalmente integrati – dominano anche il mercato della vendita ai consumatori finali.

Il sistema di trasmissione del gas è gestito dai cinque operatori maggiori e da circa 24 operatori di trasmissione regionale, tra cui spiccano E.On, RWE, VNG-Verbundnetz, Wingas, BEB. Inoltre, negli anni Novanta del secolo scorso, Wingas – la *joint venture* tra

maggior concentrazione del mercato nel caso in cui la costruzione di nuovi terminali GNL e di altri gasdotti non consentissero l'ingresso di nuovi operatori.

⁵⁶ A seguito del processo di liberalizzazione del mercato del gas, nel febbraio del 1997 British Gas plc è stata divisa in due società distinte: Centrica plc (a cui sono demandate le attività di fornitura del gas nel mercato inglese, e l'uso del nome British Gas all'interno del Regno Unito) e BG plc (ovvero la nuova denominazione della restante parte di British Gas plc, che diviene, da questo momento in poi, un operatore globale nel mercato *upstream* del gas). Successivamente, nel dicembre 1999 BG plc ha completato la ristrutturazione delle proprie attività mediante la costituzione della società capogruppo BG Group plc. Nell'ottobre del 2000 BG Group ha quindi scorporato le attività di trasmissione e distribuzione primaria del gas attraverso la costituzione della società Lattice Group plc, la quale, a sua volta, è stata incorporata in National Grid nell'ottobre del 2002. La fusione ha dato vita alla nuova società National Grid Transco, che ha successivamente modificato la propria denominazione in National Grid, ed oggi costituisce l'unico gestore della rete, e uno dei principali distributori di gas naturale in Gran Bretagna. Per ulteriori informazioni si consulti il sito web: www.bg-group.com.

⁵⁷ Wingas, costituita nel 1993 da Wintershall Holding AG, società appartenente al gruppo tedesco BASF, ha ceduto, il 25 ottobre 2007, una quota di capitale pari al 50% meno un'azione al gruppo russo Gazprom.

Wintershall e German Gazprom – ha introdotto un certo grado di concorrenza nel sistema di trasporto del gas mediante la costruzione di un nuovo gasdotto di sua proprietà. A seguito di ciò, Wingas ha acquisito una quota di mercato di circa il 12-15%, mediante la fornitura di gas a utenti situati lungo la propria infrastruttura di rete.

In generale, non vi è alcuna concorrenza a livello nazionale tra i vecchi fornitori e i pochissimi nuovi operatori. Ciò è dovuto alla mancanza di accesso dei nuovi fornitori nei segmenti della produzione di gas e, alla presenza di contratti di fornitura a lungo termine, posseduti dagli operatori principali e dalle *utility* locali, in cui i grandi *player* detengono partecipazioni di minoranza.

2.5.3 L'INDUSTRIA SPAGNOLA DEL GAS NATURALE

La compagnia dominante nel settore del gas è Gas Natural (GN) che fino al 2000 ha controllato la rete e il mercato al dettaglio. Nel 2002 Gas Natural ha dovuto cedere parte delle sue azioni in Enagas, la società di gestione del sistema di trasporto del gas naturale spagnolo. Pertanto, in Spagna è stata attuata la separazione proprietaria del *Transmission System Operator (TSO)*, mentre nella distribuzione la separazione funzionale delle attività non è stata ancora completata, e Gas Natural può ancora sfruttare il proprio ruolo di unico operatore del sistema di distribuzione.

Nel mercato della vendita al dettaglio, la concorrenza è stata attivata attraverso la vendita del 25% delle importazioni di gas a nuovi operatori. Tra i nuovi entranti si trovano le grandi imprese elettriche, quali Endesa (ora acquisita da Enel ed Acciona), Iberdrola e Union Fenosa, e alcuni dei maggiori operatori internazionali, quali BP, Shell e Gas de France. In generale, la competizione è intensa nel segmento dei clienti industriali, invece stenta a decollare nel segmento delle famiglie, ove Gas Natural resta l'operatore dominante con una quota di mercato del 68%. Secondo l'Omel⁵⁸ Gas Natural è, nel complesso, il quarto più grande attore del mercato elettrico spagnolo, dietro ad Endesa (con il 34,5%), Iberdrola (con il 24,5%), ed Union Fenosa (con il 13,1% del mercato) ed il primo operatore del mercato del gas naturale, con una quota di mercato pari al 66,8% del mercato liberalizzato e all'81,2% del mercato regolato.

2.5.4 L'INDUSTRIA FRANCESE DEL GAS NATURALE

L'industria del gas francese è dominata da Gas de France (GdF), impresa verticalmente integrata che, direttamente e indirettamente, opera in tutte le fasi della filiera: importazioni,

⁵⁸ L'Omel, la borsa elettrica spagnola, è la più simile al mercato elettrico italiano Iplex. Nata nel 1999, dopo decenni di esperienza con una borsa rudimentale, l'Omel è formata da un mercato del giorno prima (che come in Italia è il centro della Borsa elettrica) ma poi è resa complessa da sei sessioni di mercati di aggiustamento, da una sessione per la risoluzione delle congestioni ed, infine, da un mercato per i servizi ancillari. Sebbene le partite di chilowattora possano essere trattate anche fuori dall'Omel, gli incentivi a partecipare sono tali che quasi tutta la produzione elettrica viene offerta nel mercato del giorno prima, con volumi scambiati nel 2003 per circa 600 milioni di chilowattora al giorno. Il prezzo è piuttosto contenuto (30 euro al megawattora), con una volatilità ragionevole e con un'offerta guidata dai due operatori di grandi dimensioni, Endesa e Iberdrola. Cfr. www.ilsole24ore.com, sezione economia e lavoro.

mercato all'ingrosso, trasporto, distribuzione e vendita⁵⁹. Il mercato francese dipende da contratti di fornitura a lungo termine tra i maggiori operatori nazionali (in maniera predominante GdF e Total, che detengono il 95% delle importazioni) e gli operatori dei paesi produttori. La percentuale degli operatori minori (come Tegaz e i distributori locali) operanti nella fase di approvvigionamento è in costante crescita, inoltre nel mercato all'ingrosso sono recentemente entrati 12 nuovi operatori provenienti da altri paesi. I principali paesi che riforniscono il mercato del gas naturale francese sono la Norvegia (27%), la Russia (21%), l'Olanda (20%) e l'Algeria (12%).

In Francia coesistono due *Transmission System Operator (TSO)*, uno di proprietà di Gas de France, che gestisce circa l'88% delle reti di trasporto del gas francese, e l'altro di proprietà di Total, che gestisce la restante parte della rete. Nella fase di distribuzione del gas sono presenti 22 operatori, di cui 21 sono distributori locali (prevalentemente controllati dagli enti locali). Tuttavia Gas de France è l'operatore dominante anche in questa fase della filiera, attraverso la controllata Gas de France Réseau Distribution, che possiede il 96% della rete di distribuzione. Nella vendita al dettaglio, oltre a Gas de France, sono presenti altri 11 operatori indipendenti dalle società di gestione della rete.

2.5.5 L'INDUSTRIA ITALIANA DEL GAS NATURALE

Come il settore dell'energia elettrica, anche il settore del gas naturale, è stato oggetto di una progressiva liberalizzazione, sia sul lato della domanda, sia sul lato dell'offerta. Negli ultimi anni infatti, sono stati numerosi gli interventi legislativi, a livello comunitario e nazionale, finalizzati alla liberalizzazione e alla creazione di un mercato unico europeo. In seguito a ciò, la struttura produttiva verticale dell'ex monopolista pubblico, l'Eni, è stata disarticolata, distinguendo i servizi di rete e di stoccaggio dalle attività produttive e commerciali, le prime soggette a regime regolamentato, le seconde destinate alla liberalizzazione.

Il processo di apertura al mercato e alla concorrenza delle fasi di produzione, approvvigionamento e vendita del gas naturale non ha tuttavia consentito il ridimensionamento del potere di mercato dell'*incumbent* nazionale. Il controllo dell'Eni è infatti ancora dominante

⁵⁹ Si noti che, nel luglio 2008, con l'approvazione da parte degli azionisti dei due gruppi, è divenuta operativa la fusione tra Gas de France e Suez. In base agli accordi intercorsi, la fusione è avvenuta su basi pressoché paritarie, infatti l'amministratore delegato di Suez Gérard Mestrallet ha conservato la stessa carica nella società nata dalla fusione, mentre Jean-François Cirelli, presidente di Gaz de France ha assunto l'incarico di direttore generale del nuovo gruppo. Il gruppo GDF SUEZ si pone quindi tra i principali fornitori di energia nel mondo, è infatti attivo in tutta la catena del valore dell'energia elettrica e del gas naturale, a monte a valle. Inoltre GDF SUEZ, che nel 2007 ha raggiunto ricavi per € 74,3 miliardi, è quotato nel listino delle borse valori di Bruxelles, Parigi e del Lussemburgo, ed impiega circa 196.500 persone in tutto il mondo. Tuttavia si segnala che, al debutto in borsa, il 22 luglio 2008, il nuovo colosso energetico francese, terzo per capitalizzazione dopo Total e Edf, ha registrato un calo del 4,02%, in controtendenza rispetto al comparto delle *utility* in Europa. In compenso, però, la divisione acqua e servizi ambientali Suez Environnement, che era stata scorporata da Suez per favorire la fusione e che è sbarcata anch'essa sul listino parigino, è balzata in avanti di oltre il 40%. Si osserva infine che, nonostante lo scorporo, GDF SUEZ ha mantenuto il pacchetto azionario di controllo di Suez Environment (pari al 35,41% del capitale), inoltre è uno dei sette azionisti firmatari del patto di sindacato quinquennale, che garantisce a Suez Environment il consolidamento strategico del gruppo. Gli altri membri del patto di sindacato, che detengono, nel complesso, l'11,75% del capitale, sono principalmente gruppi finanziari francesi, ovvero Groupe Brussels Lambert, Caisse des Dépôts et Consignations, Areva, CNP Assurances, e Sofina.

in tutte le fasi della filiera produttiva a partire dall'approvvigionamento (dove Eni detiene il 64,4% della capacità di importazione ed una quota maggioritaria (86,2%) della seppure contenuta produzione nazionale) per finire al mercato all'ingrosso e al dettaglio, di cui detiene circa il 44%.

Per quanto riguarda l'approvvigionamento di gas, la maggior parte del gas importato in Italia proviene da diversi paesi produttori, tra i quali spiccano l'Algeria (33,2%), la Russia (30,7%), la Libia (12,5%), l'Olanda (10,9%) e la Norvegia (7,5%). È da segnalare che tutti i gasdotti rientrano nella sfera di controllo di Eni, direttamente ed, in parte, indirettamente. Infatti, Snam Rete Gas (che è al 50,4% di proprietà di Eni⁶⁰) possiede e gestisce tutti i gasdotti di trasporto. Eni possiede anche il 100% della proprietà di Stogit, la società che possiede e gestisce gran parte dei centri di stoccaggio.

La fase finale di distribuzione e vendita all'utenza finale avviene tramite reti locali diffuse sul territorio nazionale, a bassa e media pressione fino agli allacciamenti dei clienti finali. In questi ultimi segmenti intervengono direttamente gli enti locali, trattandosi di attività regolate che possono essere esercitate su concessione dell'ente locale e le cui tariffe, sono fissate dall'Autorità di settore. Tuttavia, la presenza del principale operatore nazionale è molto significativa anche nella fase della distribuzione all'utenza finale: il controllo del mercato da parte di Eni, attraverso Italgas⁶¹ (al 100% di proprietà di Eni), è relativo al 33% della distribuzione complessiva. La parte restante dell'offerta è invece distribuita per lo più tra operatori privati (per una quota del 30%), comuni (che attraverso le gestioni in economia controllano circa il 7% del mercato) e le imprese pubbliche locali (che controllano il restante 30%), la cui presenza è ancora frammentata fra una moltitudine di operatori. Anche la proprietà della rete di distribuzione è estremamente frammentata; vi sono attualmente circa 430 operatori, che operano su scala locale⁶², la maggior parte dei quali possiede anche le infrastrutture di rete.

Il mercato della vendita al dettaglio è dominato da due colossi: Eni (44%), Enel (16,4%), seguiti da Edison ed Energie Investimenti (controllata per il 60% da Gaz de France e per il 40% da Camfin) con una quota del 3,1% ciascuno, a cui si affiancano le principali *local utility*

⁶⁰ Va rilevato comunque che la normativa impone che dal 1 luglio 2007 nessuna società operante nel settore del gas naturale potrà detenere una quota superiore al 20% in società proprietarie di reti di trasporto. L'applicazione della norma per la dismissione delle quote Eni eccedenti il 20% del capitale di Snam Rete Gas è stata però rinviata dalla legge finanziaria 2007, che stabilisce nuovi tempi previsti entro 24 mesi a far data dall'entrata in vigore del DPCM che dovrà definire i criteri di privatizzazione di Snam Rete Gas.

⁶¹ Italgas è la società *leader* in Italia nel settore della distribuzione di gas naturale in ambito urbano. Dal 2003 Italgas è controllata direttamente (al 100%) dal gruppo Eni, e rientra nella sfera di attività di direzione e coordinamento della capogruppo Eni SpA Più in dettaglio, Italgas fa parte della divisione Gas&Power del gruppo Eni, relativa alle attività di approvvigionamento, trasporto, distribuzione e vendita di gas naturale oltre che alle attività di produzione e vendita di energia elettrica, e svolge l'attività di distribuzione di gas, ovvero il trasporto di gas naturale attraverso reti locali di gasdotti prevalentemente a bassa pressione per la consegna ai clienti finali del settore civile, del terziario e della piccola industria in ambito urbano.

⁶² La penetrazione di gas naturale in Italia è molto elevata, con una fornitura di gas per usi civili per l'85% della popolazione. Questa diffusione capillare ha prodotto una proliferazione del numero di imprese operanti a livello locale. Cfr. ROMBALDONI R. (2003), "Lo stato dei servizi pubblici locali: una valutazione economica", in L.R. PERFETTI e P. POLIDORI, a cura di, *Analisi economica e metodo giuridico. I servizi pubblici locali*, Cedam, Padova.

italiane, tra cui spiccano Hera Group (2,8%) ed A2A (2,5%), e alcuni *player internazionali*, quali E.On e Gas de France, con una quota di mercato rispettivamente del 2,5% e dell' 1%.

2.6 Considerazioni conclusive

Definita *public utility* ogni società, ente o azienda pubblica, o qualsiasi altro tipo di istituzione che fornisce servizi di pubblica utilità, ossia servizi ritenuti di interesse rilevante per la comunità⁶³, si può certamente affermare che i settori dell'energia elettrica e del gas naturale rientrano nell'industria delle *public utility*⁶⁴. In questo quadro è possibile evidenziare i principali elementi strutturali che caratterizzano l'industria dell'energia elettrica e del gas naturale, che sono i seguenti:

- la struttura a rete, da cui deriva la definizione di *network industry*⁶⁵, determinata dalla necessaria connessione fisica tra azienda produttrice e utente finale;
- la forte concentrazione finanziaria e la tendenza all'integrazione del processo, determinate dalla complessità e dall'ampiezza dei processi produttivi;
- l'elevato livello di autofinanziamento;
- la particolare struttura dei costi, caratterizzata dall'incidenza dei costi fissi comuni⁶⁶;
- la struttura dei prezzi di vendita, che sono genericamente multipli, vale a dire differenziati per tipologia di utente, e sottoposti al controllo dalla pubblica amministrazione, cui sono affidati compiti specifici di regolazione⁶⁷.

Inoltre, i prezzi di vendita dei servizi di pubblica utilità sono stati sottoposti per lungo tempo ad un regime vincolistico che ha avuto l'effetto di sottrarli alla libera ed autonoma determinazione aziendale. Nonostante le politiche di liberalizzazione del mercato, tuttora in atto, che hanno aumentato i margini di libertà degli operatori nel settore, ancora permangono vincoli alla libera determinazione del prezzo, dovuti in massima parte alle caratteristiche universali dei servizi pubblici. Le politiche di differenziazione e discriminazione dei prezzi

⁶³ Cfr. DALLOCCHIO *et al.* (2001), *op. cit.*

⁶⁴ L'industria delle *public utility* contribuisce con una quota del 6% al PIL e all'occupazione europea. La sua importanza è dimostrata, oltre che dall'incidenza in termini economici, anche dalla necessità di tutti i settori economici dei servizi da essa forniti. Infatti le *public utility* operano prevalentemente nel settore energetico (elettricità e gas naturale), nel settore delle telecomunicazioni, nel settore idrico, nel settore dell'igiene urbana, del trasporto locale, eccetera.

⁶⁵ Con questo termine si identificano i settori che forniscono prodotti e servizi ai clienti tramite un'infrastruttura ramificata a rete, collegando l'offerta a monte con la domanda della clientela a valle.

⁶⁶ I costi comuni sono quei costi che si riferiscono a fattori utilizzati, congiuntamente o in tempi successivi, in relazione a più oggetti di costo. Sulla contabilità dei costi si vedano, tra gli altri, BRUSA L. (2000), *Sistemi manageriali di programmazione e controllo*, Giuffrè, Milano; e, dello stesso autore, (1995), *Contabilità dei costi*, Giuffrè, Milano; CINQUINI L. (2003); *Strumenti per l'analisi dei costi*, vol. I, *Fondamenti di Cost Accounting*, Giappichelli, Torino; SELLERI L. (1999), *Contabilità dei costi e contabilità analitica. Determinazioni quantitative e controllo di gestione*, Etas Libri, Milano; CODA V. (1970), *I costi standard nella programmazione e nel controllo della gestione*, Giuffrè, Milano; e, dello stesso autore (1968), *I costi di produzione*, Giuffrè, Milano.

⁶⁷ Le modalità organizzative attraverso cui si sostanzia tale attività di controllo possono assumere le forme più diverse, dai comitati interministeriali alle *authority* di settore.

tendono quindi ad assumere comportamenti disomogenei, contrastanti, e in ogni caso diversi da quelli tipici delle imprese di altri settori esclusivamente soggetti alle regole del mercato concorrenziale (tra i quali rinveniamo tutte le produzioni di industriali di beni di largo consumo come ad esempio il settore automobilistico o quello dell'arredo; il settore edile; il settore tecnologico, eccetera) negando così il legame fondamentale tra prezzo e costo di erogazione del servizio.

In questo contesto, l'analisi condotta sulla struttura industriale del settore dell'energia elettrica e del gas naturale ha permesso di evidenziare alcune caratteristiche comuni ai diversi paesi europei studiati, ovvero:

- a) *Eterogeneità degli attori per dimensioni e ambito di business.* L'attuale struttura industriale è composta da una realtà eterogenea di attori, che possono essere classificati, in prima approssimazione, in:
1. *energy company*: imprese integrate verticalmente ed orizzontalmente nei soli servizi energetici – che operavano come monopolisti nel vecchio regime – *leader* calanti nei mercati nazionali, ma crescenti nei mercati internazionali;
 2. *conglomerate*: imprese diversificate in attività non correlate, nate da aggregazioni finanziarie tra colossi monosettoriali preesistenti o da operazioni di salvataggio industriale, con l'ambizione di diventare operatori di ambito internazionale attraverso importanti processi di dismissione e concentrazione nel *core business*;
 3. *local utility* (o aziende e enti di servizi pubblici locali): imprese di piccole/medie dimensioni, attive a livello locale, che offrono servizi congiunti su uno stesso territorio.

In ragione del loro ambito operativo, le *public utility* possono essere suddivise in *local player*, operatori di piccole o medie dimensioni specializzati nella fornitura di uno o più servizi in un'area geografica limitata – solitamente ai confini regionali o nazionali – e in *national* ed *international player*, imprese di grandi dimensioni operanti attraverso la fornitura di una varietà di servizi in ambiti nazionali e/o internazionali.

- b) *Elevata concentrazione.* Le caratteristiche tecnico-produttive ed economiche dei settori in esame favoriscono la tendenza alla concentrazione dell'offerta. Come dimostrano le operazioni compiute in questi anni, più che ad un ridimensionamento degli *incumbent*, si sta assistendo ad un riassetto dei maggiori operatori su base europea. Per effetto dei processi di liberalizzazione, l'area dell'Unione Europea è sempre più percepita come un'unica arena competitiva dai grandi *player* nazionali e internazionali, i quali tendono a definire le proprie quote di mercato su base europea⁶⁸. Tuttavia, in alcuni paesi europei prevale una frammentazione dell'industria con numerosi opera-

⁶⁸ Nell'ampliamento del raggio territoriale di operatività in senso multinazionale, le imprese fanno leva sulle posizioni consolidate sui mercati nazionali, nei quali esse cercano di preservare la posizione di dominio.

tori locali di piccole/medie dimensioni, in altri predominano i grandi operatori (spesso ancora in mano pubblica), detentori di ampie quote di mercato.

- c) *Crescente numero delle operazioni di fusione e acquisizione.* Dall'inizio del processo di liberalizzazione si è registrata un'ondata significativa di fusioni ed acquisizioni, oltre che di alleanze strategiche, che hanno contribuito a rendere i mercati del gas naturale e dell'elettricità particolarmente dinamici. Tali operazioni stanno portando alla costituzione di pochi operatori di grandi dimensioni in grado di agire come *player* a livello nazionale e, soprattutto, internazionale e capaci di rispondere alle sfide imposte dalle maggiori imprese.
- d) *Crescente dinamismo strategico e varietà dei percorsi di sviluppo perseguiti.* La liberalizzazione ha enfatizzato un'ulteriore caratteristica del settore dell'energia: una crescente varietà delle opzioni di sviluppo perseguite dalle imprese. L'evoluzione normativa ha spinto le *public utility* a ripensare il proprio posizionamento strategico sul mercato, e, conseguentemente, le strategie da adottare per adeguarsi al nuovo ambiente di riferimento. Sin dall'inizio del processo di liberalizzazione, molte *utility* hanno cercato opportunità di *business* in nuovi settori di attività e/o in nuovi mercati geografici, allo scopo di contrastare il prevedibile calo dei margini di profitto dovuto alla crescente competizione.

Tale ultima caratteristica è alla base di una pluralità di percorsi di sviluppo intrapresi dalle *public utility*. In tali aspetti ci soffermeremo, in modo più approfondito, nel capitolo quarto del presente lavoro.

CAPITOLO TERZO

Liberalizzazione e regolazione del mercato europeo dell'energia elettrica e del gas naturale

SOMMARIO: 3.1. Considerazioni introduttive – 3.2. La liberalizzazione del mercato – 3.3. La regolazione europea verso il mercato unico dell'energia elettrica e del gas naturale – 3.4. La situazione attuale del mercato interno dell'energia – 3.5. Le prospettive del settore europeo dell'elettricità e del gas – 3.6. La nuova politica energetica europea – 3.7. La ristrutturazione dell'industria europea – 3.8. Considerazioni conclusive

3.1 Considerazioni introduttive

Nel secolo XX l'industria dei servizi di pubblica utilità è stata investita da una profonda ristrutturazione in seguito al processo di liberalizzazione del mercato promosso dall'Unione Europea. L'obiettivo del presente capitolo è, quindi, l'analisi dell'evoluzione della regolazione europea del settore dell'energia elettrica e del gas naturale alla luce dei processi di liberalizzazione del mercato e di privatizzazione delle imprese, avviati dall'Unione Europea sul finire del secolo scorso.

Dopo aver delineato le fasi principali del processo di liberalizzazione, lo studio si sofferma sull'analisi dell'evoluzione della normativa europea volta alla creazione di un mercato interno dell'energia elettrica e del gas naturale. In particolare, vengono approfonditi due aspetti cruciali per la liberalizzazione del mercato europeo dell'energia: lo stato di recepimento delle direttive 2003/54/CE e 2003/55/CE, relative, rispettivamente, al mercato interno dell'elettricità e alla liberalizzazione del settore del gas naturale, e il grado di attuazione delle suddette direttive negli Stati membri dell'Unione Europea.

Successivamente, vengono illustrate le prospettive del settore dell'elettricità e del gas alla luce del processo di liberalizzazione del mercato, ponendo particolare enfasi sulla nuova politica energetica promossa dall'Unione Europea.

Infine, sottolineeremo gli effetti che la creazione del mercato unico dell'energia ha avuto sulla struttura industriale del settore delle *public utility*. L'analisi si chiude con alcune osservazioni critiche che richiamano l'attenzione sui principali risultati emersi dallo studio e pro-

pongono alcune considerazioni di sintesi sul nuovo quadro normativo del mercato interno dell'energia elettrica e del gas naturale in Europa.

3.2 *La liberalizzazione del mercato*

L'Unione Europea si è proposta di realizzare un mercato comune europeo fin dalle sue origini, ma la liberalizzazione e l'integrazione dei mercati nazionali dei servizi di pubblica utilità è stata messa in cima all'agenda politica solo dalla metà degli anni Ottanta. Infatti, è in questo periodo che si è affermata l'opinione in base alla quale la liberalizzazione di questi mercati rappresenti la strada maestra per permettere all'economia europea, migliorandone l'efficienza, di competere a livello internazionale, e, alle imprese europee, di reggere la pressione concorrenziale con operatori extraeuropei che possono avvalersi di un ampio spettro di servizi di elevata qualità. Pertanto, l'Unione Europea si è attivata per cercare di dare una normativa quanto più possibile uniforme agli Stati membri, in tutti i servizi pubblici "a rete", attraverso direttive tese ad una progressiva liberalizzazione e ad una contestuale unificazione dei mercati dei servizi di pubblica utilità.

L'adozione di una *European regulation for competition* (o regolazione europea per la diffusione della concorrenza) ha avuto effetti dirompenti sull'industria delle *public utility* europee. Già nel Trattato di Roma del 1957, l'Unione Europea si propose la realizzazione di un mercato comune europeo attraverso l'integrazione dei mercati nazionali dei paesi membri, ovvero, di un'area priva di frontiere interne, nella quale fosse assicurato il libero movimento di persone, servizi, merci e capitali.

L'applicazione del Trattato nel settore dei servizi pubblici ha, però, trovato notevoli resistenze nazionali: nella fattispecie, gli articoli 86 (ex 90) e 87 (ex 92) del Trattato di Roma hanno ricevuto una scarsa considerazione nelle normative nazionali, almeno fino alla fine degli anni Ottanta. Infatti, i grandi servizi pubblici a rete sono rimasti chiusi nei rispettivi ambiti nazionali, non toccati né dai processi della deregolazione né dall'allargamento dei confini dei mercati, da quelli nazionali a quelli comunitari. In tal senso sono stati ribattezzati "settori esclusi", in ragione dei loro connotati nazionali di pubblica utilità e per la dichiarata inopportunità di qualsivoglia processo di liberalizzazione, anche a causa dei fenomeni di fallimento del mercato che li contraddistinguevano su scala nazionale.

Un momento di svolta per i suddetti "settori esclusi" è costituito dalla sentenza della Corte Europea di Strasburgo del 1985, frutto di un'azione giudiziaria, intrapresa dal Parlamento Europeo nel 1983, contro la Commissione ed il Consiglio dell'Unione Europea per la mancata applicazione dei principi del Trattato costitutivo del 1957 nei predetti settori¹. Questa sentenza, quindi, costituisce il primo fondamentale passo per la costruzione di un mercato europeo integrato anche nei servizi pubblici a rete. Infatti, la Corte Europea si è pronunciata su tale inadempienza, stabilendo la necessità di urgenti provvedimenti in mate-

¹ In particolare, si valutarono le inadempienze della Commissione e del Consiglio dell'Unione Europea riguardo all'art. 71 (ex 75), in base al quale era necessario estendere i principi della libera concorrenza anche negli ex settori esclusi.

ria, che, fin dai primi anni Novanta, hanno cominciato a mettere in fibrillazione gli assetti organizzativi ed istituzionali dei settori dei servizi di pubblica utilità.

In seguito alla sopra richiamata sentenza della Corte Europea di Strasburgo, l'Unione Europea si è attivata per cercare di dare una normativa quanto più possibile uniforme agli Stati membri, attraverso direttive tese ad una progressiva liberalizzazione in tutti i servizi di pubblica utilità. In particolare, nel trasporto ferroviario, nelle telecomunicazioni, nel settore dell'energia elettrica e in quello del gas naturale, le direttive dell'Unione Europea sono tutte proiettate verso l'apertura dei mercati alla concorrenza, il libero accesso dei terzi alle reti, la separazione verticale dei segmenti della filiera (o *unbundling*) e la trasparenza dei meccanismi di fissazione dei prezzi, al fine di creare un mercato europeo unico, in cui vengano rimossi gli ostacoli al libero scambio e alla libera circolazione di merci, servizi, persone e capitali².

Il principale strumento per consentire a tutti gli operatori di competere in condizioni di parità con gli altri concorrenti è l'introduzione del principio del *Third Party Access (TPA)* cioè la possibilità di accesso alle reti di trasporto da parte di soggetti terzi rispetto al proprietario della rete. Ad esso si affianca l'*unbundling*, ovvero uno strumento di regolazione che, attraverso la deintegrazione verticale delle attività delle società, impedisce il conseguimento di sussidi incrociati tra attività competitive (concorrenziali e libere) ed attività regolate (prevalentemente le infrastrutture di rete) grazie a costi e ricavi più trasparenti³, e rende più facile l'ingresso di nuovi entranti nei mercati (soprattutto nella fase della vendita).

² Per un'analisi approfondita di questi concetti si veda FAZIOLI R. (1995), *Dalla proprietà alle regole. L'evoluzione dell'intervento pubblico nell'era delle privatizzazioni*, Ciriè, Franco Angeli, Milano.

³ I sussidi incrociati tra le attività verticalmente integrate svolte dalle *public utility* rappresentano una tipica forma di *sovvenzionamento incrociato* tra produzioni. Il sovvenzionamento incrociato è un fenomeno che può verificarsi quando vi sono costi comuni che non possono essere «causalmente» attribuiti ad un particolare prodotto o servizio e si concretizza nella sottostima del costo unitario dei prodotti a basso volume, ma elevata complessità, a seguito della maggiore allocazione dei costi indiretti sui prodotti standardizzati caratterizzati da alti volumi ma con minore complessità, anche se le transazioni generatrici dei costi generali (*overhead*) sono prevalentemente causate dalla complessità dei prodotti a basso volume. In altri termini, i costi della complessità (relativi a attrezzaggi per cambi di tecnologia di prodotto, modifiche di progetto, gestione degli approvvigionamenti, movimentazioni, eccetera) rimangono «nascosti» all'interno di aggregazioni di costo più ampie costituite da reparti e uffici. Cfr. CINQUINI L. (2003); *Strumenti per l'analisi dei costi, vol. I, Fondamenti di Cost Accounting*, Giappichelli, Torino, p. 129. Sul punto si vedano anche COOPER R. E KAPLAN R.S. (1999), *The Design of Cost Management System*, (II ed.), Prentice Hall, New York.

L'applicazione di questo principio nel settore dell'energia elettrica e del gas da luogo ai sussidi incrociati, che si manifesta nella possibilità che le *utility* possano usare i redditi derivanti dalle attività regolate e dai servizi non competitivi per sostenere i loro prodotti e servizi nei mercati competitivi. La scorretta allocazione dei costi comuni che non possono essere «causalmente» attribuiti ad un particolare servizio sulle attività regolate o non competitive si traduce in un danno per i clienti del servizio regolato. I rimedi storici, individuati sin dal 1970 per proteggere i consumatori contro la pratica dei sussidi incrociati tra *business* competitivi e non competitivi, sono:

- il *divieto di ingresso* nei *business* competitivi;
- i *separation standards*, che permettono alle *utility* di entrare nei mercati competitivi, ma richiedono che siano usate risorse separate per fornire servizi competitivi o regolati;
- la *cost allocation*, che consiste nell'attribuire tutti i costi «causalmente» ai servizi che danno luogo a tali costi e nel ridistribuire i costi comuni su tutti i servizi;
- la *price-cap regulation*, che consente di superare il problema del *cost shifting*, poiché i prezzi non sono direttamente collegati ai costi, ma ad un meccanismo indicizzato.

Quest'ultimo criterio è ritenuto idoneo ad accompagnare la trasformazione del modello da monopolistico a competitivo. Sul punto si vedano, tra gli altri, KAUFMANN L., MEITZEN M., LOWRY M.N. (2000), *Controlling*

Si osservi, inoltre, che lo sviluppo della *European regulation for competition* nei servizi pubblici a rete ha mutato la natura dei processi di regolazione economica: da una tradizionale regolazione sui comportamenti, la cosiddetta *conduct regulation*⁴, finalizzata a regolare il comportamento di un ben identificato soggetto (il monopolista integrato), ad una riferita alle strutture generali delle relazioni che intercorrono fra più soggetti della medesima industria, la cosiddetta *structural regulation*⁵, che ha l'obiettivo di definire un quadro minimo di norme essenziali per consentire la realizzazione di una piena ed efficiente accessibilità alle reti, attraverso le quali erogare i servizi in modo competitivo fra più soggetti ed efficace nella risposta alle molteplici sfaccettature della domanda.

Infine, il mutamento degli assetti organizzativi e regolamentativi nei settori dei servizi pubblici a rete, oltre ad essere assai delicato, investe anche gli assetti infrastrutturali dei paesi membri. Infatti la costruzione di un mercato comune, affinché diventi lo scenario di riferimento per gli operatori europei, necessita di un adeguamento strutturale delle reti⁶. Nel titolo XV (ex titolo XII) del Trattato istitutivo della Comunità Economica Europea si fa espresso riferimento alla necessità di perseguire gli obiettivi di reale integrazione fra i paesi membri attraverso la realizzazione di progetti di larga scala sulle reti transeuropee. In parti-

of Cross Subsidization in Electric Utility Regulation, Edison Electric Institute. La liberalizzazione dei servizi di pubblica utilità ha, pertanto, richiamato l'attenzione sui diversi approcci volti ad impedire la pratica dei sussidi incrociati. Si ricorda che essi possono essere di due tipi:

- l'*approccio strutturale*, rappresentato dall'obbligo di disinvestire o dismettere una determinata azienda. Questo rimedio rimuove in modo drastico le occasioni per le imprese di abusare del proprio potere e richiede una limitata attività di vigilanza e monitoraggio da parte delle Autorità di regolazione. Tuttavia, esso dovrebbe essere adottato solo nei casi in cui non si vede altra misura sufficiente ad aprire il mercato;
- l'*approccio comportamentale*, che prevede la fissazione di regole che governano le relazioni tra le *utility* e le loro affiliate commerciali, i cosiddetti *codici di condotta*. Questo tipo di rimedio, che richiede un continuo monitoraggio per il raggiungimento degli obiettivi, ha una funzione prevalentemente preventiva.

Il problema dell'adozione di codici di condotta è stato affrontato per la prima volta negli Stati Uniti in occasione della liberalizzazione del settore elettrico. Nel febbraio del 1997 una *Task Force* costituita dalle *State Commissions* e dalla *Security and Exchange Commission* elaborò una bozza di Libro Bianco «*Tools Needed to Prevent Cost Shifting and Cross Subsidies Between Regulated and non-Regulated Affiliates*» e nel luglio del 1999 la *National Association of Regulatory Utility Commissioners (NARUC)* approvò le «*NARUC Guidelines for Cost Allocations and Affiliate Transactions*» rivolte alle operazioni nei settori dell'elettricità e del gas. Nel novembre 2000 è stato pubblicato il *Libro Bianco sui codici di condotta*, che comprende un articolato inventario dei possibili rimedi contro i sussidi incrociati. Tra i diversi rimedi proposti nel Libro Bianco per evitare la pratica dei sussidi incrociati, l'Unione Europea ha preferito adottare la separazione tra attività competitive e attività non competitive (o *unbundling*) – separazione che può essere strutturale, funzionale o contabile. Cfr. SALINI M.P. (2001), Lo sviluppo delle imprese multiutility, *Energia*, n. 2, pp. 48-59.

⁴ Si veda KAHN A.E. (1971), *The Economics of Regulation*, J. Wiley and Sons, New York.

⁵ Per un'analisi approfondita della problematica si rimanda a HENRY C. (1993), "Public Service and Competition in the European Community Approachs to Communications Networks", *Oxford Review of Economics Policy*, volume 9, n.1.

⁶ La rilevanza dei sistemi di servizi di pubblica utilità e, più in generale, delle infrastrutture nel condizionare la dinamica della produttività, dell'efficienza e dello sviluppo nei sistemi economici ha ricevuto una significativa enfasi già nel famoso *White Paper* di Jacques Delors, "Growth, Competitiveness, Employment: the challenges and ways forward into the 21st century". L'ambizioso programma è stato presentato nel dicembre 1993 ed accettato come programma politico comunitario ad Essen nel dicembre 1994: al cuore delle azioni proposte al fine di abbattere i problemi di disoccupazione e sottosviluppo attraverso politiche attive strutturali volte a rinvigorire, anziché disincentivare, l'efficienza del sistema economico europeo nel suo complesso, si trova la questione di un'ampia rete infrastrutturale europea, che è tuttora irrisolta.

colare, gli articoli 154 (ex 129B), 155 (ex 129C) e 156 (ex 129D) del titolo XV del suddetto Trattato, proclamano che la Comunità contribuirà al processo di realizzazione e sviluppo di *network* transeuropei nei settori fondamentali dell'energia, del trasporto e delle telecomunicazioni al fine di rendere possibile l'interoperabilità delle reti nazionali, e quindi, la creazione di un unico grande *network* europeo⁷.

3.3 La regolazione europea verso il mercato unico dell'energia elettrica e del gas naturale

Nel settore energetico l'obiettivo di base dell'Unione Europea – nella sua azione legislatrice – è creare un mercato unico europeo per l'elettricità e per il gas naturale, che garantisca la libera concorrenza e la sicurezza dell'approvvigionamento. Infatti, il Trattato di Maastricht del 1992 definisce il mercato interno «*uno spazio senza frontiere interne, nel quale è assicurata la libera circolazione delle merci, delle persone, dei servizi e dei capitali*», e sicuramente questa definizione comprende l'energia in tutte le sue forme⁸.

Tuttavia, l'Unione Europea è ben consapevole che l'integrazione dei sistemi energetici europei in un mercato interno dell'energia elettrica e del gas naturale rappresenta un processo lungo che non può essere esaurito in tempi brevi, questo perché ogni mercato è nato e si è strutturato su base nazionale ed ha quindi una storia ed una configurazione spesso molto diversa rispetto agli altri. Inoltre, lo sviluppo di un mercato unico a livello europeo implica il potenziamento delle infrastrutture di connessione e quindi una serie di investimenti che vanno valutati in ottiche di medio-lungo termine.

Il primo passo rilevante verso la creazione di un mercato interno dell'energia elettrica e del gas naturale è costituito dall'adozione delle direttive 96/92/CE e 98/30/CE, relative rispettivamente al mercato interno dell'energia elettrica e alla liberalizzazione del settore del gas naturale, da parte del Parlamento e del Consiglio dell'Unione Europea. Le suddette direttive, sostanzialmente simili nella struttura, si prefiggevano l'obiettivo di garantire il pieno sviluppo della concorrenza nelle fasi della generazione, dell'importazione e della vendita di energia elettrica e di gas naturale, ponendo contemporaneamente in essere strumenti normativi nelle fasi monopolistiche della filiera (trasmissione e distribuzione) al fine di prevenire un utilizzo distortivo delle stesse che potesse danneggiare la competizione nei mercati a monte e a valle.

Le principali novità normative introdotte nel settore dell'energia elettrica e del gas naturale da queste prime direttive europee sono la completa *liberalizzazione della produzione e delle*

⁷ Ogni *network* nazionale, infatti, si è storicamente sviluppato secondo esigenze specifiche, diverse da nazione a nazione, e questo, oggi, comporta rilevanti problemi di interconnessione ed armonizzazione tecnica delle reti, cioè dei veri e propri colli di bottiglia.

⁸ La Corte di Giustizia della Comunità Europea ha infatti affermato, con la sentenza del 27 aprile 1994, che «*l'energia elettrica costituisce una merce ai sensi dell'art. 30 del Trattato*». Resta peraltro immutata la condizione di servizio pubblico delle prestazioni delle imprese di questo settore, per cui vengono posti in risalto i principi comunitari riguardanti la prestazione di tali servizi.

importazioni; l'*unbundling*, quantomeno contabile della filiera produttiva⁹; l'*obbligo del TPA* (*Third Party Access*) nelle reti di trasmissione e di distribuzione, attraverso tariffe regolamentate o negoziate, ma comunque trasparenti, eque e non discriminatorie¹⁰; e la *liberalizzazione graduale della domanda*¹¹.

L'esperienza nell'attuazione delle direttive europee 96/92/CE e 98/30/CE ha dimostrato che il mercato interno dell'energia può produrre vantaggi in termini di maggiore efficienza, riduzioni dei prezzi, livelli più elevati di servizio e maggiore competitività. Tuttavia, nella prima fase di implementazione, obiettivi politici, economici e sociali di carattere nazionale hanno spesso prevalso su quelli di introduzione della concorrenza, con il risultato di generare nei diversi paesi apprezzabili differenze negli assetti regolatori, che rischiano di creare importanti asimmetrie nei processi di liberalizzazione nazionali e rallentare la creazione del mercato unico.

Questi fenomeni, evidenziati nel secondo rapporto della Commissione Europea sullo stato di implementazione delle direttive energetiche nei paesi europei¹², hanno ribadito la

⁹ L'*unbundling* è finalizzato alla creazione delle condizioni che favoriscano l'apertura dei mercati alla concorrenza in un contesto competitivo che assicuri parità di condizioni a tutti i competitors. Più in particolare l'*unbundling* mira a separare le attività commerciali da quelle di gestione delle infrastrutture; a garantire alle imprese commerciali condizioni paritetiche nell'utilizzo delle risorse strutturali; e, infine, a garantire che il gestore delle infrastrutture operi in condizioni di indipendenza, neutralità e terzietà e che persegua unicamente la corretta gestione di un pubblico servizio. Si sottolinea, inoltre, che esistono diversi tipi di *unbundling* che possono essere adottati al fine di garantire la trasparenza della gestione e la massima neutralità dei segmenti di *business* regolati (tra i quali rientra, ad esempio, il trasporto di energia elettrica), ognuno dei quali risponde ad obiettivi diversi. Le tipologie di *unbundling* previste dall'Unione Europea sono quattro: la separazione societaria o legale delle varie attività, la separazione funzionale, la separazione contabile, e la separazione proprietaria delle varie attività che concorrono all'offerta del servizio. La *separazione legale* rappresenta il prerequisito di indipendenza del gestore del sistema di trasmissione, che deve essere una persona giuridica distinta dalle altre società del gruppo verticalmente integrato. La *separazione funzionale*, definita dalla direttiva 2003/54/CE come «autonomia e indipendenza del potere decisionale» costituisce la base della reale indipendenza e terzietà nella gestione delle infrastrutture in termini di autonomia decisionale e organizzativa del gestore di rete. La *separazione contabile* è la diretta conseguenza della separazione funzionale, e presuppone la predisposizione di un flusso informativo separato per singole attività svolte dalle società del gruppo verticalmente integrato al fine di evitare il sovvenzionamento incrociato e consentire una più consapevole regolazione tariffaria da parte delle Autorità di regolazione. Infine, la *separazione proprietaria*, che rappresenta la scelta più radicale di indipendenza del gestore di rete, è stata solo auspicata da parte dell'Unione Europea come prevedibile sviluppo futuro della regolazione. Cfr. AEEG (2007), *Delibera n. 11 sugli obblighi di separazione amministrativa e contabile (unbundling) per le imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas*; *Relazione tecnica relativa alla delibera n.11 del 18 gennaio 2007* ed allegati, Presidenza del Consiglio dei Ministri, Dipartimento per l'Informazione e l'Editoria, Roma; si veda inoltre la *Direttiva 2003/54/CE* del Parlamento Europeo e del Consiglio Europeo del 26 giugno 2003, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica. G.U.C.E. n. L 176 del 15/07/2003

¹⁰ In questo modo, si permette a chi agisce nella produzione e nella commercializzazione, all'ingrosso o al dettaglio, dell'energia, di utilizzare liberamente ed equamente la rete che, ovviamente, costituisce il vincolo fisico di questi mercati. Probabilmente si tratta del principio più importante delle direttive suddette, prima della liberalizzazione, infatti, il possesso della rete da parte delle società verticalmente integrate ne impediva l'accesso a terzi, bloccando di fatto lo sviluppo di qualsiasi tipo di competizione, anche qualora ve ne fossero state le condizioni.

¹¹ I clienti vengono progressivamente resi "idonei" a selezionare il proprio fornitore. La liberalizzazione è stata imposta in maniera graduale sia al fine di garantire una maggiore protezione per i consumatori finali nelle fasi iniziali di liberalizzazione, in cui il mercato è ancora imperfetto, sia perché mancano molte infrastrutture (soprattutto strumenti di misura del consumo di energia elettrica al dettaglio) coerenti con le necessità di commercializzazione in un ambiente liberalizzato.

¹² Il rapporto mostra lo stato effettivo dell'attuazione della liberalizzazione dei settori energetici, e pur registrando in molti paesi l'adozione di misure di liberalizzazione che vanno spesso oltre i requisiti minimi posti

necessità, già emersa nella riunione del Consiglio Europeo di Lisbona del 2000¹³, di introdurre nuove norme, volte a rimuovere gli ostacoli al completamento del mercato interno dell'energia¹⁴. Occorre, infatti, adottare misure concrete per garantire la parità di condizioni dal lato dell'offerta al fine di ridurre il rischio di posizioni dominanti nel mercato e di comportamenti predatori; la protezione dei piccoli consumatori, anche attraverso l'accrescimento del loro potere negoziale nei confronti di chi offre il servizio; l'accesso alla rete senza discriminazioni, trasparente e a prezzi proporzionati ai costi sostenuti; la definizione di tariffe di trasmissione e di distribuzione trasparenti (soggette a pubblicazione) e non discriminatorie; l'apertura completa del mercato dal lato della domanda e le relative condizioni di reciprocità; la promozione degli investimenti per nuove infrastrutture e a vantaggio della sicurezza del sistema e degli approvvigionamenti; e, infine, la creazione obbligatoria di Autorità di regolazione indipendenti dall'industria di settore¹⁵.

Le nuove direttive europee relative al mercato interno dell'energia, rispettivamente la 2003/54/CE e la 2003/55/CE, adottate dal Parlamento e dal Consiglio dell'Unione Europea il 26 giugno 2003 – che abrogano le corrispondenti direttive 96/92/CE e 98/30/CE – rispondono a queste esigenze con l'introduzione di nuove regole volte a sanare le principali lacune emerse nella prima fase della liberalizzazione e completare l'apertura del mercato alla concorrenza, affinché «ogni consumatore possa scegliere liberamente il proprio fornitore e ogni fornitore possa offrire liberamente i propri servizi ai clienti». Sempre in data 26 giugno 2003, l'Unione Europea ha emanato il nuovo regolamento 2003/1228/CE, relativo alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica¹⁶, che, insieme alle due nuove direttive, segna il passaggio verso la seconda fase del processo di liberalizzazione e integra-

dalle direttive, evidenzia considerevoli differenze, asimmetrie e disomogeneità nei sistemi di regolazione dei diversi Stati membri all'indomani della liberalizzazione. Cfr. COMMISSIONE EUROPEA (2002), *Second benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market*, Commission Staff Working Paper, Bruxelles.

¹³ Nella sessione straordinaria del Consiglio Europeo, tenutasi a Lisbona il 23 e 24 marzo 2000, l'Unione Europea si è prefissata l'obiettivo di «diventare l'economia basata sulla conoscenza più competitiva e dinamica del mondo, in grado di realizzare una crescita economica sostenibile con nuovi e migliori posti di lavoro ed una maggiore coesione sociale». Il raggiungimento di questo obiettivo strategico richiede, tra l'altro, il completamento del mercato interno in taluni settori quali gas, energia elettrica, acqua, servizi postali e trasporti.

¹⁴ I principali nodi della regolazione europea, che hanno un impatto maggiore sulla distorsione della concorrenza nel mercato, rilevati dal rapporto della Commissione, sono in sintesi: *asimmetrie nel grado di apertura effettiva dei mercati*, che determinano differenze nella libertà di scelta dei consumatori idonei nei diversi paesi e alterano le posizioni competitive delle imprese energetiche; *disparità nei regimi tariffari di accesso alle reti elettriche*, che, insieme ad un *livello di separazione delle attività inadeguato*, rendono i mercati poco trasparenti e creano barriere all'entrata; *tariffe di trasmissione del gas naturale che non riflettono la struttura dei costi* e che, di conseguenza, creano ampie disparità nei regimi di accesso ai diversi mercati, barriere alla concorrenza e sussidi incrociati; *mercati all'ingrosso dell'elettricità ancora dominati dalle poche società di generazione già esistenti*, che impediscono l'ingresso a nuovi entranti; *concentrazione della produzione e dell'importazione del gas naturale*, *lento sviluppo di luoghi di scambio fisici e virtuali (hub)*; *insufficienza delle infrastrutture di interconnessione tra i paesi membri* e *metodi insoddisfacenti di gestione delle congestioni ed allocazione della capacità scarsa*.

¹⁵ Cfr. *Direttiva 2003/54/CE* del Parlamento Europeo e del Consiglio Europeo del 26 giugno 2003, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica. G.U.C.E. n. L 176 del 15/07/2003; *Direttiva 2003/55/CE* del Parlamento Europeo e del Consiglio Europeo del 26 giugno 2003, relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale. G.U.C.E. n. L 176 del 15/07/2003.

¹⁶ Cfr. *Regolamento 2003/1228/CE* del Parlamento Europeo e Consiglio Europeo del 26 giugno 2003, relativo alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica. G.U.C.E. n. L 176 del 15/07/2003.

zione del mercato europeo dell'energia elettrica e del gas naturale. È importante segnalare, inoltre, che il processo di redazione dei nuovi provvedimenti è stato lungo e laborioso, ed ha visto come protagonisti tutti gli attori del mercato europeo dell'energia. In particolare, le indicazioni derivanti dalle conclusioni dei due Forum consultativi di Firenze e di Madrid, relativi al mercato dell'elettricità e del gas, hanno dato un aiuto importante al processo decisionale delle istituzioni comunitarie¹⁷.

Le nuove direttive per l'apertura dei mercati dell'energia elettrica e del gas naturale si ispirano al principio di sussidiarietà: la loro funzione consiste nel determinare il quadro dei principi generali, demandando agli Stati membri le decisioni sulle modalità di applicazione. Le suddette direttive, inoltre, pur essendo ispirate alla liberalizzazione dell'attività e all'introduzione di un regime di concorrenza, prevedono una serie di vincoli giustificati dalla particolare importanza strategica rivestita dalle attività energetiche, sintetizzata dalla possibilità attribuita ai paesi membri di imporre alle imprese esercenti obblighi di servizio pubblico in merito a problematiche di sicurezza dell'approvvigionamento, di regolarità, qualità e prezzo delle forniture, nonché di tutela ambientale, compresa l'efficienza energetica e la protezione del clima. Il fine ultimo delle nuove norme resta, comunque, quello di instaurare un mercato interno dell'energia elettrica e del gas naturale in regime di libera concorrenza, così da aumentare l'efficienza della produzione, della trasmissione e della distribuzione, rafforzando al contempo la sicurezza degli approvvigionamenti e la competitività complessiva dell'economia europea, nel rispetto dell'ambiente.

Consideriamo allora i principali elementi di novità delle nuove direttive. Innanzitutto, viene imposta la *separazione, quantomeno societaria, per i gestori delle reti, sia di trasmissione che di distribuzione*. Infatti, per garantire un accesso alla rete efficiente e non discriminatorio, è opportuno che, in caso di imprese integrate verticalmente, i sistemi di distribuzione e trasmissione siano gestiti tramite entità giuridicamente separate. In tal caso è anche opportuno che i gestori del sistema di trasmissione abbiano effettivi poteri decisionali per quanto riguarda i mezzi necessari per mantenere, gestire e sviluppare reti¹⁸. Molti Stati membri hanno finora adottato forme di separazione più morbide, soprattutto nella distribuzione elettrica e nell'industria del gas, e saranno, quindi, costretti a modificare la propria normativa.

Viene imposto l'obbligo di *istituire uno o più organismi nazionali di regolazione*, indipendenti dagli interessi dell'industria elettrica e del gas naturale (ma non necessariamente dalle autori-

¹⁷ I Forum europei della regolazione dei settori dell'energia elettrica e del gas sono stati istituiti su iniziativa della Commissione Europea (rispettivamente nel 1998 e nel 1999), a valle dell'approvazione delle direttive europee 96/92/CE e 98/30/CE di liberalizzazione dei mercati energetici, per favorire il dialogo fra i principali soggetti chiamati alla realizzazione di un effettivo mercato interno dell'energia. Obiettivo dei Forum è il conseguimento di accordi per l'applicazione concreta delle direttive, con particolare riguardo ai temi inerenti le barriere alla concorrenza di rilevanza transnazionale: durante il loro svolgimento la regolazione è analizzata e messa a punto attraverso il consenso delle parti interessate (governi, Commissione Europea, regolatori, gestori delle reti e delle altre infrastrutture, gestori dei mercati, produttori, *trader*, consumatori).

¹⁸ Si tenga presente che devono essere istituite strutture di gestione indipendenti, tra i gestori del sistema di trasmissione e del sistema di distribuzione e le società di generazione di energia elettrica e di approvvigionamento del gas naturale, al fine di garantire l'indipendenza dei gestori del sistema di distribuzione e del sistema di trasmissione. Inoltre, i gestori delle reti dovranno acquisire le risorse necessarie alla gestione del servizio (servizi di sistema, bilanciamento, riserva di capacità) attraverso strumenti competitivi, quando i mercati saranno sufficientemente liquidi per permetterne l'avvio senza un eccessivo aggravio dei costi.

tà di governo)¹⁹. Tali organismi saranno responsabili dell'efficace funzionamento dei mercati nazionali dell'energia, almeno per quanto riguarda il livello di concorrenza interno, le regole di gestione ed assegnazione della capacità di interconnessione, e quelle delle congestioni²⁰. La Commissione Europea (in data 11 novembre 2003) ha adottato, inoltre, la Decisione 2003/796/CE che istituisce il Gruppo dei regolatori europei per il gas e l'elettricità (*European Regulators Group for Electricity and Gas*, ERGEG), come inizialmente previsto dalle due direttive per l'energia elettrica e il gas, con l'obiettivo di incoraggiare e coordinare la cooperazione con le Autorità nazionali di regolazione dei paesi membri dell'Unione²¹.

Inoltre *l'accesso di terzi alle reti* avverrà per mezzo di tariffe di trasmissione e distribuzione basate su tariffe pubblicate. In sostanza, viene eliminato il meccanismo di negoziazione delle tariffe tra le parti, in vigore in Germania per quanto riguarda il settore elettrico e in diversi paesi per quanto riguarda il settore del gas naturale, poiché viene visto da molti come uno dei principali ostacoli ad una reale apertura dei mercati²².

In virtù dell'*unbundling*, alle imprese che operano nel mercato interno dell'energia viene richiesta anche la *separazione della contabilità*, infatti esse debbono tenere conti separati per ciascuna attività di trasmissione e distribuzione, come sarebbero tenute a fare se le attività in questione fossero svolte da imprese separate, al fine di evitare discriminazioni, trasferimenti incrociati di risorse tra settori e distorsioni della concorrenza.

Sono poi definite scadenze precise per quanto riguarda i successivi passi per la *liberalizzazione della domanda*. Sia per il settore elettrico che per il settore gas, tutta la clientela non domestica è diventata idonea dal gennaio 2004, mentre l'apertura completa della domanda è avvenuta il 1° luglio 2007. Nell'arco di pochi anni è stata, quindi, creata la più grande area di libero scambio di energia elettrica e gas naturale al mondo, costringendo molti paesi (soprattutto per l'industria del gas naturale), ad adeguare la propria normativa interna alle scadenze fissate in sede comunitaria.

¹⁹ Si noti che in Germania non erano presenti autorità di regolazione nazionali né del settore elettrico né del settore del gas naturale. Inoltre, in Olanda, Lettonia e Slovenia non erano state istituite autorità di regolazione nel settore del gas al momento dell'entrata in vigore delle nuove direttive.

²⁰ A tal fine, le autorità di regolazione nazionali avranno il compito di fissare, approvare o proporre i metodi per calcolare o stabilire le condizioni di accesso alle reti nazionali, ivi incluse le tariffe di trasmissione e distribuzione, e le condizioni di fornitura dei servizi di bilanciamento.

²¹ L'ERGEG è un organismo indipendente, composto dai Presidenti o Direttori delle Autorità di regolazione, con funzioni consultive della Commissione Europea nelle materie relative all'apertura dei mercati dell'energia elettrica e del gas naturale. Ha il compito di promuovere il coordinamento e la collaborazione tra le Autorità nazionali, e tra queste e la Commissione Europea, in modo da realizzare un armonico mercato unico dell'energia, attraverso un'applicazione coordinata e coerente delle direttive 2003/54/CE e 2003/55/CE, oltre che del regolamento 2003/1228/CE.

²² Sono, comunque, fatte salve alcune eccezioni al principio del libero accesso delle reti a terzi. Infatti, sono ammesse eventuali deroghe, stabilite a livello nazionale e previa autorizzazione da parte dell'Unione Europea, relative alla riserva di capacità in caso di costruzione di nuove infrastrutture da parte di privati (nuovo articolo 22 della direttiva sul settore elettrico relativo alle linee dirette) e sono fatti salvi gli attuali contratti *take-or-pay* di importazione di gas naturale (nuovo articolo 27 della direttiva sul gas naturale). Inoltre, sono previste ulteriori deroghe a talune disposizioni della direttiva sul mercato del gas per gli Stati membri aventi caratteristiche tali da essere considerati mercati emergenti e per gli Stati membri per i quali l'attuazione delle direttive provochi seri problemi in una zona geograficamente circoscritta, in particolare per quanto riguarda lo sviluppo dell'infrastruttura di trasporto, ossia per i mercati isolati.

Le nuove direttive impongono anche ulteriori obblighi specifici agli Stati che sono entrati nell'Unione Europea solo di recente²³. La Commissione Europea, tuttavia, è disposta ad ammettere deroghe in casi eccezionali opportunamente documentati. Ciò viene sancito in maniera esplicita anche per gli Stati già membri alla data di emanazione delle nuove direttive, almeno nel caso della direttiva del gas naturale: quei paesi che non sono direttamente connessi al sistema di un altro Stato membro e che hanno un unico fornitore esterno di gas naturale (dove per unico fornitore si intende un'impresa fornitrice di nazionalità diversa da quella dello Stato, che abbia una quota di mercato superiore al 75%) possono derogare ai principi dell'accesso di terzi e all'abbassamento delle soglie di domanda.

Infine, per la *costruzione di nuova capacità produttiva*, viene favorito il principio dell'autorizzazione, mentre il principio della gara, finora poco usato nei paesi dell'Unione Europea, viene relegato a situazioni di scarsità di capacità, oppure per favorire la costruzione di capacità da fonte rinnovabile. La Commissione Europea si impegna, inoltre, a pubblicare annualmente dei rapporti sullo stato di attuazione delle suddette direttive.

Pertanto, la nuova versione delle direttive sembra avere le potenzialità per permettere una maggiore omogeneità del processo di liberalizzazione dei settori energetici in Europa. Essa impatta, direttamente, soprattutto sulle imprese tedesche e francesi: la Germania infatti aveva preferito applicare il principio dell'accesso negoziato alle reti, rifiutandosi di istituire un regolatore indipendente, sia nel settore elettrico che nel settore gas naturale, provocando grandi lamentele da parte degli altri operatori, costretti a confrontarsi con una moltitudine di regolamenti e di tariffe, che, di fatto, hanno impedito loro di accedere direttamente ai clienti finali tedeschi; la Francia, invece, per molto tempo si è opposta ad una accelerazione del processo di abbassamento delle soglie di idoneità della domanda, in quanto poteva pericolosamente minare la quota di mercato delle proprie aziende pubbliche. Ad ogni modo anche altri paesi dovranno accelerare il processo di liberalizzazione nel gas naturale, inclusa la stessa Olanda, che rappresenta di fatto l'unico produttore con capacità di esportazione oggi presente in Europa.

Inoltre, osserviamo che la direttiva 2003/54/CE non prende posizione sul tema estremamente delicato, del controllo e della gestione dei fondi pubblici relativi al *decommissioning* degli impianti nucleari e al trattamento delle scorie. L'Unione Europea sembra orientata verso una forma di vincolo di destinazione di tali somme, o comunque su un loro più stretto controllo, ad ogni modo, tale problematica sarà probabilmente oggetto di una direttiva o di un regolamento apposito²⁴. D'altra parte, si deve tenere conto che il commercio transfrontaliero all'interno dell'Unione Europea svolge un ruolo fondamentale per la liberalizzazione dei mercati dell'energia elettrica e del gas naturale. L'aumento degli scambi internazionali, attraverso l'utilizzo non discriminatorio e trasparente delle reti di interconnessione, rappresenta infatti il principale presupposto per un'efficace concorrenza del mercato interno dell'energia. In questa ottica, carenze infrastrutturali (almeno nel breve termine) e tariffe

²³ Si tratta dei dieci nuovi Stati che sono entrati a far parte dell'Unione Europea dal 1° maggio 2004: la Repubblica Ceca, la Slovacchia, l'Ungheria, la Polonia, la Slovenia, la Lettonia, la Lituania, l'Estonia, Cipro e Malta; e i due Stati che sono entrati dal 1° gennaio 2007: la Romania e la Bulgaria.

²⁴ Si tenga presente che soprattutto le imprese francesi e tedesche sono state da molte parti accusate di utilizzare questi fondi per la loro campagna di acquisizioni.

discriminanti possono condizionare i flussi di energia attraverso le frontiere tra i vari paesi membri e impedire la libera concorrenza, pertanto assumono un ruolo critico i meccanismi di risoluzione delle congestioni e la definizione tariffe trasparenti per il trasporto transfrontaliero dell'energia elettrica e del gas naturale.

Negli anni intercorsi dall'attuazione delle prime direttive europee sono stati compiuti molti progressi, soprattutto per l'energia elettrica; tuttavia, i meccanismi transfrontalieri in atto risentono ancora di notevoli problemi, tra cui quello dell'insufficiente grado di armonizzazione tra i paesi membri, senza contare che l'attuale tariffa non remunera correttamente i costi e non segnala situazioni di scarsità. Da tempo l'Unione Europea auspica l'applicazione di meccanismi coerenti con questi due obiettivi, in particolare sarebbe possibile risolvere il problema attraverso l'adozione del sistema di *market splitting* già applicato nel *NordPool*, che consiste nella separazione in zone dell'area gestita dall'operatore di rete, cosicché le congestioni verrebbero remunerate tramite il differenziale di prezzi tra le aree. Consapevole che la rete europea non è ancora così integrata da permettere l'applicazione di tale meccanismo, l'Unione Europea ha emanato un nuovo regolamento sugli scambi transfrontalieri di energia elettrica allo scopo di migliorare i meccanismi di risoluzione delle congestioni e di definire tariffe di trasporto transfrontaliero di elettricità più efficienti. Il regolamento relativo alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica (2003/1228/CE) mira a stabilire norme eque, rafforzando così la concorrenza nel mercato interno e tenendo conto delle caratteristiche dei mercati nazionali e regionali. Ciò implica la creazione di un meccanismo di compensazione per i flussi transfrontalieri di energia elettrica, la definizione di principi armonizzati in materia di oneri di trasmissione transfrontaliera e l'assegnazione delle capacità disponibili di interconnessione tra sistemi nazionali di trasmissione.

In particolare, il regolamento prevede che la remunerazione delle congestioni avvenga in modo tale da recuperare i costi delle singole linee, tenendo conto sia dei costi di investimento in nuove infrastrutture sia dei costi già sostenuti, valutati tramite metodologie standard. I corrispettivi dovranno essere pubblici, trasparenti e non discriminatori e verranno suddivisi tra produttori e consumatori, in maniera tale che la percentuale sull'importo a carico dei produttori non sia superiore a quella a carico dei consumatori. In nessun modo i corrispettivi potranno essere correlati alla distanza percorsa sulla linea, il che, chiaramente, escluderebbe scambi tra paesi lontani²⁵.

Pertanto, per giungere ad un mercato europeo liberalizzato dell'energia elettrica e del gas naturale, le nuove direttive e il regolamento sugli scambi transfrontalieri di energia elettrica costituiscono un valido aiuto, ma non un atto risolutivo. È necessaria una costante azione di smantellamento delle barriere di fatto oltre che legali, di incentivazione dell'imprenditorialità, di educazione degli operatori e dei consumatori. D'altra parte, affinché le deci-

²⁵ Inoltre, in caso di capacità scarsa, l'allocatione avverrà attraverso meccanismi di mercato, *in primis* aste di durata variabile (assegnazioni annuali, mensili, settimanali e giornaliere). I proventi derivanti da tali aste, se superiori ad una ragionevole redditività dell'investimento, verranno utilizzati o a garanzia dell'effettiva disponibilità della capacità assegnata, o per investimenti in grado di ridurre le congestioni stesse, o, infine, per la riduzione degli oneri di interconnessione.

sioni di interesse generale siano equilibrate, gli interessi dei consumatori e dei nuovi operatori non devono contare meno di quelli delle imprese energetiche radicate.

Anche la ricerca della sicurezza degli approvvigionamenti deve essere condotta avendo l'intera Europa come riferimento e non più i singoli mercati nazionali; è altresì indispensabile il rafforzamento delle interconnessioni, operato sia attraverso grandi progetti pubblici sia attraverso rafforzamenti dell'esistente e integrazioni realizzate anche ad opera di soggetti diversi dagli attuali proprietari e gestori delle reti²⁶. D'altronde, nelle grandi dimensioni, le operazioni di concentrazione aziendale dovrebbero essere sottoposte alla condizione di rinuncia, da parte delle imprese coinvolte, al controllo delle grandi reti di trasporto, attraverso una cessione della proprietà delle reti stesse. Infatti la separazione proprietaria delle grandi reti, che non è stato possibile introdurre nelle nuove direttive europee, rimane un obiettivo da perseguire per il futuro completamento della liberalizzazione.

Nel caso del gas naturale, il principale vincolo che si oppone alla creazione di un mercato europeo concorrenziale è la concentrazione delle provenienze e il peso di pochi fornitori primari, primi tra tutti quelli situati in Russia e in Algeria, connotati da una tradizione monopolistica. In questo senso giova l'azione della Commissione Europea per eliminare le clausole contrattuali che vincolano le destinazioni del gas naturale a specifici mercati nazionali. Infatti, solo attraverso la creazione di un mercato europeo all'ingrosso sarà possibile realizzare pienamente i benefici provenienti dalle liberalizzazioni nazionali della commercializzazione e della vendita ai clienti finali.

In questa direzione, si inserisce anche il regolamento 2005/1775/CE, relativo alle condizioni di accesso alle reti di trasporto del gas naturale²⁷, adottato dal Parlamento e dal Consiglio dell'Unione Europea il 28 settembre 2005, con il quale vengono apportati cambiamenti strutturali al quadro normativo per il mercato interno del gas naturale.

In particolare i cambiamenti riguardano gli scambi, ovvero i servizi di accesso per i terzi, i principi che regolano i meccanismi di assegnazione della capacità, le procedure di gestione della congestione e i requisiti in materia di trasparenza. Inoltre, il regolamento sull'accesso alle reti di gas naturale intende stabilire norme non discriminatorie per le condizioni di accesso ai sistemi di trasporto del gas, tenendo conto delle caratteristiche specifiche dei mercati nazionali e regionali al fine di garantire il buon funzionamento del mercato interno del gas naturale. Tale scopo comprende l'armonizzazione dei principi riguardanti le tariffe o le relative metodologie di calcolo, nonché l'istituzione di servizi per l'accesso dei terzi e la definizione di nuovi principi per l'assegnazione della capacità e la gestione della congestione²⁸,

²⁶ Infatti, ai fini della sicurezza dell'approvvigionamento, le nuove direttive segnalano la necessità di tenere sotto controllo l'equilibrio tra domanda e offerta nei singoli Stati membri e, in seguito, di elaborare una relazione sulla situazione a livello comunitario, tenendo conto delle capacità di interconnessione tra le zone. Inoltre, l'installazione e la manutenzione della necessaria infrastruttura di rete, la capacità di interconnessione e la generazione decentralizzata di elettricità dovrebbero contribuire a garantire una fornitura stabile di energia elettrica e di gas naturale.

²⁷ Cfr. *Regolamento 2005/1775/CE* del Parlamento Europeo e del Consiglio Europeo del 28 settembre 2005, relativo alle condizioni di accesso alle reti di trasporto del gas naturale. G.U.C.E. n. L 289 del 03/11/2005.

²⁸ Con il termine "gestione della congestione" si fa riferimento alla gestione del portafoglio di capacità del gestore del sistema di trasporto per conseguire un uso ottimale della capacità tecnica e identificare tempestivamente i futuri punti di congestione e saturazione.

che ne agevolino lo scambio. D'altra parte, agli Stati membri è consentito istituire, ai sensi della direttiva 2003/55/CE, relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale, un ente o organo incaricato di svolgere una o più funzioni attribuite di norma al gestore dei sistemi di trasporto e soggetto alle prescrizioni del citato regolamento. Infine, i gestori dei sistemi di trasporto, ai fini degli obblighi di trasparenza, devono rendere pubbliche informazioni dettagliate riguardanti i servizi che offrono e le relative condizioni applicate, unitamente alle informazioni tecniche necessarie agli utenti della rete per ottenere un effettivo accesso²⁹.

In conclusione, le nuove norme europee possono far riavviare il processo di liberalizzazione e possono contribuire a superare il timore di un'eccessiva asimmetria nella liberalizzazione purché trovino rapida attuazione e si affermi sempre di più l'azione di tutela della concorrenza da parte della Commissione Europea.

3.4 *La situazione attuale del mercato interno dell'energia*

L'Europa è attualmente alla ricerca di una strategia di rilancio economico al fine di conseguire un più elevato livello di crescita e di competitività. In questo quadro, la creazione di un mercato dell'energia elettrica e del gas naturale integrato e pienamente competitivo rappresenta una condizione indispensabile per dare un nuovo impulso all'economia europea. Infatti, l'esistenza di un servizio di fornitura di elettricità e gas naturale affidabile e a prezzi accettabili è cruciale per la crescita economica dell'Unione Europea³⁰.

Un recente studio sulla produttività europea³¹ ha dimostrato che la liberalizzazione del mercato ha contribuito al recupero di efficienza dei settori dell'elettricità, del gas naturale e dell'acqua. Tuttavia, sotto vari profili, i risultati fino ad oggi conseguiti sono inferiori alle aspettative, e si rendono necessari nuovi provvedimenti volti a completare rapidamente il mercato interno dell'energia, affinché l'industria e i cittadini europei possano beneficiare integralmente dei vantaggi della liberalizzazione del settore energetico. Anche i risultati dell'indagine nei settori del gas e dell'elettricità, condotta dalla Commissione Europea nel biennio 2005-2006, nonché la relazione intermedia della Commissione per il periodo 2006-2007 confermano questa tendenza³².

²⁹ Sull'argomento si vedano AEEG (2003), *Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta*, Presidenza del Consiglio dei Ministri, Dipartimento per l'Informazione e l'Editoria, Roma; e NAPOLANO L. (2003), "Power and Gas", *Industry Monitor-Energy*, n.1.

³⁰ La creazione di un vero mercato interno dell'energia è fondamentale per raggiungere i tre obiettivi che l'Europa si è posta di in questo settore: competitività, sicurezza di approvvigionamento e sviluppo sostenibile. Infatti un mercato dell'energia elettrica e del gas naturale concorrenziale ridurrà i costi per i cittadini e le imprese, stimolerà l'efficienza energetica e gli investimenti, e consentirà il funzionamento corretto del meccanismo di scambio dei diritti di emissione. Inoltre, un mercato interno dell'energia effettivamente funzionante e concorrenziale può fornire importanti vantaggi in termini di sicurezza delle forniture. Cfr. *Memo/07/9*, Commissione Europea, Bruxelles, 10 gennaio 2007.

³¹ Cfr. COMMISSIONE EUROPEA (2003), *EU productivity and competitiveness: An industry perspective*. Mary O'Mahony and Bart Van Ark (ed.) per la DG Impresa.

³² Cfr. COMMISSIONE EUROPEA (2006), *Indagine ai sensi dell'articolo 17 del regolamento (CE) n. 1/2003 nei settori europei del gas e dell'elettricità*, COM(2006) 851 definitivo, Commission Staff Working Paper, Bruxelles; e COM-

Innanzitutto, le nuove direttive dovevano essere recepite entro il 1° luglio del 2004, ma a più di tre anni dalla scadenza fissata per l’attuazione, alcuni Stati membri non hanno ancora attuato correttamente le prescrizioni giuridiche previste dalle direttive relative al gas naturale e all’elettricità (come illustrato nella Tavola 3.1 di seguito riportata).

TAVOLA 3.1 – Attuazione delle direttive 2003/54/CE e 2003/55/CE

| COUNTRY | ELECTRICITY | GAS |
|-----------------------|--|--|
| Austria | Elektrizitätswirtschafts und –organisationsgesetz (Electricity Law) and regional Electricity Laws (“Länder”), Energie-Regulierungsbehördengesetz (Law on the energy regulator) | Gaswirtschaftsgesetz (Gas Law), Energie-Regulierungsbehördengesetz (Law on the energy regulator) |
| Belgium | Electricité : Loi du 29 avril 1999 relative à l’organisation du marché de l’électricité modifiée par la loi du 1 juin 2005 | Gaz : loi du 12 avril 1969 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisation modifiée par la loi du 1 juin 2005 |
| Denmark | Elforsyningsloven | Naturgasforsyningsloven |
| Finland | Electricity Market Act (386/1995), Electricity Market Decree (518/1995) | Gas Market Act (508/2000), Gas Market Decree (622/2000) |
| France | Loi 2000-108 du 10/2/2000 (électricité), Loi 2003-8 du 3/1/2003 (gaz et électricité) Loi 2004-803 du 9/8/2004 (gaz et électricité), Loi 2005-781 du 13/7/05 (Loi orientation énergie) | |
| Germany | Gesetz über die Energieversorgung (“Energiewirtschaftsgesetz – EnWG”) - 7 July 2005 | |
| Greece | INFRINGEMENT | DEROGATION IN EFFECT |
| Ireland | Electricity Regulation Act 1999, Statutory Instruments 511/2005, 287/ 2005, 60/2005, 632/2003, 328/2003 304/2003, 217/2002, 145/2002, 445/2000, 49/2000 | INFRINGEMENT |
| Italy | DL 79/1999 is Legislative Decree n° 79 of 16 March 1999. Law 239/2004 is Law n° 239 of 23 August 2004. | DL 164/2000 is Legislative Decree n° 164 of 23 May 2000. Law 239/2004 is Law n° 239 of 23 August 2004. |
| Luxembourg | INFRINGEMENT | INFRINGEMENT |
| Netherlands | Elekticiteitswet 1998 as amended | Gaswet 2001 as amended |
| Portugal | INFRINGEMENT | DEROGATION IN EFFECT |
| Spain | INFRINGEMENT | INFRINGEMENT |
| Sweden | Ellag (2005:404) | Naturgaslag (2004:403) |
| UK | Electricity Act 1989, Utilities Act 2000, Energy Act 2005, Electricity Order (NI) 1992 modified by Order 335/2005, Energy Order (NI) 2003 | Gas Act 1986 (amended 1995), Petroleum Act 1998, Utilities Act 2000, Energy Act 2005, Gas Order (NI) 1996 |
| Estonia | Elektrituruseadus | INFRINGEMENT |
| Latvia | Elektroenerģijas tirgus likums | Enerģētikas likums |
| Lithuania | Electricity Law of 2002, amended in 2004 | Gas law of 2001 currently being updated |
| Poland | Prawo energetyczne (“Energy Law”) 10 April 1997, latest modification 2005 no. 62 item 552 | Prawo energetyczne (“Energy Law”) 10 April 1997, latest modification 2005 no. 62 item 552 |
| Czech Republic | Energy Act no. 458/2000, latest amendment 28 February 2005. | |
| Slovakia | Act 656/2004 on energy sector, Act 276/2001 on Regulation of Network Industries | |
| Hungary | Electricity Act CX of 2001; Governmental Decrees 180/2002 (VIII.23.), 107/2004 (IV.27.);181/2002 (VIII. 23.); 183/2002 (VIII. 23.); 56/2002 (XII. 29.);182/2002. (VIII. 23.) | Gas – Act XLII of 2003 on natural gas supply; Government decrees 111/2003 (VII.29); 112/2003. (29.07.) 219/2003. (11.12.); 81/2003. (10. 12) |
| Slovenia | “Energy Act” as modified 23-4-2004 | |
| Cyprus | Legal texts in place Law 122/03, and 2398/04 | DIRECTIVE NOT APPLICABLE |
| Malta | Electricity - L.N. 164 of 2003; L.N. 511/2004 | DIRECTIVE NOT APPLICABLE |

Fonte: Commissione Europea, 2006

MISSIONE EUROPEA (2008), *Report on Progress in Creating the Internal Gas and Electricity Market*, SEC(2008) 460 definitivo, Commission Staff Working Paper, Bruxelles.

Questo riguarda in particolare settori chiave della liberalizzazione del mercato, come il controllo regolamentare, la disaggregazione e le tariffe di approvvigionamento regolamentate nonché la comunicazione degli oneri di servizio pubblico. D'altro canto tutti i paesi europei hanno rispettato il termine del 1° luglio 2007 per la completa liberalizzazione dei mercati nazionali dell'elettricità e del gas, tranne in caso di deroga. Tuttavia, a causa della coesistenza di segmenti di mercato liberalizzati e della regolamentazione del prezzo di approvvigionamento dei clienti finali, lo sviluppo di un clima di concorrenza libera ed equa ha incontrato una serie di restrizioni.

Vi è naturalmente uno iato tra l'applicazione formale di una norma e i suoi effetti pratici. Le direttive europee di liberalizzazione del mercato nel settore energetico stanno avendo, ed avranno ancora di più in futuro, un impatto enorme sui settori dell'elettricità e del gas naturale, tuttavia il pieno dispiegamento dei loro effetti richiederà ancora diversi anni. Lo stato di attuazione delle suddette direttive può, quindi, essere analizzato con riferimento ai seguenti aspetti:

- 1) il grado di integrazione del mercato;
- 2) il grado di concentrazione e consolidamento dell'industria;
- 3) la reazione dei consumatori;
- 4) la tendenza dei prezzi;
- 5) l'indipendenza degli operatori di rete di trasmissione e di distribuzione;
- 6) le autorità di regolazione;
- 7) gli obblighi di servizio pubblico;
- 8) la sicurezza dell'approvvigionamento.

Nei paragrafi successivi si procederà all'esame di ciascuno dei punti sopraindicati.

3.4.1 GRADO DI INTEGRAZIONE DEL MERCATO

Il primo aspetto da considerare è il grado di integrazione del mercato, infatti ancora oggi la principale carenza della liberalizzazione del settore energetico è rappresentata dalla mancata integrazione tra i mercati nazionali³³. Gli indicatori principali in materia sono rappresentati dalla mancata convergenza dei prezzi in Europa e dal basso livello di scambi transfrontalieri. Infatti, il grado di integrazione dei singoli mercati nazionali risulta ancora insufficiente, come mostrano sia i forti differenziali di prezzo dell'energia elettrica e del gas fra i diversi Stati membri, sia un livello di scambi transfrontalieri ancora inadeguato e ben lontano dall'obiettivo del Consiglio di Barcellona del 2002 (10% dei consumi nazionali).

³³ La liberalizzazione dei mercati si prefigge di creare un unico mercato dell'elettricità e del gas, non di giustapporre 25 mercati nazionali. Tuttavia, ancora oggi, si riscontra la presenza non di un mercato unico europeo bensì di mercati energetici regionali.

Questo fenomeno è dovuto, generalmente, all'esistenza di barriere all'ingresso, all'uso inadeguato dell'infrastruttura esistente e – nel caso della elettricità – all'insufficiente interconnessione, che si traduce in fenomeni di congestione. Inoltre, molti mercati nazionali sono caratterizzati da un elevato grado di concentrazione dell'industria che osta allo sviluppo di un'effettiva concorrenza. Un altro indicatore dell'assenza di una concorrenza effettiva è rappresentato dal fatto che i clienti cambiano fornitore in misura molto limitata nella maggior parte degli Stati membri, e che la scelta di un nuovo fornitore resta l'eccezione, specialmente con riferimento a fornitori esteri.

Pertanto devono essere eliminate le strozzature ancora rilevabili nell'infrastruttura elettrica e va apprestato un quadro normativo che incoraggi gli investimenti. Un aspetto altrettanto importante è rappresentato dalla costruzione di un'infrastruttura prioritaria per il gas e l'elettricità, che è stata già appoggiata nel quadro del nuovo programma TEN-Energia (TEN-E).

3.4.2 GRADO DI CONCENTRAZIONE E DI CONSOLIDAMENTO DELL'INDUSTRIA

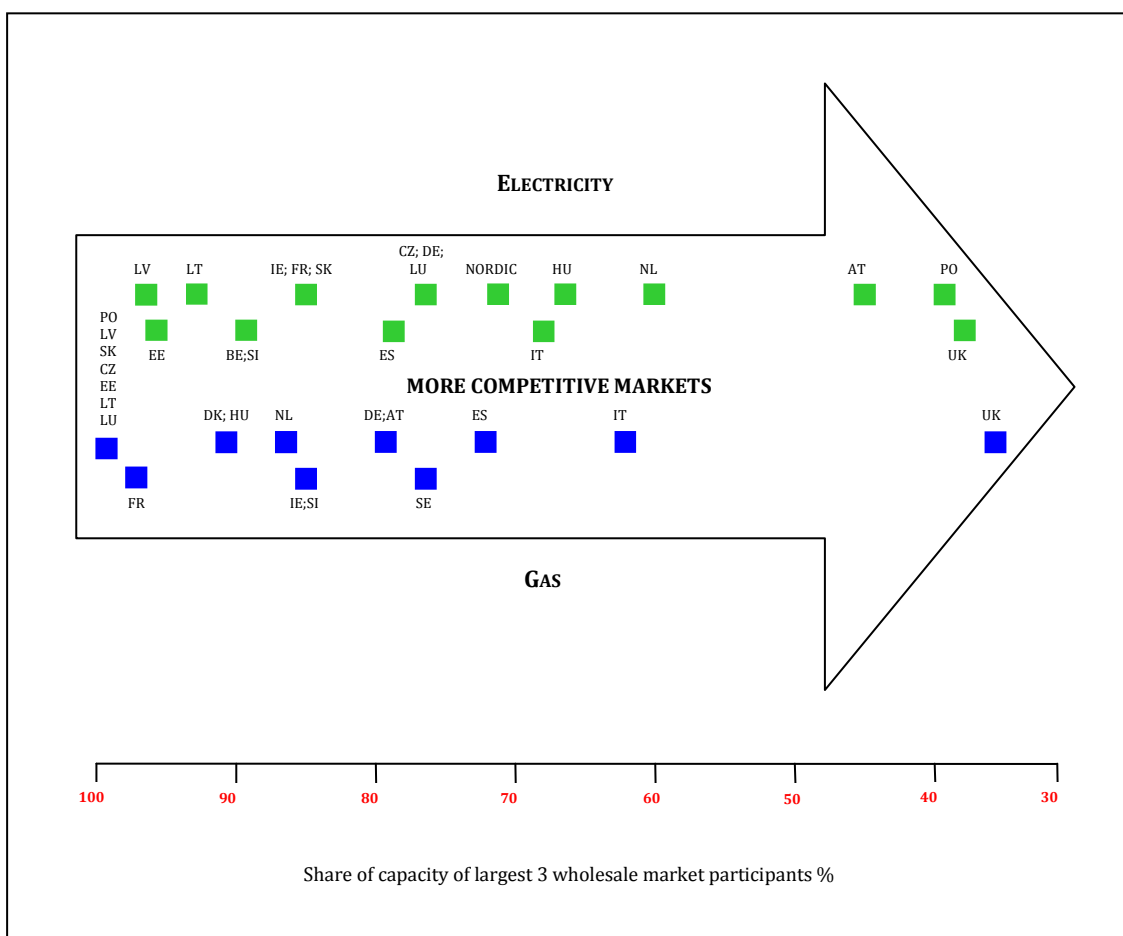
Per quanto riguarda il grado di concentrazione e di consolidamento dell'industria si deve innanzitutto sottolineare che, in assenza di una concorrenza transfrontaliera sviluppata, è la struttura dell'industria sui mercati nazionali a rivestire un ruolo cruciale per la liberalizzazione del mercato. L'apertura istituzionale dei mercati nazionali ha avuto come risposta l'entrata nei singoli mercati di nuovi operatori, specie esteri, tramite investimenti *greenfield* e, soprattutto tramite acquisizioni.

Dall'analisi dei processi di concentrazione ed internazionalizzazione in atto nell'Unione Europea, emerge che buona parte delle entrate di nuovi operatori nei singoli mercati nazionali e dei potenziamenti della capacità di offerta di alcuni operatori, di dimensioni pregresse minori rispetto ai *leader* nazionali, è imputabile, direttamente o indirettamente, ai processi di internazionalizzazione, ossia allo sviluppo in altri paesi di alcuni gruppi (pochi) che precedentemente operavano solo, o prevalentemente, sui loro mercati nazionali di origine, mentre l'apporto di nuovi entranti indipendenti, ossia di nuove imprese o di gruppi di imprese precedentemente non presenti nel settore è poco rilevante o marginale³⁴.

Pertanto, nonostante l'introduzione della concorrenza, in molti paesi permane tuttora una struttura di mercato oligopolistica, infatti non solo la concentrazione resta elevata, ma si è anche assistito ad un ulteriore consolidamento dell'industria. Come mostra la Tavola 3.2, nella maggior parte dei paesi europei oltre il 70% del mercato è concentrato nelle prime tre imprese nazionali.

³⁴ Cfr. COZZI G. e LINARES E. (2005), "Processi di internazionalizzazione e di concentrazione delle utilities energetiche – Il conteso europeo", *Osservatorio sulla politica energetica e ambientale*, Milano.

TAVOLA 3.2 – I mercati dell'energia elettrica e del gas naturale più competitivi in Europa



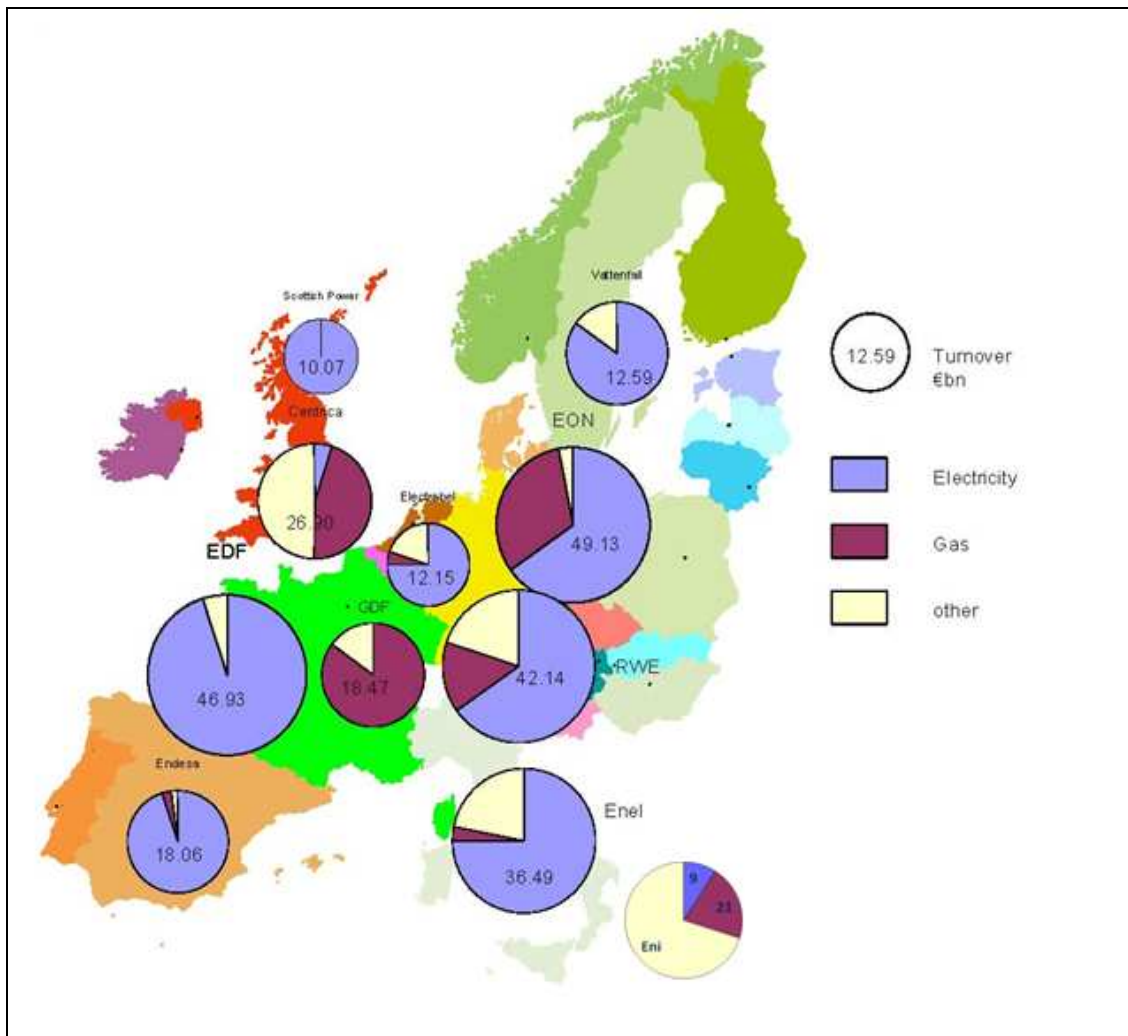
Legenda:

| | | |
|---------------------|-----------------|---------------------|
| AT = Austria | FR = France | NL = Netherlands |
| BE = Belgium | HU = Hungary | Nordic = Nord Pool |
| CZ = Czech Republic | IE = Ireland | PO = Poland |
| DE = Germany | IT = Italy | SE = Sweden |
| DK = Denmark | LT = Lithuania | SK = Slovakia |
| EE = Estonia | LU = Luxembourg | SI = Slovenia |
| ES = Spain | LV = Latvia | UK = United Kingdom |

Fonte: Commissione Europea, 2008

La Tavola 3.3 evidenzia, inoltre, la consistenza e la composizione del fatturato delle principali società produttrici di energia elettrica e gas naturale nell'Unione Europea.

TAVOLA 3.3 – Fatturato delle principali società produttrici di energia elettrica e gas naturale in Europa



Fonte: Commissione Europea, 2006

Oltre agli elevati livelli di concentrazione esistenti sui mercati nazionali, è osservabile anche un numero crescente di acquisizioni transfrontaliere. Su alcuni mercati dell'elettricità sembra profilarsi la tendenza ad una crescente integrazione verticale tra attività di produzione e di approvvigionamento, che potrebbe tradursi in una riduzione della liquidità sui mercati all'ingrosso interessati, aggravando così i rischi connessi alla concentrazione. Vi sono stati, inoltre, tentativi di fusione da parte di operatori storici del gas e dell'elettricità (vedi, ad esempio, il caso EDF-Gaz de France). Si noti che tali fusioni possono ridurre gli incentivi disponibili ai concorrenti a costruire nuovi impianti funzionanti a gas.

Nel settore del gas naturale si riscontra, poi, una mancanza di disponibilità della capacità di trasporto, causata in primo luogo dall'accesso limitato agli approvvigionamenti concesso

ai nuovi operatori del mercato, nonché dal limitato margine di manovra di cui si dispone per il trasporto del gas naturale nella rete europea³⁵.

Inoltre, il numero di soggetti realmente nuovi sul mercato ha subito di recente una diminuzione e, ad esempio, una percentuale molto limitata dei nuovi progetti di produzione di energia elettrica è stata promossa da operatori diversi da quelli storici. Pertanto, sia a livello nazionale sia a livello comunitario è necessaria la rigorosa applicazione delle norme di concorrenza, comprese quelle in materia di controllo sulle concentrazioni.

Gli Stati membri dovrebbero prendere in considerazione la definizione di politiche attive destinate a stimolare la concorrenza, come l'elaborazione di adeguati programmi di cessione di capacità elettrica e di gas naturale, e rafforzare il controllo sui complessi mercati dell'elettricità, per i quali sussistono elevati rischi di manipolazione dovuti dalla elevata concentrazione del mercato. Infine, è necessario portare all'interno dell'Unione Europea gas naturale proveniente da nuove fonti così da stimolare la concorrenza e rafforzare la sicurezza dell'approvvigionamento. In questo senso, le recenti decisioni adottate dagli investitori, appoggiati dalle autorità nazionali e dalla Commissione Europea, di lanciare vari progetti di nuovi terminali per il gas naturale liquefatto (GNL) in Europa costituiscono un progresso di notevole portata.

3.4.3 REAZIONE DEI CONSUMATORI

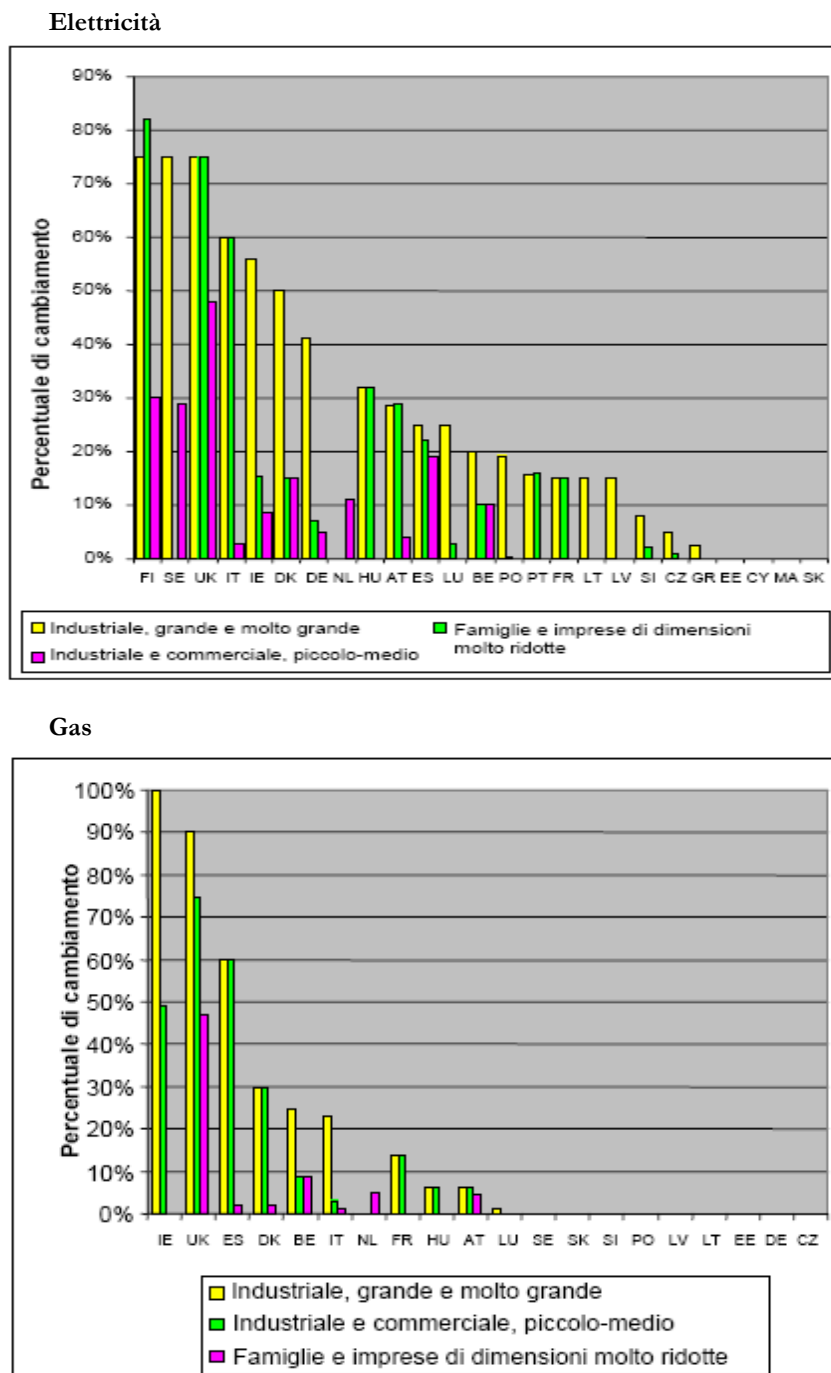
Dall'analisi della reazione dei consumatori emerge che il numero di grandi utenti dell'elettricità che cambiano fornitore continua ad aumentare; mentre gli utenti del gas, la piccola clientela industriale e le famiglie esitano tuttora ad esercitare tale diritto. A questo fenomeno contribuiscono numerosi elementi. Innanzitutto, la maggior parte delle volte, le offerte concorrenti non sono disponibili o sono troppo simili per costituire una vera scelta. Altri disincentivi sembrano essere rappresentati dall'esistenza di posizioni dominanti e da un insufficiente grado di disaggregazione, specialmente a livello di distribuzione, oltre al fatto che il cambiamento di fornitore viene spesso percepito come un'operazione rischiosa. Infatti, il numero di consumatori che cambia fornitore costituisce un indicatore naturale dell'efficacia della concorrenza, di conseguenza se tale numero è basso, è probabile che ci si trovi di fronte ad un problema di funzionamento del mercato³⁶, anche se non vanno igno-

³⁵ In questo quadro si devono considerare anche gli effetti dei contratti di fornitura del gas a lungo termine, sia valutandoli in termini di concorrenza, sia considerando che essi potranno risultare necessari a sostenere il finanziamento di nuove grandi infrastrutture. Si noti che in una recente sentenza su un caso riguardante la riserva di capacità nel settore dell'elettricità (Causa C-17/03), la Corte Europea di Giustizia, senza mettere in discussione i contratti a lungo termine in sé e per sé, ha dichiarato incompatibile con il principio di non discriminazione un sistema nel quale ai contratti storici in quanto tali viene conferita la priorità rispetto ad altre richieste di capacità di interconnessione. Alla luce di questa sentenza è necessario che le autorità di regolazione e gli operatori del sistema di trasmissione riconsiderino, in consultazione con le società che beneficiano delle riserve, la legalità della prassi corrente in fatto di riserve di capacità sia per l'elettricità che per il gas naturale.

³⁶ Secondo la Commissione Europea lo scarso numero di consumatori che cambia fornitore combinato con una struttura di mercato oligopolistica, o comunque molto concentrata, è indice di un funzionamento non corretto del mercato. In particolare, negli Stati che non hanno ancora attuato, totalmente o in parte, le direttive di liberalizzazione del mercato, o in cui siano presenti ostacoli alla concorrenza, quali un insufficiente accesso alla rete, o una struttura di mercato oligopolistica, ovvero, in cui il meccanismo di fissazione dei prezzi finali sia regolato, si avrà un basso *switch rate* dei consumatori.

rati i vantaggi che comporta la possibilità di rinegoziare con il fornitore storico. La Tavola 3.4 illustra i diversi risultati osservati nel tasso di cambiamento del fornitore nei vari Stati membri nel 2005³⁷.

TAVOLA 3.4 – Tasso di cambiamento del fornitore



Fonte: Commissione Europea, 2006

³⁷ I dati dello *switch rate*, relativi all'anno 2006, riportati nella relazione sullo stato di avanzamento della creazione del mercato interno del gas e dell'elettricità redatta dalla Commissione Europea nel 2008 sono incompleti e non consentono un reale confronto tra gli Stati Membri. In questa sede, pertanto, si è preferito riportare i dati relativi al 2005.

D'altronde, finora non si può parlare di un mercato europeo al dettaglio (famiglie e piccole imprese) né con riferimento al gas né all'elettricità, dato che gli utenti si trovano, ammesso che abbiano la possibilità di scelta, ancora obbligati a scegliere un fornitore stabilito nello stesso paese. Pertanto, la costituzione di un vero mercato europeo per l'utente finale risulta essere indispensabile per la creazione di un mercato interno dell'elettricità e del gas competitivo ed efficiente. D'altra parte, a partire dal 1° luglio 2007 tutti i mercati al dettaglio in Europa sono stati aperti alla concorrenza, ma in pratica molti consumatori sono legati ai loro fornitori storici perché non è stato ancora messo in atto un inquadramento giuridico adeguato³⁸. Inoltre, la prassi attuale, in cui i consumatori ricevono la bolletta finale dei consumi dopo un anno, non crea una consapevolezza in materia energetica, né permette ai fornitori di mettere a punto servizi competitivi che distinguano tra famiglie con esigenze specifiche. Sarebbe, quindi, opportuno che i fornitori offrissero maggiori informazioni così da permettere agli utenti di essere più spesso informati sul loro consumo energetico e sui relativi costi.

3.4.4 TENDENZA DEI PREZZI

Particolare attenzione va prestata poi alle tendenze dei prezzi del gas e dell'elettricità sul mercato interno dell'energia. Alcune industrie ad uso intensivo di energia hanno recentemente espresso preoccupazione per l'aumento dei prezzi, particolarmente pronunciato in certi Stati. Dalla Relazione della Commissione Europea sullo stato di avanzamento della creazione del mercato interno dell'energia elettrica e del gas naturale³⁹ emerge infatti che la tendenza dei prezzi è sensibilmente diversa per i grandi utenti industriali rispetto alla piccola utenza residenziale⁴⁰.

D'altronde, nella Comunicazione della Commissione al Consiglio e al Parlamento Europeo sulle prospettive del mercato interno del gas e dell'elettricità⁴¹ si evidenzia che la liberalizzazione ha accresciuto l'efficienza dell'approvvigionamento energetico e ha permesso ai clienti di risparmiare, specialmente nella fase iniziale. Tuttavia, i recenti aumenti del prezzo all'ingrosso dell'elettricità e del gas naturale si sono ripercossi in modo più o meno marcato sulla fattura degli utenti finali. Inoltre oggi si osserva che alcune precedenti diminuzioni dei costi sono state riassorbite, in particolare nel caso degli utenti industriali che sono i più forti consumatori di energia. Risulta quindi confermato che i miglioramenti di efficienza non si traducono abbastanza rapidamente in vantaggi per i consumatori. D'altra parte, non è nep-

³⁸ Infatti, la liberalizzazione nel mercato al dettaglio è importante per garantire che tutti i cittadini dell'Unione Europea possano beneficiare della concorrenza. Se, invece, la liberalizzazione si applicasse unicamente ai grandi clienti, le famiglie europee finirebbero per sovvenzionare la propria industria e ne risulterebbero distorti i segnali di investimento per la nuova generazione e il nuovo approvvigionamento.

³⁹ Cfr. COMMISSIONE EUROPEA (2005), *Report on Progress in Creating the Internal Gas and Electricity Market*, Commission Staff Working Paper, Bruxelles.

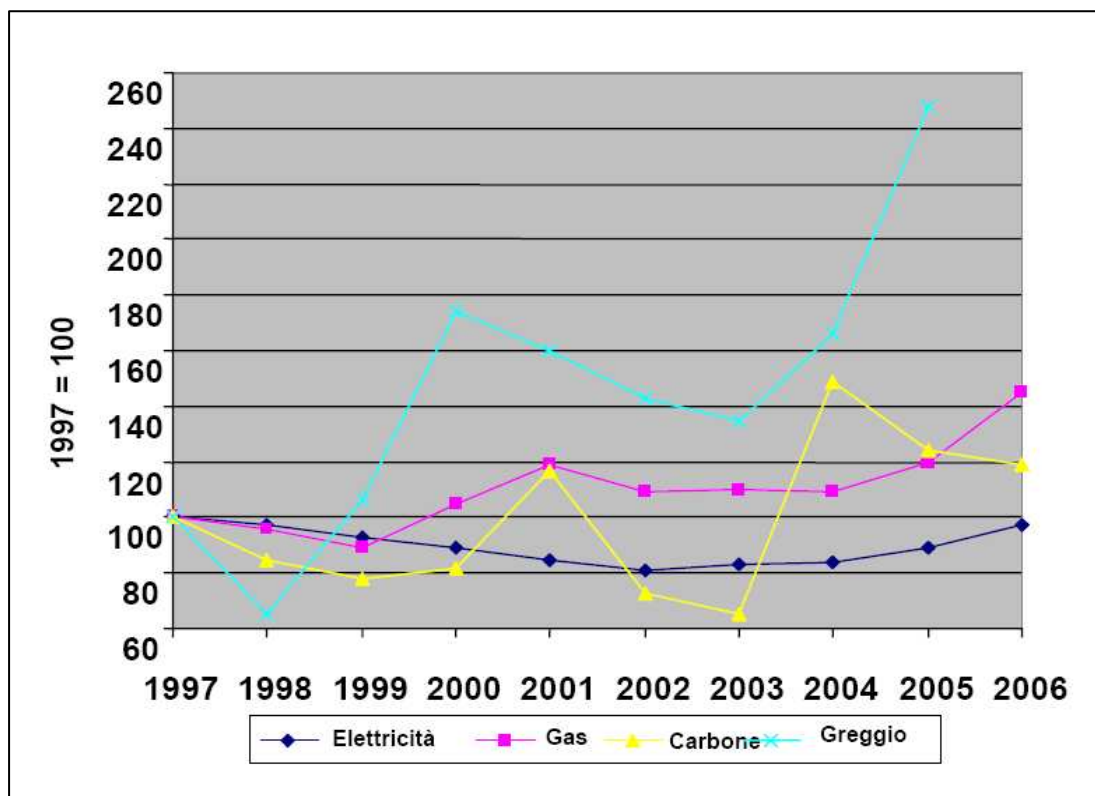
⁴⁰ È questo uno dei motivi per i quali nel giugno 2005 la Commissione ha deciso di avviare un'inchiesta sul funzionamento del mercato interno dell'elettricità e del gas, al fine di valutare se la concorrenza sia limitata o falsata all'interno del mercato comune. Gli ulteriori motivi che hanno indotto la Commissione Europea ad avviare l'indagine sono: aumenti considerevoli dei prezzi all'ingrosso di gas ed elettricità non integralmente riconducibili a maggiori costi del combustibile primario e agli obblighi ambientali; continue denunce di barriere all'ingresso e limitate possibilità di scelta per i consumatori.

⁴¹ Cfr. COMMISSIONE EUROPEA, "Prospettive del mercato interno del gas e dell'elettricità", COM(2006) 841 def.

pure scontato che i prezzi dell'energia siano il prodotto di un autentico contesto concorrenziale e non invece il risultato di decisioni prese da società dotate di un forte potere di mercato.

Varie sono le cause all'origine dell'aumento dei prezzi: in particolare, va ricordato il rincaro dei combustibili primari, la continua necessità di nuovi investimenti e l'estensione dei vincoli ambientali, con specifico riferimento al sistema comunitario di scambio delle quote di emissioni (sistema ETS)⁴², come pure lo sviluppo di fonti rinnovabili di energia⁴³. Ma influiscono anche altri fattori, quali l'assenza permanente di una pressione concorrenziale, l'elevato tasso di concentrazione sui mercati all'ingrosso e la mancanza di trasparenza dei mercati. La Tavola 3.5 illustra la tendenza della media ponderata dei prezzi praticati dai grandi clienti industriali, all'industria, al commercio e alle famiglie.

TAVOLA 3.5 – Media dei prezzi dell'elettricità e del gas destinati al consumo finale nell'Unione Europea dal 1997



Fonte: Commissione Europea, 2007

⁴² In presenza di una domanda anelastica il settore dell'elettricità può scaricare sui prezzi i costi-opportunità delle quote ricevute gratuitamente grazie all'ETS. Infatti, come indicano i modelli empirici e le simulazioni in Germania e nei Paesi Bassi, la quota dei costi della CO₂ trasferiti sui consumatori varia dal 60% al 100% in funzione di fattori specifici del mercato e delle tecnologie. Conseguentemente, le industrie ad alta intensità energetica soggette al sistema ETS devono sopportare non soltanto i costi della CO₂ ma anche costi di produzione più elevati a causa dell'aumento dei prezzi dell'elettricità. Cfr. COMMISSIONE EUROPEA (2007), *Report on Progress in Creating the Internal Gas and Electricity Market*, Commission Staff Working Paper, Bruxelles.

⁴³ Si veda la Comunicazione della Commissione del 7 dicembre 2005, *Il sostegno a favore dell'elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili*, COM(2005) 627 definitivo. Secondo calcoli approssimativi, il costo dei sistemi di sostegno alle energie rinnovabili che si ripercuote sul prezzo dell'elettricità oscilla tra il 4% e il 5% per paesi come la Germania, la Spagna e il Regno Unito.

Come si desume dal grafico, il fatto che i prezzi al dettaglio, nella media di tutti gli utenti, siano rimasti relativamente costanti in termini reali per tutto il periodo considerato – nonostante i cospicui aumenti del prezzo dei combustibili primari – dimostra chiaramente che vi è stato un forte incremento dell'efficienza nell'offerta di elettricità. Anzi, il prezzo dell'elettricità – soprattutto per le utenze domestiche – risulterebbe addirittura diminuito se si prescindesse dalle imposte. Per quanto riguarda il gas, va osservato che l'apertura o la mancata apertura alla concorrenza non avrebbe comunque neutralizzato fattori che incidono sui prezzi, come la necessità di ricorrere a fonti di approvvigionamento più costose (gas naturale liquefatto – GNL) e l'aggancio permanente di alcune importazioni di gas al prezzo del petrolio. Ad ogni modo, mercati concorrenziali ed aperti dovrebbero consentire di offrire energia a prezzi migliori agli utenti finali, ivi comprese le industrie ad alta intensità energetica.

Un'altra questione che resta cruciale per lo sviluppo della concorrenzialità del mercato energetico è l'eliminazione, o almeno la riduzione, della regolamentazione dei prezzi. Infatti, negli Stati membri dell'Unione Europea la coesistenza di mercati dell'energia liberalizzati e di prezzi dell'energia regolamentati è una realtà molto diffusa che riguarda un terzo dei mercati del gas naturale per almeno un segmento di mercato e più della metà dei mercati dell'elettricità. Nella maggior parte degli Stati membri con prezzi regolamentati, la regolamentazione non si limita ai piccoli clienti bensì l'approvvigionamento di tutti i segmenti può essere effettuato a prezzi regolamentati, come risulta dal recente rapporto del Gruppo europeo dei regolatori⁴⁴. Gli effetti negativi della regolamentazione dei prezzi dell'energia sono tuttora rilevanti. Un effetto immediato è la distorsione della concorrenza e la riduzione della liquidità sui mercati all'ingrosso. A lungo termine, la regolamentazione dei prezzi trasmette agli investitori segnali erronei sui prezzi e quindi ha un impatto negativo sullo sviluppo di nuove infrastrutture. Poiché la regolamentazione dei prezzi fissa un livello di prezzi che non consente ai nuovi operatori di fornire energia a prezzi che coprono i costi, crea anche un ostacolo all'ingresso sul mercato di fornitori alternativi e minaccia così direttamente la sicurezza dell'approvvigionamento⁴⁵. Secondo l'Unione Europea la regolazione tariffaria è un ostacolo che va rimosso al più presto, poiché la protezione dei consumatori deve essere garantita con strumenti distinti⁴⁶.

3.4.5 INDIPENDENZA DEGLI OPERATORI DI RETE DI TRASMISSIONE E DI DISTRIBUZIONE

L'indipendenza degli operatori di rete di trasmissione e di distribuzione è un altro elemento che merita un'attenzione particolare. L'effettiva disaggregazione fra la gestione della rete e le parti competitive dell'attività è essenziale a garantire l'indipendenza della gestione e l'accesso non discriminatorio alle reti per tutti i soggetti attivi sul mercato. Attualmente le norme più rigorose in materia di disaggregazione contenute nelle nuove direttive non sono ancora pienamente applicate nella pratica. In molti casi il processo di disaggregazione non è

⁴⁴ Cfr. ERGEG (2007), *Status Review on End-user Price Regulation*, Rif.: E07-CPR-08-04, www.ergreg.org.

⁴⁵ Per esempio, sul mercato francese la borsa dell'elettricità ha manifestato la propria incapacità di fissare un prezzo di riferimento per il mercato per effetto della regolamentazione dei prezzi dell'energia.

⁴⁶ Cfr. COMMISSIONE EUROPEA (2008), *Report on Progress in Creating the Internal Gas and Electricity Market*, SEC(2008) 460 definitivo, Commission Staff Working Paper, Bruxelles.

ancora stato finalizzato dagli operatori di rete, ciò vale tanto per la trasmissione del gas quanto dell'elettricità, ed anche per gli operatori dei sistemi di distribuzione. Tuttavia un numero crescente di Stati membri si è spinto al di là del disposto delle direttive ed è passato alla disaggregazione della proprietà, come risulta dalla Tavola 3.6.

TAVOLA 3.6 – Grado di indipendenza degli operatori di rete

| COUNTRY | ELECTRICITY TRASMISSION | GAS TRASMISSION |
|----------------|-------------------------|----------------------------|
| Austria | legal | legal |
| Belgium | legal | legal |
| Denmark | ownership | ownership |
| Finland | ownership | - |
| France | legal | legal |
| Germany | legal | partly legal |
| Greece | legal | - |
| Ireland | legal | unbundling not implemented |
| Italy | ownership | legal |
| Luxembourg | legal | unbundling not implemented |
| Netherlands | ownership | ownership |
| Portugal | ownership | ownership |
| Spain | ownership | ownership |
| Sweden | ownership | ownership |
| UK | ownership | ownership |
| Norway | ownership | - |
| Estonia | legal | unbundling not implemented |
| Latvia | legal | unbundling not implemented |
| Lithuania | ownership | unbundling not implemented |
| Poland | legal | legal |
| Czech Republic | ownership | unbundling not implemented |
| Slovakia | ownership | unbundling not implemented |
| Hungary | ownership | ownership |
| Slovenia | ownership | legal |
| Cyprus | - | - |
| Malta | - | - |

Fonte: Commissione Europea, 2008

Nel settore dell'elettricità, circa la metà degli Stati membri dispone di operatori di rete con separazione della proprietà, mentre in quello del gas ciò avviene in sette Stati membri. Per quanto riguarda la distribuzione, gli Stati membri ricorrono ampiamente alle deroghe: la metà di essi consente ai GRD con meno di 100 000 clienti di essere esonerati dai requisiti giuridici della disaggregazione, sia per l'elettricità che per il gas naturale⁴⁷. Resta da segnalare che il grado insufficiente di indipendenza degli operatori di rete si rispecchia in insufficienti investimenti nella capacità della rete e soprattutto nell'inadeguatezza delle capacità transfrontaliere, ed è pertanto auspicabile quantomeno la separazione legale, se non proprietaria, degli operatori di rete.

⁴⁷ COMMISSIONE EUROPEA (2008), *Accompanying document to the Report on Progress in Creating the Internal Gas and Electricity Market*, COM(2008) 192 definitivo, Commission Staff Working Paper, Bruxelles.

3.4.6 *AUTORITÀ DI REGOLAZIONE*

Dopo la designazione di un'autorità di regolazione in Germania, nel luglio 2005, tutti gli Stati membri dispongono ormai di autorità di regolazione. Si osservi, infatti, che l'esperienza compiuta finora con l'attività delle autorità di regolazione è in generale positiva; e con il passare del tempo esse hanno acquisito forza ed esperienza.

A norma delle nuove direttive sull'energia elettrica e sul gas, le autorità di regolazione detengono ormai una quantità minima di poteri nei singoli Stati membri. Tuttavia le possibilità concesse alle autorità di regolazione settoriali di adottare decisioni e farle rispettare differiscono da uno Stato membro all'altro. Inoltre, alcuni Stati hanno insediato varie autorità di regolazione, a livello nazionale e regionale, e, in alcuni casi, si assiste ad una divisione dei poteri fra il regolatore specifico di ciascun settore, l'autorità di concorrenza e il ministero. Ad ogni modo, il ruolo delle autorità di regolazione "realmente" indipendenti è un altro fattore fondamentale per l'apertura del mercato alla concorrenza, poiché le loro decisioni sulle tariffe per l'accesso alle reti e su altri aspetti della regolazione continueranno a plasmare la fisionomia del mercato.

Inoltre, poiché le decisioni adottate dalle autorità nazionali di regolazione incidono sul funzionamento del mercato europeo nel suo insieme, queste autorità dovrebbero agire in un'ottica europea e l'Unione Europea dovrebbe incoraggiarne la cooperazione e il coordinamento. In questo senso, il Consiglio delle autorità di regolazione europee dell'energia elettrica (CEER) ha già realizzato e continua a realizzare progressi significativi in questo settore. D'altra parte, le istanze europee di regolazione per l'energia elettrica e il gas (note come "Forum di Firenze" e "Forum di Madrid"), che offrono una piattaforma di discussione a tutte le parti interessate, hanno effettuato un eccellente lavoro per quanto riguarda la messa a punto di soluzioni innovative a problemi d'importanza cruciale, come, di recente, l'accordo volontario sulle condizioni di accesso allo stoccaggio del gas naturale⁴⁸. In tal modo il CEER, il Gruppo dei regolatori europei (ERGEG) e i Forum di Firenze e Madrid hanno apportato significativi contributi allo sviluppo del mercato interno, in linea con la politica della Commissione Europea di promozione della cooperazione nella regolazione e di una migliore e più efficace regolazione.

3.4.7 *OBBLIGHI DI SERVIZIO PUBBLICO*

Si osserva che l'obiettivo di servizio pubblico cui mirano le direttive del gas naturale e dell'elettricità, quello cioè di salvaguardare e migliorare la situazione degli utenti, è ancora in via di realizzazione.

Tuttavia i sondaggi effettuati sulle percezioni dei clienti finali hanno concluso che il livello di soddisfazione per la qualità dei servizi forniti è generalmente buono. Pertanto i timori che l'introduzione della concorrenza si traducesse in un calo della qualità del servizio o problemi in sede di prestazione del servizio universale si sono rivelati infondati.

⁴⁸ Si ricordi, come già accennato nel paragrafo 2, che il Gruppo dei regolatori europei per il gas e l'elettricità (ERGEG), istituito dalla Commissione nel dicembre 2003, ha apportato contributi significativi, ad esempio sui problemi connessi agli scambi transfrontalieri di elettricità e allo stoccaggio del gas naturale.

3.4.8 SICUREZZA DELL'APPROVVIGIONAMENTO

Il tema della sicurezza dell'approvvigionamento, infine, richiede un'attenzione particolare, data la rilevanza strategica che ha acquisito negli ultimi anni. In generale, si può affermare che l'approvvigionamento nell'Unione Europea si è sviluppato in misura soddisfacente da quando il mercato è stato aperto alla concorrenza, anche se le imprese del settore elettrico, in risposta all'introduzione della concorrenza nel settore, hanno ridotto la capacità di riserva disponibile⁴⁹.

Una volta superate le difficoltà causate dall'ondata di caldo estivo del 2003, e sebbene anche l'estate del 2005 abbia registrato una domanda record in alcuni paesi dell'Europa meridionale, si può osservare l'assenza di significativi problemi di approvvigionamento. Comunque permangono ampi margini di miglioramento del sistema, infatti le vicende dell'inverno 2005, e il *blackout* che ha colpito l'Europa il 4 novembre 2006, hanno messo in evidenza la debolezza strutturale del sistema di approvvigionamento europeo. Nel parere reso il 12 dicembre 2006, su richiesta della Commissione, l'ERGEG⁵⁰ ha concluso che, per evitare che l'Unione Europea rimanga nuovamente al buio, occorre adottare norme di sicurezza operative giuridicamente vincolanti; definire un quadro normativo per le reti elettriche; e migliorare la cooperazione tra i gestori della rete elettrica europea, i quali dovrebbero essere pubblicamente responsabili della propria attività.

Ad oggi i principali punti critici per la sostenibilità energetica dell'Unione Europea, evidenziati nel rapporto pubblicato dalla Commissione Europea nel giugno 2005⁵¹, sono in sintesi: la continua crescita del fabbisogno di energia a fronte di un calo della produzione interna di fonti fossili, la crescente dipendenza per le importazioni di idrocarburi da aree geopolitiche instabili e i "colli di bottiglia" nelle infrastrutture di trasporto transfrontaliero. Infatti, nei quattro anni trascorsi dalla pubblicazione del Libro Verde della Commissione sulla sicurezza dell'approvvigionamento del 2000⁵², la situazione è peggiorata: gli eventi dell'11 settembre 2001 e la guerra in Iraq hanno trasformato il quadro geopolitico; inoltre, il forte aumento del fabbisogno di petrolio, soprattutto in Cina, India e altri paesi in via di sviluppo, nonché alcune criticità sul lato dell'offerta hanno spinto al rialzo le quotazioni dei greggi. Il precario equilibrio tra domanda e offerta ha reso il prezzo del petrolio assai sensibile ad eventi relativamente circoscritti a livello planetario ed ha portato in primo piano il problema della competizione globale per gli idrocarburi. Successivamente alla pubblicazione del rapporto della Commissione Europea, sono emersi anche problemi nell'approvvigionamento di gas dalla Russia che hanno contribuito ad aggravare l'incertezza sul futuro energetico dell'Unione Europea.

⁴⁹ Cfr. COMMISSIONE EUROPEA (2005), *Technical Annex to the Report from the Commission to the Council and the European Parliament*, Commission Staff Working Paper, Bruxelles.

⁵⁰ Per ulteriori approfondimenti si consulti ERGEG (2006), *Interim Report on the lessons to be learned from the large disturbance in European power supply on 4 November 2006*, Ref: E06-BAG-01-05.

⁵¹ Cfr. COMMISSIONE EUROPEA (2005), *Report on the Green Paper on Energy - Four years of European initiatives*, Energy and Transport DG, Commission Staff Working Paper, Bruxelles.

⁵² Cfr. COMMISSIONE EUROPEA (2000), *Libro verde "Verso una strategia europea di sicurezza dell'approvvigionamento energetico"*, COM(2000) 769, del 29 novembre 2000.

Successivamente, la tematica della sicurezza degli approvvigionamenti è stata ripresa nel nuovo *Libro verde*⁵³ in un più ampio contesto, rivolto a promuovere la concorrenza nel mercato interno e la compatibilità ambientale. Le strategie individuate dalla Commissione Europea per affrontare tale problematica si articolano su più fronti, dalla riduzione del fabbisogno attraverso interventi di efficienza energetica all'attuazione di una politica esterna unitaria rivolta ad un costruttivo dialogo con i paesi produttori e di transito dell'energia, ribadita anche nel recente Consiglio Europeo di marzo 2006⁵⁴. In tema di sicurezza degli approvvigionamenti va segnalata anche la direttiva 2004/67/CE, relativa alla sicurezza dell'approvvigionamento di gas naturale, approvata il 26 aprile 2004, che sarebbe dovuta essere recepita da tutti gli Stati membri entro il 19 maggio del 2006⁵⁵. La suddetta direttiva stabilisce un quadro comune entro il quale gli Stati membri dovrebbero definire politiche di sicurezza dell'approvvigionamento generali, trasparenti e non discriminatorie, compatibili con le esigenze di un mercato interno concorrenziale del gas, precisando i ruoli generali e le responsabilità dei diversi soggetti del mercato e attuando procedure specifiche non discriminatorie per tutelare la sicurezza dell'approvvigionamento di gas naturale⁵⁶. Infine, nella seduta del 18 gennaio 2006, il Parlamento e il Consiglio dell'Unione Europea hanno approvato la nuova direttiva 2005/89/CE sulle misure per la sicurezza dell'approvvigionamento nel settore dell'elettricità e per gli investimenti nelle infrastrutture, che dovrebbe essere stata recepita entro la fine del 2007⁵⁷. A norma delle disposizioni in essa contenute gli Stati membri dovranno offrire un inquadramento normativo affidabile in grado di favorire i nuovi investimenti sia nelle infrastrutture che nella produzione di energia elettrica.

3.5 *Le prospettive del settore europeo dell'elettricità e del gas naturale*

Il processo di liberalizzazione del mercato dell'elettricità e del gas è cominciato alla fine del secolo scorso; durante questo periodo molti cittadini europei hanno potuto beneficiare di una maggiore scelta e più concorrenza, con una migliore qualità del servizio e della sicurezza. L'Unione Europea, con l'adozione delle seconde direttive sul gas e sull'elettricità, ha

⁵³ Sull'argomento si veda il *Libro Verde* "Una strategia europea per un'energia sostenibile, competitiva e sicura", COM(2006) 105, dell'8 marzo 2006.

⁵⁴ Nelle sue Conclusioni (7775/06 CONCIL 1), il Consiglio ha ribadito innanzitutto l'esigenza di avviare una politica estera europea coordinata, in particolare sul dialogo con le aree geograficamente limitrofe all'Unione Europea, con l'intento di promuovere, sulla falsariga del Trattato per la Comunità energetica del Sud-Est Europa, un quadro di regolazione e un modello di liberalizzazione uniformi.

⁵⁵ Cfr. *Direttiva 2004/67/CE*, del Parlamento Europeo e del Consiglio Europeo del 26 aprile 2004, concernente misure per la sicurezza dell'approvvigionamento nel settore del gas naturale. G.U.C.E. n. L 127 del 29/04/2004.

⁵⁶ Nello specifico la direttiva 2004/67/CE ha istituito obblighi generali di monitoraggio per gli Stati membri, inoltre ha istituito il gruppo di coordinamento europeo del gas naturale, infine ha definito un meccanismo comunitario in caso di interruzione dell'approvvigionamento di gas. Poiché tale direttiva è stata recepita solo di recente dagli Stati membri, la Commissione Europea invierà un rapporto sullo stato di attuazione della suddetta direttiva entro il 19 maggio 2008, secondo l'art. 10 della stessa direttiva.

⁵⁷ Cfr. *Direttiva 2005/89/CE*, del Parlamento Europeo e del Consiglio Europeo del 18 gennaio 2005, concernente misure per la sicurezza dell'approvvigionamento nel settore dell'elettricità e per gli investimenti nelle infrastrutture. G.U.C.E. n. L 33 del 4/02/2006.

compiuto un ulteriore passo verso il mercato unico dell'energia elettrica e del gas naturale. Tuttavia, dalla valutazione della Commissione Europea e delle autorità europee di regolazione per l'energia, è emerso che il processo di sviluppo di un mercato veramente concorrenziale è ben lungi dall'essere concluso. In pratica, troppi cittadini e imprese europee non hanno ancora una vera possibilità di scegliere il proprio fornitore di energia elettrica e di gas naturale⁵⁸.

Innanzitutto, gli Stati membri e le autorità nazionali di regolazione debbono attivarsi affinché il mercato funzioni concretamente. Alcuni Stati hanno già adottato misure complementari per migliorare il funzionamento del mercato alla luce di particolari condizioni nazionali o regionali, come la disaggregazione della proprietà per le reti di trasporto, i programmi di cessione di gas (come in Germania, Italia, Francia, Austria e Spagna), la dismissione di capacità di generazione energia elettrica da parte delle imprese dominanti (come in Italia) o la creazione di un mercato regionale all'ingrosso (come il NordPool, che garantisce l'effettiva integrazione tra i mercati di energia scandinavi).

In generale, tuttavia, gli Stati membri dell'Unione Europea tendono ad adottare un'impostazione minimalista in sede di recepimento delle direttive. Inoltre, la maggior parte degli Stati ha recepito le nuove direttive in ritardo, mentre in alcuni di essi il recepimento addirittura non è ancora avvenuto. Il primo obiettivo da raggiungere è, quindi, il recepimento completo ed effettivo delle seconde direttive sull'elettricità e sul gas naturale da parte di tutti gli Stati membri dell'Unione Europea.

Dalla Relazione della Commissione Europea sullo stato di avanzamento della creazione del mercato interno del gas naturale e dell'elettricità emerge pertanto che, con rarissime eccezioni, l'ambito economico dei mercati dell'elettricità e del gas naturale, nell'Unione Europea, resta nazionale⁵⁹. Infatti, non si è ancora sviluppata una concorrenza transfrontaliera sufficiente a limitare effettivamente il potere economico delle imprese attive sui singoli mercati nazionali. Inoltre, la diagnosi che emerge dai risultati dell'indagine settoriale sullo stato della concorrenza nel settore dell'energia elettrica e del gas naturale⁶⁰, condotta dalla Commissione Europea nel biennio 2005-2006, non è affatto confortante, infatti:

- permane nei mercati all'ingrosso dell'energia il *grado di concentrazione* esistente prima delle liberalizzazioni, che agevola pratiche di prezzo anticoncorrenziali degli operatori dominanti;

⁵⁸ Cfr. COMMISSIONE EUROPEA, *Indagine ai sensi dell'articolo 17 del regolamento (CE) n. 1/2003 nei settori europei del gas e dell'elettricità*, COM(2006) 851 definitivo; *Prospettive del mercato interno del gas e dell'elettricità*, COM(2006) 841 definitivo; *Document, Implementation report on electricity and gas EU regulatory framework: country reviews*, SEC(2006)1709, Commission Staff Working Paper, Bruxelles.

⁵⁹ Cfr. COMMISSIONE EUROPEA (2005), *Report on Progress in Creating the Internal Gas and Electricity Market*, Commission Staff Working Paper, Bruxelles.

⁶⁰ Le indagini settoriali sullo stato della concorrenza nel settore dell'energia elettrica e del gas naturale, condotte dalla Commissione Europea, mirano sia a valutare le condizioni competitive prevalenti sui mercati europei nei due settori, sia a individuare le cause di eventuali malfunzionamenti dovute a possibili infrazioni della normativa concorrenziale europea. L'obiettivo primario delle indagini è quello di identificare le eventuali barriere che ostacolano lo sviluppo di un mercato europeo aperto, funzionante e competitivo. Le suddette indagini si inseriscono nel quadro di un più generale riesame degli effetti delle liberalizzazioni avviate nella metà degli anni Novanta e della riflessione, iniziata nei primi mesi del 2006, volta a definire il rilancio di una nuova politica europea dell'energia.

- sussistono le *barriere all'ingresso* per i nuovi operatori, derivanti sia da difficoltà di accesso alle infrastrutture imperfettamente separate dagli interessi degli operatori dominanti, sia dal permanere di vincoli all'approvvigionamento (contratti a lungo termine), che mantengono nei fatti le filiere verticalmente integrate;
- è assente un *significativo grado di concorrenza transfrontaliera* (carenza di interconnessioni elettriche e vincoli proprietari che derogano da regole di accesso a terzi nei gasdotti internazionali), che mantiene i mercati nazionali separati;
- i *meccanismi di formazione dei prezzi* in ambedue i settori non riflettono il grado di concorrenzialità dei mercati;
- sussistono ostacoli per i nuovi fornitori nei *mercati di bilanciamento*, che essendo caratterizzati da zone di bilanciamento eccessivamente ridotte, favoriscono invece gli operatori storici;
- permane nei *mercati a valle* (al dettaglio) una carenza di concorrenza dovuta principalmente alla durata dei contratti, alle pratiche restrittive dei fornitori, e alla mancanza di offerte paneuropee;
- la *carenza di informazioni sui mercati e di trasparenza sugli accessi alle reti* ostacola l'ingresso di nuovi operatori a vantaggio di quelli dominanti e a svantaggio della libertà di scelta dei consumatori;
- infine, l'espansione dei *mercati di GNL*, che dovrebbero ampliare la base europea di approvvigionamento di gas, non ha ancora prodotto risultati concreti.

Tutti gli Stati membri devono pertanto esaminare attentamente le modalità di applicazione delle direttive in modo che le stesse si traducano rapidamente in mercati più ampi, più aperti e più competitivi. Ciò significa, in particolare, oltre ad assicurare il funzionamento nella pratica delle condizioni fissate dalle direttive in materia di accesso reale e non discriminatorio alle reti, mettere in atto misure di disaggregazione e di effettiva regolazione, nonché adottare un'impostazione proattiva al fine di garantire l'esistenza di capacità di interconnessione adeguate e disponibili. Gli Stati dovranno inoltre provvedere affinché l'eventuale regolazione dei prezzi non agisca in modo da escludere la concorrenza. Allo stesso tempo la Commissione e le autorità nazionali di regolazione dovranno intensificare gli sforzi, nel quadro dei regolamenti concernenti il l'elettricità e il gas naturale, per far fronte ad un certo numero di aspetti tecnici, come i meccanismi degli scambi transfrontalieri, il bilanciamento, eccetera.

In particolare, per poter affrontare le disfunzioni del mercato evidenziate nell'indagine settoriale e migliorare considerevolmente la portata della concorrenza, è fondamentale che l'Unione Europea applichi misure correttive di tipo concorrenziale e regolamentare. Innanzitutto, l'applicazione del diritto della concorrenza mediante l'esercizio dei poteri attribuiti alla Commissione Europea, ai sensi delle norme *antitrust*⁶¹ in materia di concentrazioni⁶² e di

⁶¹ Cfr. Gli articoli 85, 86 e 90 del Trattato di Roma del 1957, divenuti 81, 82 e 86 del Trattato di Maastricht affermarono il principio di concorrenza come chiave ermeneutica che esprime l'identità economica dell'Unione Europea.

aiuti di Stato⁶³, risulta necessario l'applicazione di sanzioni al fine di perseguire le violazioni delle norme comunitarie in materia di concorrenza (*antitrust*) nel settore⁶⁴. Tuttavia, l'applicazione del diritto della concorrenza può dare un contributo significativo, ma da solo non può liberalizzare i mercati e ovviare a tutte le carenze individuate dall'indagine: è quindi necessaria anche una serie di misure di regolazione. Pertanto, affinché l'Unione Europea centri l'obiettivo di completare la creazione di un mercato interno dell'energia elettrica e del gas naturale aperto alla concorrenza e dotato di una regolazione efficace entro il gennaio del 2009, sono necessarie nuove regole, soprattutto di natura tecnica. Per questa ragione, la Commissione ha presentato al Parlamento e al Consiglio dell'Unione Europea – in data 19 settembre 2007 – una proposta di modifica delle direttive 2003/54/CE e 2003/54/CE, relative al mercato interno dell'energia elettrica e del gas naturale, e dei regolamenti 2003/1228/CE e 2005/1775/CE, relativi rispettivamente alle condizioni di accesso alle reti di elettricità e di gas naturale, oltre ad una proposta di regolamento relativo all'istituzione di un'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia⁶⁵.

Le principali novità introdotte dalle proposte della Commissione Europea sono:

- effettiva disaggregazione delle attività di approvvigionamento e produzione dalle operazioni di rete;
- rafforzamento dei poteri e dell'indipendenza degli organismi internazionali di regolazione;
- definizione di un meccanismo indipendente per favorire la cooperazione degli organismi nazionali di regolazione ed il processo decisionale, mediante l'istituzione di un'Agenzia per la cooperazione degli organismi di regolazione nel settore dell'energia elettrica e del gas naturale;
- rafforzamento della cooperazione volontaria tra gli operatori dei sistemi di trasmissione di rete;
- miglioramento della trasparenza del mercato;
- sviluppo della cooperazione, tra gli Stati membri, volta al rafforzamento della sicurezza dell'approvvigionamento.

⁶² Cfr. *Regolamento (CE) n. 139/2004* del Consiglio Europeo, del 20/01/2005.

⁶³ Cfr. articoli 87 e 88 del Trattato di Roma del 1957.

⁶⁴ La concentrazione del mercato è risultata essere uno dei principali elementi di preoccupazione ai fini della riuscita del processo di liberalizzazione: infatti, il potere di mercato dei monopoli dell'epoca pre-liberalizzazione non è ancora stato eroso. Inoltre, l'integrazione verticale tra imprese operanti nel campo della fornitura e generazione e dell'infrastruttura e/o l'insufficiente grado di separazione può comportare la preclusione dei mercati a valle tramite contratti a lungo termine. Infine l'accesso transfrontaliero risulta bloccato da contratti di trasmissione a lungo termine e dal connesso rischio di accumulo di capacità.

⁶⁵ Cfr. COMMISSIONE EUROPEA (2007), *Proposta di direttiva che modifica la direttiva 2003/54/CE relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica*, COM(2007) 528 definitivo; *Proposta di direttiva che modifica la direttiva 2003/55/CE relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale*, COM(2007) 529 definitivo; *Proposta di Regolamento che modifica il regolamento (CE) n. 1228/2003 relativo alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica*, COM(2007) 531 definitivo; *Proposta di Regolamento che modifica il regolamento (CE) n. 1775/2005 relativo alle condizioni di accesso alle reti di trasporto del gas naturale*, COM(2007) 532 definitivo; *Proposta di Regolamento che istituisce un'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia*, COM(2007) 531 definitivo, Commission Staff Working Paper, Bruxelles, 19 settembre 2007.

La separazione giuridica e funzionale delle operazioni di rete dalle attività di approvvigionamento e generazione o di produzione non risulta sufficiente a risolvere il conflitto di interessi sistemico, connaturato all'integrazione verticale delle attività di fornitura e di rete, che ha determinato sia investimenti carenti nelle infrastrutture che discriminazioni di informazione, di accesso alla rete e sugli incentivi agli investimenti⁶⁶. Pertanto, per garantire una separazione più netta tra la produzione la distribuzione di energia vengono proposte due opzioni di disaggregazione: la separazione della gestione della rete dalla proprietà delle infrastrutture, mediante un operatore di sistema indipendente, e la separazione totale della proprietà dei gestori dei sistemi di trasmissione, con una chiara preferenza per la disaggregazione della proprietà. Questo perché imprese distinte che gestiscono la rete, in sede di decisioni di investimenti, non subiscono l'influenza degli interessi propri alle imprese che operano sul lato dell'approvvigionamento e della generazione. Questa soluzione ha, tra l'altro, il vantaggio di evitare una regolazione eccessiva ed oneri amministrativi eccessivamente sproporzionati.

È altresì importante che la regolazione a livello europeo sia applicata in modo efficace, non da ultimo per facilitare il commercio transfrontaliero di elettricità. In tal senso, le direttive europee del 2003, relative al mercato unico dell'elettricità e del gas, hanno imposto agli Stati membri l'obbligo di istituire organismi regolatori dotati di competenze specifiche. Tuttavia, in molti casi, l'esperienza suggerisce che l'efficacia dell'azione dei regolatori è spesso limitata dalla loro non piena indipendenza dai governi e da un insufficiente potere discrezionale. Pertanto, l'Europa necessita di un sostanziale rafforzamento dei poteri delle autorità di regolazione e di un maggiore coordinamento europeo. A tal fine la Commissione Europea ha proposto il potenziamento dell'indipendenza degli organismi di regolazione nazionale, il rafforzamento dei loro poteri di regolazione del mercato e la costituzione di un nuovo organismo unico a livello europeo, ovvero una rete europea di autorità di regolazione indipendenti che dovrebbe tenere in debito conto l'interesse europeo, con un appropriato coinvolgimento della Commissione stessa.

In particolare, l'Agenzia per la cooperazione delle autorità di regolazione nazionali dovrebbe integrare, a livello europeo, le mansioni di regolazione svolte in ambito nazionale dalle singole autorità di regolazione, offrendo un inquadramento per la cooperazione degli organismi nazionali di regolazione, con particolare riferimento alle questioni transfrontaliere, controllando la cooperazione tra operatori dei sistemi di trasmissioni e fornendo decisioni individuali su specifici aspetti tecnici affidati all'agenzia stessa. Infine, essa dovrebbe svolgere un ruolo consultivo generale. In sostanza, la proposta della Commissione mira al

⁶⁶ Attualmente non è garantito un accesso non discriminatorio all'informazione (infatti non esistono mezzi efficaci ad impedire ai gestori dei sistemi di trasmissione di divulgare informazioni commerciali sensibili al ramo di generazione o approvvigionamento della società verticalmente integrata); inoltre la normativa in vigore non ha eliminato gli incentivi a discriminare i terzi che desiderano accedere alla rete (tra le varie condizioni di accesso discriminatorie figurano: la connessione delle nuove centrali per i nuovi entranti; l'accesso diseguale alle capacità della rete (*boarding*); il mantenimento di zone di bilanciamento artificialmente piccole e, ancora, il rifiuto di mettere a disposizione capacità inutilizzate). Infine, esistono distorsioni negli incentivi agli investimenti, infatti i gestori delle reti integrati in un gruppo non hanno alcun incentivo a sviluppare la rete nell'interesse generale del mercato, processo che faciliterebbe l'entrata di nuovi operatori a livello di generazione o di fornitura. È ampiamente provato che le decisioni di investimento delle società verticalmente integrate tendono a soddisfare, invece, le esigenze delle affiliate responsabili dell'approvvigionamento.

rafforzamento del coordinamento tra autorità nazionali ed al sostanziale potenziamento della coerenza della regolazione in ambito transfrontaliero.

Bisogna, inoltre, ricordare che le reti di elettricità e di gas costituiscono il punto focale di un mercato europeo ben funzionante. È per questa ragione che la Commissione Europea ha proposto diverse azioni per intensificare gli investimenti tesi ad eliminare le principali strozzature, che si verificano normalmente alle frontiere nazionali. In particolare, per sostituire le centrali elettriche europee di vecchia generazione sono necessari cospicui investimenti, pertanto viene ribadito che qualunque società ha la facoltà di investire in progetti di generazione di energia elettrica o di importazione di gas.

Inoltre, poiché gli investitori potenziali hanno bisogno di informazioni aggiornate sull'evoluzione del mercato sia a breve sia a medio termine, verrà istituito l'*Energy Observatory* con il compito di raccogliere e controllare i dati fondamentali nei settori energetici, e facilitare i nuovi investimenti più redditizi⁶⁷.

Anche la trasparenza è essenziale per il funzionamento del mercato, sono pertanto previste misure per aumentare la fiducia nel mercato, la sua liquidità e il numero di partecipanti rendendo disponibili al mercato maggiori informazioni.

Infine, sono definite norme minime comuni, vincolanti, per la sicurezza della rete, volte al controllo sulla sicurezza dell'approvvigionamento da parte degli operatori dei sistemi di trasmissione e al rafforzamento della cooperazione tra gli Stati membri, soprattutto in materia di stoccaggio del gas naturale.

D'altra parte, l'Unione Europea ha elaborato una serie di politiche destinate a sostenere lo sviluppo in Europa di un'infrastruttura energetica efficace. In questa prospettiva si inquadrano 314 progetti d'interesse comune, tra cui rientrano 42 progetti d'interesse prioritario, il cui completamento dovrebbe essere agevolato ed accelerato. In particolare, sono stati identificati alcuni tra i collegamenti mancanti che pongono maggiori problemi: essi riguardano, ad esempio, la rete elettrica tra Germania, Polonia e Lituania, le connessioni per l'energia eolica *off-shore* nell'Europa del Nord, le connessioni elettriche tra Spagna e Francia, i gasdotti che collegano il Mar Caspio all'Europa Centrale (Nabucco). Per accelerare la realizzazione di queste infrastrutture di rete, la Commissione Europea ha proposto la designazione di coordinatori europei responsabili dei progetti prioritari, la creazione di un quadro rafforzato per gli operatori della rete di trasporto, l'armonizzazione delle procedure di autorizzazione della costruzione degli impianti, e l'aumento del finanziamento comunitario allo sviluppo delle reti di trasmissione transfrontaliere⁶⁸.

3.6 La nuova politica energetica europea

L'energia, in tutte le sue forme, costituisce un elemento fondamentale per il sistema produttivo e dell'Europa e per le esigenze degli utenti che vivono all'interno dei suoi confini.

⁶⁷ Lo sviluppo di una struttura efficace per l'elettricità è anche sostenuto, a livello europeo, dagli orientamenti sulle reti transeuropee di energia (TEN-E).

⁶⁸ Cfr. COMMISSIONE EUROPEA (2007), *Piano di interconnessione prioritario*, COM(2006) 846 definitivo, Commission Staff Working Paper, Bruxelles.

Purtroppo, però, diventa di giorno in giorno un fattore sempre più scarso. L'Unione Europea ha pertanto avvertito l'esigenza di affrontare le problematiche energetiche sia sotto il profilo della sostenibilità e delle emissioni dei gas serra, sia dal punto di vista della sicurezza dell'approvvigionamento e della dipendenza dalle importazioni, senza dimenticare la competitività e la realizzazione effettiva del mercato interno dell'energia.

Attraverso la definizione di una nuova politica energetica di respiro comunitario, l'Unione Europea ha ripreso, quindi, il cammino intrapreso all'epoca della propria fondazione – precisamente nel 1952 con il trattato che ha istituito la CECA (Comunità europea del carbone e dell'acciaio) e, successivamente, nel 1957 con il trattato EURATOM – in quanto, oggi come allora, gli Stati membri dell'Unione Europea hanno avvertito l'esigenza di adottare un approccio comune nel settore dell'energia. Sicuramente oggi i mercati energetici e le considerazioni geopolitiche sono notevolmente cambiati, ma l'esigenza di un'azione comunitaria è più pressante che mai. D'altra parte, la definizione di una strategia d'azione europea in campo energetico è oramai ineluttabile, anche perché, in caso contrario, gli obiettivi dell'Unione Europea in altre aree, tra cui la Strategia di Lisbona e gli Obiettivi di sviluppo del millennio, sarebbero più difficili da conseguire.

Il primo passo compiuto in questa direzione è l'adozione del *Libro verde per una strategia europea per un'energia sostenibile, competitiva e sicura* – già richiamato precedentemente – che si inserisce nel quadro delle risposte coerenti, necessariamente europee e non più nazionali, che l'Unione Europea tenta di dare alle molte sfide del prossimo futuro in campo energetico, e individua gli assi della nuova politica energetica europea. Successivamente la Commissione Europea ha presentato il nuovo programma della politica energetica dell'Unione Europea nella sua recente Comunicazione al Parlamento e al Consiglio Europei, il quale identifica sei aree prioritarie di intervento per far fronte ai cambiamenti climatici, all'aumento della dipendenza europea dalle importazioni di energia, alla concentrazione delle riserve in pochi paesi, ai prezzi crescenti e al bisogno di ingenti investimenti⁶⁹. Le aree d'intervento individuate dall'Unione Europea sono dunque riassumibili nelle seguenti azioni:

- completamento del mercato unico dell'energia elettrica e del gas naturale così da assicurare crescita economica ed occupazione in Europa;
- tutela della sicurezza degli approvvigionamenti e promozione della solidarietà tra gli Stati membri;
- orientamento della politica energetica europea verso un *mix* di fonti di energia più sostenibile, efficiente e diversificato;
- definizione di un approccio integrato per affrontare i cambiamenti climatici;
- promozione dell'innovazione mediante la definizione di un piano strategico europeo per le tecnologie energetiche;
- definizione di una politica energetica estera coerente tra gli Stati membri dell'Unione Europea.

⁶⁹ Cfr. COMMISSIONE EUROPEA (2007), Comunicazione della Commissione al Parlamento Europeo e al Consiglio Europeo, *Una politica energetica per l'Europa*, COM(2007) 1 definitivo, Commission Staff Working Paper, Bruxelles.

Per quanto riguarda, in particolare, l'obiettivo del completamento del mercato interno, la Commissione Europea propone di creare un'unica rete europea e un unico codice di accesso comune, nonché di istituire un'Autorità di regolazione europea che disciplini le questioni transfrontaliere. Sottolinea, inoltre, l'esigenza di una politica più incisiva di investimento sulle interconnessioni, di una piena attuazione delle direttive europee in materia di *unbundling* e di rilancio della competitività dell'industria europea con particolare attenzione a quella ad alta intensità energetica. Su quest'ultimo punto, un ruolo importante sarà giocato dal *Gruppo di lavoro di alto livello sulla competitività, l'energia e l'ambiente*, appositamente costituito nel febbraio 2006⁷⁰.

In tema di mercato unico dell'energia e di sicurezza degli approvvigionamenti di energia elettrica e gas naturale, la Commissione Europea propone, oltre all'istituzione di un *Osservatorio sulle forniture energetiche*, il raggiungimento di un miglior coordinamento fra gli operatori di rete in supporto all'azione dei regolatori e della Commissione stessa. D'altra parte, le proposte mirate a creare un *mix* energetico più sostenibile, efficiente e diversificato passano attraverso la definizione di un quadro europeo di riferimento entro cui dovrebbero collocarsi le scelte di politica energetica nazionale degli Stati membri. Tutte le suddette misure sono essenziali affinché in Europa venga creato un volume sufficiente di nuove capacità di produzione di energia.

Inoltre, la Commissione Europea, nel prossimo futuro, presterà particolare attenzione ai diritti dei consumatori e all'energia intesa come servizio pubblico. Verrà, infatti, varata una Carta degli utenti dell'energia che includerà misure volte a far fronte alla cosiddetta "*fuel poverty*" (povertà in relazione al consumo di energia), informazioni sui fornitori disponibili e sulle opzioni di approvvigionamento, azioni per ridurre le formalità burocratiche in caso di cambiamento del fornitore di energia e per proteggere i cittadini da pratiche di vendita scorrette. La carta favorirà, in particolare, l'istituzione di sistemi di aiuti per i cittadini più vulnerabili all'aumento dei prezzi dell'energia e migliorerà l'informazione di cui dispongono i consumatori riguardo ai vari fornitori e alle diverse possibilità di approvvigionamento esistenti.

D'altra parte, la nuova politica energetica insiste sull'importanza di meccanismi che garantiscano la solidarietà tra Stati membri e sulla diversificazione delle fonti di approvvigionamento e delle vie di trasporto. L'Unione Europea dovrà pertanto potenziare i meccanismi che regolano le scorte strategiche di petrolio e aumentare le possibilità, già esaminate, di rafforzare la sicurezza delle forniture di gas naturale. Sarebbe anche opportuno garantire una maggiore sicurezza dell'approvvigionamento di elettricità.

In quest'ottica, la Commissione Europea, nel 2007, ha abbandonato la sua tradizionale neutralità energetica dichiarando di privilegiare il ritorno all'energia nucleare, non solo a

⁷⁰ Infatti, a livello comunitario è stato istituito un mercato interno dell'energia nell'intento di offrire una vera scelta ai consumatori, a prezzi equi e competitivi. Tuttavia, come viene ripetutamente messo in evidenza dalla comunicazione sulle prospettive del mercato interno dell'energia e dall'inchiesta sullo stato della concorrenza nei settori del gas e dell'elettricità, vi sono ancora ostacoli che impediscono all'economia e ai consumatori europei di beneficiare di tutti i vantaggi legati alla liberalizzazione dei mercati del gas e dell'elettricità. Garantire l'esistenza effettiva del mercato interno dell'energia rimane dunque ancora un obiettivo imperativo.

causa dell'aumento dei prezzi delle fonti fossili ma anche in vista del raggiungimento degli obiettivi di Kyoto⁷¹.

D'altro canto, la strategia volta a contenere i cambiamenti climatici include l'impegno dell'Unione Europea alla riduzione di almeno il 20% le proprie emissioni interne di gas serra entro il 2020, oltre la volontà di siglare un accordo internazionale affinché i paesi industrializzati s'impegnino ad abbattere del 30% le emissioni di gas alla stessa data⁷². La riduzione delle emissioni di gas serra comporta anche un minor consumo di energia⁷³ e un

⁷¹ Il protocollo di Kyoto è un trattato internazionale in materia ambientale riguardante il riscaldamento globale sottoscritto nella città giapponese di Kyoto l'11 dicembre 1997 da più di 160 paesi in occasione della terza *Conference of the Parties (COP-3)* della Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici (UNFCCC). Con il Protocollo di Kyoto, che costituisce il primo caso concreto di applicazione di un modello internazionale sulla regolamentazione dello sviluppo sostenibile, i paesi industrializzati si impegnarono a ridurre entro il 2012 le emissioni di elementi inquinanti (biossido di carbonio ed altri cinque gas serra, ovvero metano, ossido di diazoto, idrofluorocarburi, perfluorocarburi ed esafluoruro di zolfo) in una misura non inferiore al 5% rispetto alle emissioni registrate nel 1990. Il protocollo di Kyoto prevede inoltre il ricorso a meccanismi di mercato, i cosiddetti Meccanismi Flessibili per l'acquisizione di crediti di emissioni. L'obiettivo dei Meccanismi Flessibili è di ridurre le emissioni al costo minimo possibile, o, in altri termini, a massimizzare le riduzioni ottenibili a parità di investimento. I principali meccanismi di mercato flessibili previsti dal protocollo di Kyoto per acquisire crediti di emissioni sono i seguenti:

- *Clean Development Mechanism (CDM) o meccanismo di sviluppo pulito*: consente ai paesi industrializzati e ad economia in transizione di realizzare progetti nei paesi in via di sviluppo, che producano benefici ambientali in termini di riduzione delle emissioni di gas-serra e di sviluppo economico e sociale dei Paesi ospiti e nello stesso tempo generino crediti di emissione (CER) per i Paesi che promuovono gli interventi;
- *Joint Implementation (JI) o attuazione congiunta di meccanismi basati su progetti*: consente ai paesi industrializzati e ad economia in transizione di realizzare progetti per la riduzione delle emissioni di gas serra in un altro paese dello stesso gruppo e di utilizzare i crediti derivanti, congiuntamente con il paese ospite;
- *Emissions Trading (ET) o commercio dei diritti di emissione*: consente lo scambio di crediti di emissione tra paesi industrializzati e ad economia in transizione; un paese che abbia conseguito una diminuzione delle proprie emissioni di gas serra superiore al proprio obiettivo può così cedere (ricorrendo all'ET) tali "crediti" a un paese che, al contrario, non sia stato in grado di rispettare i propri impegni di riduzione delle emissioni di gas serra.

La sottoscrizione iniziale dei paesi era un atto puramente formale. Soltanto la successiva ratifica dell'accordo da parte dei parlamenti nazionali formalizzava l'impegno del paese a ridurre le emissioni. Dal protocollo di Kyoto erano esclusi i paesi in via di sviluppo per evitare di frapponere ulteriori barriere alla loro crescita economica. Un punto molto dibattuto e che trova ancora oggi il disaccordo degli Stati Uniti soprattutto per l'esclusione dagli impegni dei grandi paesi emergenti dell'Asia, India e Cina. Sulla base degli accordi del 1997 il Protocollo entra in vigore il 90° giorno dopo la ratifica del 55° paese tra i 194 sottoscrittori originari purché questi, complessivamente, coprano almeno il 55% delle emissioni globali di gas serra. L'assenza degli Usa e della Russia hanno penalizzato per molti anni il lancio operativo dell'accordo, rimasto a lungo tempo "sospeso". Nel 2002 avevano ratificato l'atto già 55 paesi senza però coprire il 55% della produzione globale di emissioni di gas serra. Solo dopo la ratifica della Russia nel settembre 2004 si è superato finalmente il limite minimo previsto del 55% e data operatività al Protocollo. Il trattato è quindi entrato formalmente in vigore il 16 febbraio 2005, dopo la ratifica della Russia. Restano, in ogni caso, ancora fuori paesi come Australia e Stati Uniti, rei di non aver ratificato l'accordo per paura di danneggiare il proprio sistema industriale. Sul tema si vedano, tra gli altri, IACOMELLI A. (2007), *Oltre Kyoto - Cambiamenti climatici e nuovi modelli energetici*, Muzzio Editore, Montereale, Mulazzo (MS); CARLI M., CARPANI G., CECCHETTI M., GROPPI T. e SINISCALCHI A. (2008), *Governance ambientale e politiche governative. L'attuazione del protocollo di Kyoto*, Il Mulino, Milano; PIANI G. (2008), *Il protocollo di Kyoto. Adempimento e sviluppi futuri*, Zanichelli, Bologna.

⁷² Si tenga presente che, in Europa, l'energia è responsabile di circa l'80% delle emissioni di gas serra.

⁷³ L'obiettivo che l'Unione Europea si è fissata nell'ambito del piano d'azione per l'efficienza energetica (2007-2012) è la riduzione del consumo di energia del 20% entro il 2020.

maggior ricorso a fonti di energia pulite⁷⁴. Anche le tecnologie energetiche possono svolgere un ruolo di primo piano per abbinare competitività e sostenibilità, garantendo, allo stesso tempo, una maggiore sicurezza dell'approvvigionamento⁷⁵. L'Unione Europea deve, pertanto, sviluppare le tecnologie ad alta efficienza energetica che già esistono, ma anche tecnologie nuove, in particolare quelle a favore dell'efficienza energetica e delle energie rinnovabili, in cui l'Unione Europea è *leader* a livello mondiale.

È da segnalare, infine, l'esigenza di avviare una politica energetica estera coerente, che passi attraverso il coordinamento delle diverse azioni nei confronti delle aree limitrofe all'Unione Europea per promuovere l'integrazione progressiva dei mercati (Maghreb, Mashreq, Sud-Est Europa, Turchia, Ucraina, Norvegia e Russia), nonché l'identificazione delle priorità nella costruzione di nuovi assi infrastrutturali.

In conclusione, il completamento del mercato unico dell'energia elettrica e del gas naturale costituisce uno dei pilastri fondanti della nuova politica energetica europea e non può prescindere da essa. Pertanto, tutte le misure dell'Unione Europea, poste in essere al fine di creare un mercato interno dell'energia, debbono essere inquadrare in una duplice prospettiva: da un lato nell'ottica della creazione di un unico mercato di scambio di merci, persone, servizi e capitali; dall'altro nella prospettiva dello sviluppo di una politica energetica di matrice europea.

3.7 *La ristrutturazione dell'industria europea*

Il riassetto dell'industria europea dell'elettricità e del gas è tra gli effetti più visibili della liberalizzazione dei mercati dell'energia elettrica e del gas naturale. L'abolizione dei monopoli energetici nazionali e locali, l'apertura dei mercati e l'accesso non discriminatorio alle infrastrutture di rete, attuati principalmente attraverso le direttive sul mercato interno dell'elettricità e del gas naturale e i due regolamenti sugli accessi alle reti, hanno iniziato ad eliminare le barriere alla libera iniziativa delle imprese, modificando equilibri decennali.

Nel passato la crescita delle imprese era limitata dalla presenza di barriere nazionali, regionali e locali nella forma di diritti di esclusiva in tutte le fasi del ciclo di produzione e distribuzione dell'elettricità e del gas naturale. Inoltre, con la progressiva saturazione dei mercati nei paesi membri, gli spazi di crescita delle imprese nazionali andavano rapidamente ri-

⁷⁴ L'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili (come l'energia eolica, solare e fotovoltaica, la biomassa e i biocarburanti, il calore geotermico e le pompe di calore) aiuta indiscutibilmente a contenere i cambiamenti climatici. Queste fonti di energia danno anche un notevole contributo alla sicurezza dell'approvvigionamento energetico, alla crescita e all'aumento dell'occupazione in Europa, perché incrementano la produzione e il consumo di energia generata in loco. Per favorirne una maggiore diffusione, nella sua tabella di marcia in questo campo specifico, l'Unione Europea ha fissato un obiettivo vincolante, cioè quello di portare, entro il 2020, la percentuale delle fonti di energia rinnovabile al 20% rispetto al consumo energetico totale.

⁷⁵ Di fronte alle crescenti preoccupazioni per la sicurezza dell'approvvigionamento energetico e le emissioni di CO₂, deve essere considerata anche la possibilità di ricorrere all'energia nucleare, che ha il vantaggio di presentare un basso contenuto di carbonio e una stabilità a livello di costi e di approvvigionamento. Ad ogni modo, la decisione di utilizzare o meno l'energia nucleare spetta agli Stati membri. Il programma indicativo in campo nucleare insiste tuttavia sulla necessità di adottare un'azione comune e coerente in materia di sicurezza e non proliferazione, oltre che riguardo allo smantellamento degli impianti e alla gestione dei rifiuti.

ducendosi. L'attuazione delle direttive europee dell'energia elettrica e del gas naturale nei diritti nazionali degli Stati membri ha, in buona parte, eliminato queste barriere ed aperto vasti spazi di crescita, che le imprese istintivamente cercano di sfruttare per migliorare la propria *performance* economica e finanziaria.

Attualmente lo spazio economico in cui si confrontano le imprese non è più quello nazionale, storicamente riservato a poche società di proprietà generalmente statale, ma quello del mercato unico europeo. Pertanto, le imprese – che operavano su mercati protetti e con ritorni sugli investimenti garantiti – si trovano oggi sottoposte al confronto con la concorrenza proveniente da nuovi entranti, mentre, al contempo, divengono potenziali nuovi entranti sui mercati dai quali erano in precedenza escluse. È in questa ottica che vanno interpretati i processi di focalizzazione nel *core business*, integrazione verticale in altre fasi della filiera, concentrazione, diversificazione in settori contigui e internazionalizzazione, che hanno caratterizzato il panorama dell'industria energetica europea negli ultimi anni.

In un mercato dell'energia europeo, libero e concorrenziale, tale sviluppo porta in teoria a guadagni di efficienza che vengono almeno in parte trasferiti ai consumatori finali. Quindi la questione aperta riguarda non tanto l'opportunità della dinamica della ristrutturazione societaria e proprietaria, quanto l'adeguatezza del quadro di riferimento istituito dalle direttive europee e l'azione dei governi e dei regolatori per garantire che il processo di riassetto dell'industria dell'energia elettrica e del gas naturale non ostacoli la liberalizzazione del settore. In questa ottica emerge chiaramente una notevole diversità tra i mercati dei paesi membri che condiziona le strategie di sviluppo delle imprese e che, a meno di ulteriori interventi di liberalizzazione, rischia di creare un mercato unico “a chiazze”.

Difatti le strategie seguite dalle imprese sono state influenzate in modo determinante dalle politiche dei governi, dalla loro proprietà pubblica o privata, dalla struttura dei mercati, oltre che, naturalmente, dal quadro di regolamentazione in atto. Alcuni paesi, tra cui Regno Unito, Italia e Spagna, hanno attuato un più o meno drastico riassetto del settore, con la separazione societaria o proprietaria delle fasi di trasporto e distribuzione da quella della vendita, al fine di eliminare i sussidi incrociati e le forme di discriminazione che caratterizzano l'integrazione verticale e di promuovere la concorrenza sul mercato. Altri paesi, soprattutto la Germania e la Francia, hanno invece attuato politiche tese a stimolare la creazione o il consolidamento di grandi imprese integrate in tutte le fasi, con l'obiettivo di sfruttare i vantaggi di scala e di favorire la sicurezza e le migliori condizioni di approvvigionamento, lasciando alle autorità preposte il compito di vigilare sulla concorrenza.

Di fronte a questo complesso di fenomeni appare abbastanza chiaro il vantaggio competitivo dei grandi *incumbent* europei: in primo luogo, sono dotati degli *asset* fisici di generazione o dei contratti a lungo termine – che solo raramente sono costretti a cedere per ragioni competitive – e, in secondo luogo, sono molto spesso integrati nella vendita ai clienti finali, soprattutto ai consumatori *retail*, i quali permettono di ottenere margini più alti ancorché su volumi unitari inferiori. La tendenza delle grandi compagnie europee sembra, quindi, quella di difendere tale vantaggio competitivo: cedendo gli *asset* regolati (reti) che danno profitti regolati e che non sono più necessari per l'accesso ai clienti finali; espandendosi in mercati diversi da quelli di origine, compresi quelli dell'Est, attraverso l'acquisizione di compagnie medio piccole; ed infine attraverso l'integrazione con il mercato del gas naturale, in modo

da proteggere i margini. Pertanto la strategia della *multiutility*, perseguita con ambizione alla fine anni Novanta del secolo scorso, sembra oramai essere stata ricalibrata esclusivamente sui settori dell'energia elettrica e del gas naturale, date le modeste sinergie industriali riscontrate con gli altri settori.

In questo scenario le *utility locali*, eredi delle imprese municipalizzate, giocano un ruolo rilevante nella gestione dei diversi servizi pubblici locali (distribuzione di elettricità e gas naturale, teleriscaldamento, servizi idrici integrati, igiene urbana, trasporto pubblico locale, illuminazione pubblica, ecc.). Quindi, il successo dell'impresa pubblica locale dipenderà soprattutto dalla capacità di offrire, alla propria base consolidata di clienti *captive*, un pacchetto di servizi integrato, oltre che dal raggiungimento di una dimensione di scala tale da competere sia sul mercato nazionale che europeo (la cosiddetta "massa critica adeguata").

Per i nuovi entranti, in particolare *traders puri* o *IPPs*⁷⁶ le prospettive sembrano più oscure. Da un lato vi è il modesto fabbisogno di nuova capacità e l'impossibilità a subentrare agli *incumbent*, che sono ragionevolmente protetti dalla normativa europea; dall'altro vi è la tendenza alla riduzione dei margini sul mercato *retail* più facilmente accessibile (quello dei grandi consumatori), mentre sul mercato commerciale e residenziale (che permette margini superiori) appare difficile ottenere volumi consistenti dato il prevedibile basso tasso di *switch* dei consumatori.

Secondo alcuni osservatori, l'insieme di condizioni strutturali del settore energetico europeo sta spingendo verso una rilevante concentrazione del mercato, in cui dovrebbero emergere non più di 5-6 operatori dominanti a livello europeo, mentre per gli altri operatori vi sarebbero opportunità nei mercati di nicchia (ad esempio le fonti rinnovabili), ovvero, qualora si riescano a mantenere posizioni forti, a livello locale (ex municipalizzate tedesche o italiane)⁷⁷.

3.8 Considerazioni conclusive

Negli ultimi venti anni, uno dei principali obiettivi perseguiti dall'Unione Europea – nella sua azione legislatrice – è stata la creazione di un mercato interno dell'energia elettrica e del gas naturale, che garantisca la libera concorrenza e la sicurezza degli approvvigionamenti energetici.

Il primo passo rilevante compiuto dall'Unione Europea in questa direzione è costituito dall'adozione delle direttive 96/92/CE e 98/30/CE, relative rispettivamente al mercato interno dell'elettricità e del gas naturale, a cui è seguita – a distanza di quasi un decennio – l'emanazione di nuove direttive europee, rispettivamente la 2003/54/CE e la 2003/55/CE,

⁷⁶ Con la sigla *IPPs* si fa riferimento agli *Independent Power Producers*, ossia ai produttori puri non integrati con le fasi di commercializzazione a valle dell'energia elettrica.

⁷⁷ Uno studio di PrinceWaterhouseCooper, pubblicato nel 2000, prevede che entro la fine del decennio 6-8 grandi operatori domineranno il mercato europeo continentale. Tale previsione è stata confermata dall'attuale tendenza verso la concentrazione nel settore energetico europeo, come risulta dal recente studio di Agici Finanza d'Impresa, pubblicato nel 2008, che prevede per il prossimo futuro la creazione di 3-4 grandi poli nazionali, a livello italiano, e la creazione di 3-5 grandi gruppi energetici europei, con un fatturato superiore ai 50 miliardi di euro l'anno.

che abrogano le precedenti direttive, allo scopo di sanare le principali lacune emerse nella prima fase della liberalizzazione e completare l'apertura del mercato alla concorrenza. Un altro passo significativo in questa direzione è stata l'emanazione del nuovo regolamento 2003/1228/CE, relativo alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica, che, insieme alle due nuove direttive, segna il passaggio verso la seconda fase del processo di liberalizzazione e integrazione del mercato europeo dell'energia elettrica e del gas naturale.

Dall'analisi condotta sullo stato di attuazione delle suddette direttive all'interno della normativa nazionale dei singoli paesi, si osserva che la liberalizzazione formale del mercato non ha ancora dispiegato interamente i suoi effetti. Infatti l'Unione Europea, con l'adozione delle seconde direttive sul gas e sull'elettricità ha compiuto un ulteriore passo verso la creazione di un mercato unico dell'energia. Tuttavia, dalla valutazione della Commissione Europea e delle autorità europee di regolazione per l'energia, è emerso che il processo di sviluppo di un mercato veramente concorrenziale è ben lungi dall'essere concluso. In pratica, troppi cittadini e imprese europee non hanno ancora una vera possibilità di scegliere il proprio fornitore di energia elettrica e di gas naturale.

D'altronde, alcuni Stati membri non hanno ancora recepito le nuove direttive di liberalizzazione del mercato interno dell'elettricità e del gas. Per di più la maggior parte degli Stati membri dell'Unione Europea ha seguito una linea minimalista nella fase di attuazione della normativa. Il primo obiettivo da raggiungere nel prossimo futuro è, quindi, il recepimento completo ed effettivo delle seconde direttive sull'elettricità e sul gas naturale da parte di tutti i paesi appartenenti all'Unione Europea. Pertanto spetta agli Stati membri e alle autorità nazionali di regolazione attivarsi affinché il mercato comune dell'energia funzioni concretamente.

Si osserva, inoltre, che alla liberalizzazione del mercato non è seguito né un sensibile incremento della concorrenza, né una diminuzione significativa dei prezzi per gli utenti finali, né un miglioramento della sicurezza dell'approvvigionamento.

In primo luogo, si può affermare che l'apertura del mercato non dà origine, come conseguenza immediata e inevitabile, alla realizzazione di un sistema di domanda e di offerta realmente competitivo. La liberalizzazione dei mercati nazionali, infatti, non ha comportato un incremento degli scambi transfrontalieri tra i paesi dell'Unione Europea bensì l'entrata nei singoli mercati dei grandi *players* internazionali, che dispongono di consistenti e convenienti capacità di generazione di energia elettrica e/o di approvvigionamento di gas naturale e che controllano rilevanti capacità di trasporto e distribuzione dell'energia. Quindi, a fronte di un trascurabile aumento della concorrenza nei singoli mercati, dominati peraltro da poche grandi imprese *incumbent*, permane una forte concentrazione dell'offerta nella maggior parte dei paesi europei, dovuta principalmente alla mancanza di investimenti in infrastrutture e alla scarsa capacità di interconnessione transfrontaliera delle reti.

In secondo luogo, da uno studio del *Copenhagen Economics*⁷⁸ risulta che l'apertura del mercato è statisticamente determinante ed economicamente significativa per la riduzione del

⁷⁸ Cfr. COPENHAGEN ECONOMICS (2005), *The 2005 horizontal evaluation of the performance of network industries providing services of general economic interest* ("2005 SGEI report"), 6202 European Commission & DG Internal Market, Copenhagen. Tale tendenza è stata confermata anche nel successivo rapporto, presentato dalla

prezzo dell'energia elettrica e del gas naturale. Tuttavia la tendenza dei prezzi è sensibilmente diversa, per i grandi utenti industriali, rispetto alla piccola utenza residenziale. Infatti dalla relazione sullo stato di avanzamento della creazione del mercato interno dell'energia, presentata dalla Commissione Europea alla fine del 2005, emerge che il tasso di crescita del prezzo dell'elettricità e del gas è sensibilmente aumentato per le grandi utenze, restando invece stabile per gli utenti residenziali. Probabilmente questo fenomeno è dovuto alla tipologia dei contratti. Infatti i grandi utenti sono stati "guidati" verso contratti di breve termine basati su prezzi all'ingrosso volatili. È pertanto auspicabile il miglioramento del grado di trasparenza dei meccanismi di formazione dei prezzi, poiché essi ancora non riflettono pienamente il grado di concorrenzialità del mercato.

Infine, in questa seconda fase, la normativa comunitaria non ha fornito una risposta convincente in termini di adeguatezza della capacità di generazione elettrica e sicurezza degli approvvigionamenti. Questo è il motivo che ha spinto l'Unione Europea ad emanare due nuove direttive, rispettivamente, relative alle misure per la sicurezza dell'approvvigionamento nel settore del gas naturale (2004/67/CE) e ai provvedimenti per la sicurezza dell'approvvigionamento nel settore dell'elettricità e per gli investimenti nelle infrastrutture (2005/89/CE). A norma delle disposizioni in esse contenute, gli Stati membri dovranno offrire un inquadramento normativo affidabile in grado di favorire i nuovi investimenti sia nelle infrastrutture che nella produzione di energia elettrica, oltre che nell'importazione e nello stoccaggio di gas naturale.

D'altra parte, per poter affrontare le disfunzioni del mercato dell'energia evidenziate nell'indagine settoriale e migliorare considerevolmente la portata della concorrenza, è fondamentale che l'Unione Europea applichi ulteriori misure correttive di tipo concorrenziale e regolamentare. Innanzitutto, l'applicazione del diritto della concorrenza mediante l'esercizio dei poteri attribuiti alla Commissione Europea, ai sensi delle norme *antitrust*, in materia di concentrazioni e di aiuti di Stato, risulta necessaria per perseguire le violazioni delle norme comunitarie in materia di concorrenza (*antitrust*) nel settore.

Tuttavia tale applicazione può dare un contributo significativo, ma da solo non può liberalizzare i mercati e ovviare a tutte le carenze individuate dall'indagine: è quindi necessaria anche una serie di misure di regolazione. Per questa ragione, la Commissione Europea ha presentato al Parlamento e al Consiglio dell'Unione Europea – in data 19 settembre 2007 – una proposta di modifica delle direttive 2003/54/CE e 2003/54/CE, relative al mercato interno dell'energia elettrica e del gas naturale, e dei regolamenti 2003/1228/CE e 2005/1775/CE, relativi, rispettivamente, alle condizioni di accesso alle reti di elettricità e gas naturale, oltre ad una proposta di regolamento relativo all'istituzione di un'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia.

In conclusione, si può affermare che la creazione del mercato interno dell'energia elettrica e del gas naturale resta ad oggi un obiettivo prioritario dell'Unione Europea. Sebbene negli ultimi venti anni siano stati compiuti enormi passi avanti verso la liberalizzazione del settore europeo dell'energia elettrica e del gas naturale, resta da percorrere ancora molta

Commissione Europea nel 2007. Cfr. COMMISSIONE EUROPEA (2007), *Horizontal evaluation of the performance of network industries providing services of general economic interest*, SEC(2007) 1024, Commission Staff Working Paper, Bruxelles.

strada. Inoltre, affinché la liberalizzazione del mercato produca gli effetti desiderati è indispensabile anche la concreta attuazione della normativa europea da parte di tutti gli Stati membri dell'Unione ed una contestuale ristrutturazione dell'industria, guidata, *in primis*, dalle autorità di regolazione.

PARTE II
LE LOCAL UTILITY

CAPITOLO QUARTO

Le strategie delle local utility: analisi delle tendenze in atto

SOMMARIO: 4.1. Considerazioni introduttive – 4.2. La gestione strategica delle local utility – 4.3. Linee evolutive del settore delle public utility in Europa – 4.4 Le local utility europee – 4.5. Le risposte strategiche delle local utility – 4.6. I percorsi di sviluppo – 4.7. I modelli di business emergenti – 4.8. Considerazioni conclusive

4.1 Considerazioni introduttive

Negli ultimi anni del secolo XX si è affermato progressivamente in tutta Europa un nuovo modello di gestione dei servizi di pubblica utilità. Di fronte ai fenomeni di scarsa efficacia ed efficienza nella fornitura dei servizi pubblici da parte dello Stato, l'Unione Europea ha promosso un modello di gestione dei servizi pubblici, in cui la proprietà delle infrastrutture sia separata dalla fornitura del servizio e la produzione dei servizi di pubblica utilità sia affidata a vere e proprie imprese (di proprietà pubblica o privata) libere di competere sul mercato. In particolare, i servizi “a rilevanza economica”, tra cui rientrano anche i servizi a rete, sono stati sottratti alla gestione diretta dello Stato (attuata mediante la proprietà pubblica dei gestori e il comando e controllo da parte dei ministeri del governo nazionale e degli assessorati delle amministrazioni locali) ed affidati alla regolazione esterna (demandata quando possibile allo stesso mercato o a meccanismi di regolazione in grado di simulare il mercato), confidando nell'efficacia della regolazione e nel corretto funzionamento del mercato concorrenziale.

Pertanto, il presupposto alla base di questo nuovo modello di fornitura dei servizi pubblici, proposto dall'Unione Europea, è il corretto funzionamento del mercato, in cui il profitto esprima il grado di efficacia ed efficienza raggiunta dalle imprese di pubblica utilità, in termini di raggiungimento di condizioni di durevole equilibrio economico nella gestione aziendale e di soddisfacimento delle richieste degli utenti del servizio.

Questa impostazione teorica ha guidato i processi di liberalizzazione dei servizi di pubblica utilità e di privatizzazione delle imprese operanti nel settore, avviati con i provvedimenti di ridimensionamento del ruolo dello Stato nell'economia, che si sono susseguiti a cavallo tra la fine del XX secolo e l'inizio del XXI secolo. Tali processi di liberalizzazione e privatizzazione, che sono all'origine di importanti cambiamenti negli assetti delle *public utility* – in termini di mutamento dei modelli organizzativi, degli assetti proprietari, delle strategie imprenditoriali e dell'approccio con il cliente finale – hanno inesorabilmente spinto le aziende di servizi di pubblica utilità a riconsiderare il proprio ruolo nel mercato.

In questo contesto, accanto all'analisi delle strategie adottate dai grandi *player* internazionali (ex monopolisti o *incumbent*), si colloca la tematica della gestione strategica delle *local utility*. In particolare, la ricerca di risposte strategiche ai mutamenti dello scenario competitivo pone in risalto la questione della crescita delle *local utility*, sia in termini dimensionali (raggiungimento di una massa critica adeguata per competere a livello internazionale) sia in termini di sviluppo del mercato – a livello geografico (internazionalizzazione) e a livello di *business* (diversificazione). La ricerca di nuove traiettorie di sviluppo rappresenta pertanto uno degli aspetti più significativi del processo di cambiamento che interessa le *local utility* e, in generale, l'industria delle *public utility*.

Dopo un'attenta descrizione del nuovo scenario competitivo dei servizi di pubblica utilità in Europa, determinato da cambiamenti del contesto normativo, tecnologico e concorrenziale, il presente capitolo si propone l'obiettivo di analizzare le risposte strategiche adottate dalle principali *local utility* europee (Iberdrola-Scottish Power, EnBW, Union Fenosa), con un focus particolare sulle maggiori *local utility* italiane quotate in borsa (AEM Milano e ASM Brescia, ora confluite in A2A, Hera, Iride ed Acea) – divenute ormai *competitor* a livello europeo – ed individuare le prospettive di sviluppo.

Inoltre, la dimensione sempre più globale, o comunque internazionale del mercato delle *public utility* ha amplificato ulteriormente gli effetti della concorrenza e del libero mercato al di là dei confini geografici dei singoli Stati, moltiplicando sia le opportunità di *business* sia le minacce per i *competitor*. È seguendo questa impostazione che l'analisi prosegue prendendo in considerazione le tendenze in atto ed i *modelli di business* emergenti nel settore delle *local utility* a livello internazionale, e si conclude con una valutazione comparativa sul nuovo ruolo, giocato da tali imprese, nel mercato europeo dell'energia elettrica e del gas naturale.

4.2 La gestione strategica delle *local utility*

L'analisi che segue si fonda sulla letteratura di *strategic management*, in particolare quella attinente al tema della *corporate strategy*. Accanto agli studi di strategia aziendale vengono considerate anche le tematiche sviluppate nell'ambito del filone di studi sul *management under regulation*, che approfondiscono l'influenza del contesto normativo sulla gestione aziendale delle imprese in mercati regolati. In particolare, si fa riferimento al paradigma *struttura-condotta-performance*. Infatti, l'adozione di questo strumento d'analisi permette di definire ed interpretare i comportamenti che le *local utility* hanno adottato in seguito alla liberalizzazione

del mercato e alla privatizzazione delle imprese operanti nel settore europeo dell'elettricità e del gas naturale¹.

Un obiettivo centrale della letteratura di *strategic management* è quello di spiegare gli effetti della strategia sulle *performance* delle imprese, secondo un approccio contingente. In particolare, la teoria delle contingenze suggerisce che non vi è alcuna strategia ottimale per tutte le organizzazioni e postula che la scelta strategica più opportuna vari in funzione di determinati fattori, che vengono definiti “fattori di contingenza”². Di conseguenza, gli studiosi di *strategic management* hanno esaminato una vasta gamma di fattori impreveduti, tra cui l'ambiente, la struttura organizzativa³, la tecnologia⁴, e le scelte di *marketing*⁵, e, successivamente, esplorato il modo in cui tali fattori interagiscono con le variabili strategiche al fine di spiegare le *performance* delle imprese oggetto d'analisi.

Più in dettaglio, un filone di studi, appartenente allo *strategic management*, ritiene che la struttura aziendale sia un fattore contingente dipendente dalla strategia perseguita. Un importante contributo in questo senso è riconducibile a Chandler⁶, che per primo ha esaminato la relazione contingente esistente tra la strategia dell'impresa e la sua struttura organizzativa interna (in particolare, modello divisionale versus modello funzionale). A sviluppare ulteriormente il concetto di strategia nella direzione indicata da Chandler, arrivando sino alla formulazione di uno dei primi modelli organici prescrittivi della strategia aziendale – la SWOT Analysis – è stato Andrews, che ha pubblicato nel 1965 insieme a Christensen, Guth e Learned, il noto “*Business Policy: Text and Cases*”⁷. Il modello chandleriano, che è alla

¹ Il paradigma *struttura-condotta-performance* è un'evoluzione, in chiave normativa, dell'approccio strutturale che caratterizza gran parte della ricerca in economia industriale. Cfr. FACCIPIERI S. (1988), *Concorrenza dinamica e strategie d'impresa*, Cedam, Padova. Secondo tale schema, le caratteristiche strutturali del settore industriale condizionano in modo rilevante il comportamento strategico delle imprese e quindi le *performance* economico-finanziarie da queste ottenute. Tale modello, è stato sviluppato in due forme parzialmente diverse: l'interpretazione “forte” di matrice nord-americana, che risale al contributo iniziale di Bain (1956), e l'interpretazione “debole”, di stampo europeo (si vedano JACQUEMIN A.P., DE JONG H.W. (1979), *Economia e politica industriale*, Il Mulino, Bologna), che, nel lungo periodo, ha senz'altro prevalso sull'interpretazione forte, anche per via dell'influenza degli studi di strategia manageriale, molto più concentrati sul comportamento strategico dell'impresa piuttosto che sulla struttura del settore industriale.

² Sulla teoria delle contingenze si vedano BURNS T., STALKER G.M. (1961), *The Management of Innovation*, Tavistock Publication, Londra, (trad. it. *Direzione aziendale e innovazione*, Franco Angeli, Milano, 1971); LAWRENCE P.R., LORSCH J.W. (1967), *Organization and Environment. Managing Differentiation and Integration*, Harvard Graduate School of Business Administration, Cambridge (USA); THOMPSON J.D. (1987), *Organization in Action*, McGraw-Hill, (trad. it. *L'azione organizzativa*, Isedi, Torino 1988); DONALDSON L. (1996), “The Normal Science of Structural Contingency Theory”, in S.R. CLEGG, C. HARDY, W.R. NORD (Eds.), *Handbook of Organization Studies*, Sage, London.

³ Sul punto si veda, tra gli altri, MILLER D. (1988), Relating Porter's Business Strategies to Environment and Structure, *Academy of Management Journal*, 31(2): 280-308.

⁴ Per un approfondimento del tema si vedano DOWLING M.J., MCGEE J.E. (1994), Business and Technology Strategies and New Venture Performance: A Study of the Telecommunications Equipment Industry, *Management Science*, 40(12): 1663-1677.

⁵ Sulle scelte di *marketing* si vedano CLAYCOMB C., GERMAIN R., DROEGE C. (2000), The Effects of Formal Strategic Marketing Planning on the Industrial Firm's Configuration, Structure, Exchange Patterns, and Performance, *Industrial Marketing Management*, 29(3): 219-234.

⁶ Cfr. CHANDLER A. (1962), *Strategy and Structure: chapters in the history of the American industrial enterprise*, The Mit Press, Cambridge.

⁷ Cfr. ANDREWS K.R., CHRISTENSEN C.R., GUTH W, and LEARNED E. (1965), *Business Policy: text and cases*, Irwin, Homewood Illinois.

base della scuola classica di Harvard, viene ripreso anche da Scott⁸, il quale, oltre a sostenere che i cambiamenti della struttura seguano la strategia, esplicita l'importanza della pressione competitiva, ed in particolare, di quella originata dal mercato.

Ansoff⁹ ha proposto, invece, un approccio alla strategia alternativo rispetto a quello classico harvardiano. Tale approccio, cui hanno aderito numerosi studiosi – si ricordano, tra gli altri, Hofer e Schedel, Channon, McNichols, Paine e Nanes – è noto come approccio alla strategia in senso stretto o, utilizzando la classificazione di Mintzberg, *scuola della pianificazione*, che ha portato alla luce la problematica del posizionamento competitivo dell'impresa¹⁰, quale fattore di contingenza predominante nelle scelte strategiche¹¹.

Il paradigma chandleriano che sintetizza la relazione gerarchica tra strategia e struttura ha comunque dominato l'approccio al *management* per molti anni. Tuttavia, negli anni Settanta e Ottanta del secolo scorso, si è sviluppato un filone di studi che sostiene che la relazione causale tra struttura e strategia sia reciproca, ovvero che anche la struttura può influenzare la strategia d'impresa. Il precursore di questo approccio è Bower (1970), al quale si sono affiancati altri studiosi, che hanno analizzato questa relazione sia a livello teorico sia a livello empirico: ovvero Rumelt (1974), Hall e Saias (1980), Pitts (1980), Grinyer e Yasai-Ardekani (1981), Williamson (1985), Keats e Hitt (1988)¹². Alcuni autori hanno evidenziato che il rapporto che lega la strategia alla struttura dipende anche da competenze, capacità distintive¹³ e stili cognitivi¹⁴ sviluppati dal *management* dell'impresa, e che tali fattori influiscono sulla definizione delle strategie.

⁸ Per un approfondimento del pensiero dell'autore sul modello strategia-struttura si veda SCOTT B.R. (1971), *Stages of Corporate Development*, Harvard Business School, Boston.

⁹ Cfr. ANSOFF H.I. (1965), *Corporate strategy: An analytic approach to business policy for growth and expansion*, McGraw-Hill, New York.

¹⁰ Il tema del posizionamento competitivo è stato oggetto di studio di numerosi autori. Si ricordano, tra gli altri, BOSTON CONSULTING GROUP (1968), *Perspective on Corporate Strategy*, B.C.G. Inc., Boston (USA); ABELL D.F. (1980), *Defining the Business: The Starting Point of Strategic Planning*, Prentice Hall, Englewood Cliffs, (N.J.); PORTER M.E. (1980), *Competitive Strategy. Techniques for Analyzing Industries and Competitors*, Free Press, New York, (trad. it. *La strategia competitiva. Analisi per le decisioni*, Editrice Compositori, Bologna, 1982), e dello stesso autore, PORTER M.E. (1985), *Competitive Advantage. Creating and Sustaining Superior Performance*, Free Press, New York, (trad. it. *Il vantaggio competitivo*, Edizioni di Comunità, Milano, 1987); infine, SINATRA A. (1989), *Impresa e sistema competitivo: strategie di innovazione e strategie di consolidamento*, Utet, Torino, 1989.

¹¹ Sul punto si veda BERETTA ZANONI A. (1997), *Strategia e politica aziendale negli studi italiani ed internazionali*, Giuffrè Editore, Milano.

¹² Per un approfondimento dell'approccio di causalità reciproca tra strategia e struttura si vedano BOWER J.L. (1970), *Managing the Resource Allocation Process*, Harvard University Press, Cambridge; RUMELT R.P. (1974), *Strategy, Structure and Economic Performance*, Harvard University Press, Cambridge; HALL D.J., SAIAS M.A. (1980), Strategy Follows Structure!, *Strategic Management Review*, 1(2): 149-163; PITTS R. A. (1980), Toward a Contingency Theory of Multibusiness Organization Design, *Academy of Management Review*, 5(2): 203-210; GRINYER P. H., YASAI-ARDEKANI M. (1981), Strategy, Structure, Size and Bureaucracy, *Academy of Management Journal*, 24(3): 471-486; WILLIAMSON O.E. (1985), *The Economic Institutions of Capitalism: Firms, Markets, and Relational Contracting*, Free Press, New York; KEATS B.W., HITT M.A. (1988), A Causal Model of Linkages Among Environmental Dimensions, Macro Organizational Characteristics, and Performance, *Academy of Management Journal*, 31(3): 570-598.

¹³ Sul ruolo delle capacità distintive si vedano PRAHALAD, C.K., & BETTIS, R.A. (1986), The Dominant Logic: A New Linkage Between Diversity and Performance, *Strategic Management Journal*, 7(6): 485-501.

¹⁴ Sugli stili cognitivi si veda WALSH J.P. (1990), *Knowledge Structures and the Management of Organizations*. Unpublished manuscript, Dartmouth College, Hanover.

All'interno del filone di studi di *strategic management* che sostiene che la progettazione della struttura non sempre viene definita dalla strategia, si pone anche il contributo di Mintzberg¹⁵, il quale ha affrontato il tema dei processi decisionali legati alla definizione della strategia, proponendo uno schema interpretativo che lega le strategie intenzionali alle strategie realizzate attraverso l'individuazione dei concetti di strategie deliberate, non realizzate ed emergenti. La formulazione della strategia è descritta dall'autore come risultato dell'interazione fra le due forze rappresentate dall'ambiente mutevole e dal "momento burocratico", mediante la variabile "leadership". Al di là della terminologia usata, si evince la presa di coscienza dell'immanente contraddizione tra l'ambiente (come somma di fenomeni mutevoli) e l'impresa (tendenzialmente rigida)¹⁶ legata alle opzioni strategiche adottate e, quindi, agli investimenti effettuati, per cui emerge il ruolo creativo e discrezionale del *management*¹⁷. Infatti, la distinzione del processo decisionale strategico in fasi, ossia in formulazione ed implementazione della strategia, rischia di essere fuorviante, non contemplando l'emergere spontaneo di comportamenti "decisionali" strategici. Inoltre, la separazione artificiosa della formazione della strategia in fasi e momenti distoglie l'attenzione dall'interazione effettiva tra impresa, ambiente e *management*. In una prospettiva più deterministica, la struttura può motivare o impedire l'attività strategica che si svolge secondo modalità impreviste¹⁸.

La crisi della pianificazione strategica è evidenziata anche da Quinn¹⁹, il quale, analizzando l'impatto del cambiamento strategico sui sistemi di pianificazione formale, muove una critica all'impostazione tradizionale, che sembra concepire la pianificazione esclusivamente come processo logico-sequenziale nell'ambito di un monolitico sistema di pianificazione, proponendo una visione in cui la pianificazione formale rappresenta solo uno dei componenti della definizione delle strategie. L'autore, prendendo spunto dagli studi di Mintzberg, pone l'accento sul processo di formulazione della strategia, e sottolinea come esso segua una logica incrementale²⁰. È, infatti, attraverso il processo di formulazione della strategia che i *manager* di successo danno impulso a tutta la struttura organizzativa e generano il coinvolgimento psicologico che consente un'implementazione flessibile della strategia. L'inte-

¹⁵ Cfr. MINTZBERG H. (1978), Patterns in Strategy Formation, *Management Science*, 24(9): 934-948.

¹⁶ La consapevolezza di tale ineliminabile contrasto è alla base di un filone di studi sulla genesi del rischio generale d'impresa e sulle politiche di gestione volte al suo contenimento e fronteggiamento, che può essere, per molti versi, considerato la via italiana allo studio della strategia aziendale. Si vedano, tra gli altri, AMADUZZI A. (1936), *Sulla variabilità del processo produttivo*, Cacucci, Bari; SASSI S. (1940), *Il sistema dei rischi d'impresa*, Valardi, Milano; GIANNESI E. (1960), *Le aziende di produzione originaria*, volume I, *Le aziende agricole*, C. Corsi, Pisa; FERRERO G. (1968), *Istituzioni d'economia d'azienda*, Giuffrè, Milano; BERTINI U. (1977), *Il sistema d'azienda. Schemi d'analisi*, Opera Universitaria, Pisa. Ora anche: Giappichelli, Torino, 1990; DEZZANI F. (1971), *Rischi e politiche d'impresa*, Giuffrè, Milano.

¹⁷ Cfr. ZAN L. (1992), *Strategic Management. Materiali critici*, Utet, Torino.

¹⁸ Sulla strategia emergente si veda MINTZBERG H. (1979), *The Structuring of Organization*, Prentice Hall, Englewood Cliffs (N. J.).

¹⁹ Per un approfondimento del pensiero dell'autore sulla pianificazione strategica si veda QUINN J.B. (1980), *Strategy for Change: Logical Incrementalism*, Irwin, Homewood (Ill.).

²⁰ Quando una strategia comincia a cristallizzarsi e focalizzarsi alcune sue parti sono state già implementate, per cui i *manager* di successo, operando secondo l'*incrementalismo logico*, migliorano la propria comprensione e sviluppano il coinvolgimento all'interno dei processi stessi che creano le strategie così da porre in essere una strategia più efficace.

grazione costante dei processi simultanei ed incrementali di formulazione ed implementazione della strategia rappresenta, quindi, il nucleo di una gestione strategica efficace²¹.

Sempre negli anni Ottanta-Novanta del secolo scorso, anche la scuola italiana di economia aziendale si è confrontata con il rapporto tra strategia e struttura. In quegli anni, l'interesse degli accademici italiani si è rivolto in misura preponderante all'articolazione dei rapporti tra l'azienda e l'ambiente²², alla concezione di strategia aziendale e alla sua formulazione ed attuazione²³, nonché alla funzione di imprenditorialità²⁴. Gli studi di strategia aziendale della scuola di economia d'azienda italiana «hanno gettato, inoltre, una nuova luce sui legami tra l'azienda e l'ambiente, evidenziando la problematicità insita in tali rapporti e l'importanza da essi rivestita»²⁵.

Strategia e struttura si sviluppano così in relazione reciproca l'una con l'altra. A seconda di quale aspetto strategico venga osservato empiricamente, sia «la struttura segue la strategia» sia «la strategia segue la struttura» possono essere considerate affermazioni corrette. L'approccio dialettico al rapporto tra strategia e struttura è sottolineato, tra gli altri, da Cafferata²⁶, il quale propone una riflessione sulla criticità delle relazioni tra le *variabili di struttura*, ovvero sui rapporti tra le caratteristiche formali che danno coerenza all'azienda, come organizzazione complessa, rispetto al bisogno di stabilità. L'autore pone l'accento sulle determinanti del cambiamento organizzativo, affermando che l'equilibrio strutturale interno dell'azienda non risponde solo al bisogno di adattamento al contesto ambientale esterno, ma è dettato anche dall'esperienza e dalla storia aziendale, o, in altri termini, dall'apprendimento e dalla cultura aziendale.

²¹ Cfr. MINTZBERG H. E QUINN J.B. (1991), *The Strategy Process: Concepts, Contexts, Cases*, Prentice Hall, Englewood Cliffs (N. J.).

²² Sui rapporti tra l'azienda e l'ambiente si vedano, tra gli altri, BERTINI U. (1980), *Il sistema d'azienda. Schemi d'analisi*, Giappichelli, Torino; FERRERO G. (1980), *Impresa e management*, Giuffrè, Milano; CAFFERATA R. (1984), *Teoria dell'organizzazione. Un approccio non contingente*, Franco Angeli, Milano; SCIARELLI S. (1987), *L'impresa flessibile*, Cedam, Padova; e SINATRA A. (1989), *Impresa e sistema competitivo: strategie di innovazione e strategie di consolidamento*, Utet, Torino, 1989).

²³ Sulla concetto di strategia aziendale si vedano MARCHINI I. (1967), *La pianificazione strategica a lungo termine nell'impresa industriale*, Giappichelli, Torino; EMINENTE G. (1981), *La gestione strategica d'impresa*, Il Mulino, Bologna; e, dello stesso autore, (1986), *Pianificazione e gestione strategica dell'impresa*, Il Mulino, Bologna.; RISPOLI M. (1986), "Innovazione e strategie aziendali", in AIDEA e Società Italiana Economisti, *Incontro di studio sul tema: "Riflessioni dell'innovazione sulle strutture di mercato e sulla condotta delle imprese: teorie e prassi operative"*, Jesi, 5-6 ottobre; e, dello stesso autore, (1987), "Il valore aggiunto nel controllo della strategia d'impresa", in AA.VV., *Scritti in economia aziendale per Egidio Giannessi*, volume II, Pacini, Pisa; SICCA L. (1987), *La strategia d'impresa. La formazione del gruppo italiano: la Sme*, Etas Libri, Milano; CODA V. (1988), *L'orientamento strategico d'impresa*, Utet, Torino; SCIARELLI S. (1988), *Il sistema d'impresa*, IV Edizione, Cedam, Padova; INVERNIZZI G. (1999), *Il sistema delle strategie a livello aziendale*, McGraw Hill, Milano; e, dello stesso autore, (2008) *Strategia aziendale e vantaggio competitivo*, McGraw Hill, Milano; e COLLINS D.J., MONTGOMERY C.A., INVERNIZZI G., MOLTENI M. (2007), *Corporate Strategy*, McGraw Hill, Milano.

²⁴ Sulla funzione di imprenditorialità si vedano, tra gli altri, FAZZI R. (1982), *Il governo dell'impresa*, volume I, Giuffrè, Milano; CODA V. (1988), *op. cit.*; RANALLI F. (1992), *Aree funzionali e governo d'impresa*, Aracne, Roma, pp. 295-316.

²⁵ Cfr. RANALLI F. (1992), *op. cit.*, p. XVII.

²⁶ Sul punto si veda, tra gli altri, CAFFERATA R. (1981), *Organizzazione e ambiente esterno: un rapporto inconcludente*, *Economia e politica industriale*, n. 32.

Il tema del rapporto tra strategia d'impresa e struttura organizzativa è stato affrontato a fondo in letteratura (si pensi, ad esempio, al contributo di Amburgey e Dacin²⁷). Sorprendentemente sembra, però, che la letteratura abbia mostrato «poca attenzione ad estendere la problematica relativa al rapporto tra strategia e struttura verso altri aspetti di organizzazione del business»²⁸. Questa scarsa considerazione della letteratura sugli effetti contingenti della strategia sulle performance è stata affrontata da Amit e Zott²⁹ mediante l'introduzione del *modello di business*, quale nuovo fattore contingente che influenza la struttura dell'impresa.

Il termine *modello di business* descrive una vasta gamma di modelli formali e informali, che vengono utilizzati dalle imprese per rappresentare i vari aspetti del *business*, come, ad esempio, i processi operativi, le strutture organizzative, e le previsioni finanziarie. Sebbene l'origine del termine possa essere rintracciata già negli anni Cinquanta del secolo scorso, l'accezione corrente si è diffusa solo a partire dagli anni Novanta. Si può osservare che, a livello internazionale, nella letteratura di *strategic management* si va affermando sempre più il consenso da parte degli studiosi verso un concetto di *modello di business* inteso come espressione di sintesi o, meglio, quale disegno esplicativo delle modalità di generazione di valore in un mercato orientato alla clientela.

In particolare, Magretta³⁰ evidenzia l'elemento "narrativo" del *modello di business*: «il modello di business racconta una storia logica che spiega chi sono i vostri clienti, ciò che per loro rappresenta valore, e come si può guadagnare, fornendo loro quel valore». Linder e Cantrell³¹, ampliano la definizione del *modello di business*, che viene inteso come «la logica di base dell'organizzazione per la creazione di valore», il quale comprende al suo interno «l'insieme di proposte di creazione di valore che un'organizzazione offre ai suoi stakeholder, mediante il funzionamento dei processi operativi, e l'organizzazione di un sistema coerente, che si basa e, contemporaneamente, sviluppa asset, capacità e relazioni per creare valore». Hawkins³² sottolinea che un *modello di business* può diventare un prodotto in sé e per sé³³. Esistono, comunque, molte altre concettualizzazioni del *modello di business*, tutte hanno diversi gradi di somiglianza o differenza³⁴.

²⁷ Cfr. AMBURGEY T.L., DACIN T. (1994), As the Left Foot Follows the Right? The Dynamics of Strategic and Structural Change, *Academy of Management Journal*, 37(6): 1427-1452.

²⁸ Cfr. YIN X., ZAJAC E. (2004), The Strategy/Governance Structure Fit Relationship: theory and evidence in franchising arrangements, *Strategic Management Journal*, 25(4): 365-383.

²⁹ Cfr. ZOTT C., AMIT R. (2003), Business Model Design and the Performance of Entrepreneurial Firms. *Working Paper 2003/94/ENT/SM/ACGRD 4*. INSEAD: Fontainebleau France 2006) Sul punto si vedano anche MALONE T.W. ET AL. (2006), "Do Some Business Model Perform Better Than Others?", *MIT Sloan Working paper 4615-06*.

³⁰ Sul punto si veda MAGRETTA J. (2002), Why Business Models Matter, *Harvard Business Review*, 80: 86-92.

³¹ Cfr. LINDER J., CANTRELL S. (2001), *What Makes a Good Business Model, Anyway?*, Accenture Institute for Strategic Change, Massachusetts (USA).

³² Cfr. HAWKINS R. (2004), "Looking Beyond The Dot Com Bubble: Exploring The Form And Function Of Business Models In The Electronic Marketplace", in B. PREISEL, H. BOUWMAN and STEINFELD C. (Eds.) *E-Life After The Dot Com Bust*, Heidelberg: Physica-Verlag.

³³ Certamente, nell'era dell'*information technology*, il *modello di business* ha costituito il punto di partenza per la maggior parte degli *start-up*, e tuttora continua a rappresentare il "marchio" del successo di imprese del settore dell'*e-commerce*, come Amazon, eBay e Priceline.

³⁴ Sull'argomento si vedano, tra gli altri, CHESBROUGH H., ROSENBLOOM R.S. (2000), *The Role of the Business Model in capturing value from Innovation: Evidence from XEROX Corporation's Technology Spinoff Companies*, Harvard Business School Press, Boston; HAMEL G. (2000), *Leading the Revolution*, Harvard Business School Press,

Nel tentativo di integrare queste definizioni, Osterwalder *et al.*³⁵ enucleano un sistema basato su quattro pilastri: i prodotti e i servizi che un'impresa offre, l'infrastruttura e la rete di *partner*, le relazioni con i clienti, e gli aspetti finanziari: «*un modello di business è uno strumento concettuale che contiene un grande insieme di elementi e di relazioni tra gli elementi, inoltre permette di esprimere la logica di business di una determinata impresa. Si tratta di una descrizione del valore che un'impresa mette a disposizione di uno o più segmenti di clienti; dell'architettura dell'impresa e della sua rete di partner al fine di creare, commercializzare e distribuire questo valore; e della relazione con il capitale, indispensabile generare flussi di reddito profittabili e sostenibili*».

Ci sono diversi aspetti comuni rintracciabili in queste concezioni di *modello di business*. L'elemento predominante è certamente il focus sul "valore". Il secondo fattore caratterizzante è dovuto al fatto che tutti gli studiosi sottolineano che il *modello di business* è un principio che sta alla base della "logica" del mondo degli affari, ma è una astrazione, che si articola in richieste ed intenzioni.

Dall'altra parte, questo concetto di *modello di business* rappresenta uno sviluppo della concezione di *business idea*³⁶ che l'ha preceduto; ad ogni modo, entrambi questi concetti intendono fissare il quadro di riferimento per le strategie di mercato di innovazione e/o trasformazione organizzativa. Questo aspetto si allaccia al terzo elemento comune: la netta separazione del *modello di business* dalla strategia aziendale e, anche, dalla struttura organizzativa. Il *modello di business* stabilisce i principi e gli assiomi su cui è costruita la strategia: «*la strategia segue il modello di business ed è mirata a realizzare una differenziazione competitiva. In una certa*

Boston; LINDER J., CANTRELL S. (2000), *Changing Business Models: Surveying the Landscape*, Accenture Institute for Strategic Change, Massachusetts (USA); GORDIJN J. (2002), *Value-based Requirements Engineering - Exploring Innovative e-Commerce Ideas*. Doctoral Dissertation, Vrije Universiteit, Amsterdam, NL; OSTERWALDER, A. (2004), *The Business Model Ontology - a proposition in a design science approach*. Dissertation, University of Lausanne, Switzerland: 173.

³⁵ Cfr. OSTERWALDER A., PIGNEUR Y. and TUCCI C.L. (2005), Clarifying Business Models: Origins, Present and Future Of The Concept, *Communications of the Association for Information Systems*, 16: 1-25.

³⁶ Il concetto di *business idea* (o formula imprenditoriale), originariamente proposto dal Normann (1977), può essere inteso secondo una duplice accezione. Nell'accezione puramente descrittivo-interpretativa la *business idea* indica la logica di comportamento specifica dell'impresa ovvero le modalità specifiche di relazione tra l'impresa e l'ambiente, come rileva correttamente lo Zan (1985); invece nell'accezione valutativa la *business idea* viene intesa quale "sistema per la dominanza" dell'impresa sull'ambiente, ovvero «*quel "sistema di coerenze" tra impresa e ambiente e tra le diverse componenti dell'impresa, che le consentono di "dominare" quella particolare porzione di ambiente che essa ha selezionato come proprio "territorio"*». La *business idea* rappresenta quindi la formula competitiva vincente prescelta dall'impresa (la logica specifica "superiore" di comportamento) e le condizioni interne che la rendono possibile: rappresenta cioè la complessiva formula del successo d'impresa, configurandosi quindi come composito insieme di equilibri, da una parte verso fattori esterni e, dall'altra, tra fattori esterni ed interni finalizzato al raggiungimento di una posizione di vantaggio competitivo. Tale concetto è stato poi ripreso e sviluppato da Coda (1988), che definisce la *formula imprenditoriale* (o strategia d'impresa) quale «*modello di interazione con l'ambiente attraverso cui l'impresa insegue una certa idea di successo imprenditoriale*». Infatti, secondo il Coda, la formula imprenditoriale di qualsiasi impresa è costituita da «*cinque variabili aggregate (il sistema competitivo, il sistema di prodotto, il sistema degli interlocutori sociali, le prospettive offerte/contributi richiesti agli stessi, la struttura aziendale) e dalle relazioni che le compongono*», e si articola in due sottoinsiemi interconnessi esprimenti l'uno il modo di essere dell'impresa in una certa arena competitiva, ovvero la strategia competitiva dell'impresa, l'altro il modo di essere dell'impresa nel sistema di forze economiche, politiche e sociali in cui essa cerca le risorse e i consensi che le occorrono, ovvero la strategia sociale, mentre l'area comune, individuata dal sovrapporsi dei due sottoinsiemi, rispecchia la strategia organizzativa e la strategia economico-finanziaria dell'impresa. La formula imprenditoriale, pertanto, esprime il modo di essere dell'impresa, e tende a coincidere con la strategia attuata dalla stessa.

*misura, il modello di business è il “che cosa” dell’innovazione delle imprese mentre la strategia è il “come”*³⁷. Il *modello di business* è, quindi, una sintesi delle formule imprenditoriali tipiche delle imprese operanti in un settore industriale specifico.

L’intento di questo capitolo è pertanto quello di fornire un’analisi critica dei percorsi di sviluppo intrapresi dalle principali *local utility* europee ed individuare i *modelli di business* emergenti, attraverso l’esame dei comportamenti strategici posti in essere dagli operatori del settore. L’analisi teorico-concettuale è unita allo studio della struttura industriale e del cambiamento in atto nel mercato europeo delle *public utility* – con particolare riferimento ai settori dell’energia elettrica e del gas naturale – per effetto della liberalizzazione. In proposito verranno presi in considerazione alcuni casi aziendali particolarmente significativi, che dimostrano le tendenze evolutive del settore delle *local utility*. Nello specifico, la ricerca verte su un *multiple case study*, costituito dall’analisi del comportamento strategico delle principali *local utility*, europee ed italiane, quotate in borsa, ossia: Iberdrola, EnBW, Union Fenosa, e, con specifico riferimento all’Italia, Aem Milano e Asm Brescia, ora confluite in A2A, Hera, Iride ed Acea – divenute ormai *competitor* a livello europeo.

Il periodo d’indagine, che copre gli anni che vanno dal 2000 al 2008, è un arco di tempo sufficientemente ampio per osservare le scelte strategiche, attuate dalle *local utility*, in seguito alla liberalizzazione del mercato europeo dell’energia elettrica e del gas naturale.

L’analisi del *case study* si fonda sulla consultazione di dati reperiti da diverse fonti, quali i documenti ufficiali prodotti dalle *local utility* (organigrammi, bilanci aziendali, relazioni di *corporate governance*, prospetti informativi, eccetera), i siti Internet delle società analizzate, le norme e i rapporti emanati dalle principali istituzioni europee, e più in generale, è stata studiata l’intera struttura industriale del settore europeo dell’elettricità e del gas naturale.

4.3 *Linee evolutive del settore delle public utility in Europa*

Attualmente in Europa molteplici fattori impattano sul mercato dei servizi di pubblica utilità modificando radicalmente la struttura del settore e i percorsi evolutivi delle imprese che vi operano. Alcuni di questi fattori si configurano come precisi vincoli normativi o come regolazione dei settori liberalizzati; altri, invece, si concretizzano in nuove opportunità di *business* per le *public utility*, che, non essendo più al riparo dai meccanismi della competizione di mercato, possono giocare un ruolo di primo piano divenendo addirittura promotrici di nuove iniziative imprenditoriali.

Il fattore più rilevante è il processo di liberalizzazione dei servizi di pubblica utilità attivato nei paesi aderenti alla Comunità Europea. È bene precisare che, nonostante le linee guida del processo di liberalizzazione siano state fissate in sede comunitaria, i paesi europei hanno goduto di un notevole grado di libertà nella fase di recepimento delle norme previste e, conseguentemente, nella definizione della struttura di regolazione del mercato, date le profonde differenze tra paese e paese nella struttura del mercato, nella composizione produttiva e nella storia dello sviluppo dei servizi di pubblica utilità.

³⁷ Sul punto si vedano OSTERWALDER A., PIGNEUR Y. and TUCCI C.L. (2005), *op. cit.*

Come necessaria conseguenza del processo di liberalizzazione, i legislatori nazionali hanno proceduto ad individuare ed attivare nuove modalità e strumenti di regolazione di settori che, per loro natura, devono comunque rispondere ai criteri di universalità e di servizio pubblico. Quindi, sulla scorta della liberalizzazione, sono state introdotte nuove forme e nuovi meccanismi di regolazione in grado di garantire l'universalità del servizio da parte sia degli *incumbent* sia dei *new comer*. Tuttavia, il vero motore della liberalizzazione dei servizi di pubblica utilità è stato lo sviluppo di una *European regulation for competition* nei servizi pubblici a rete. Il passaggio da un orizzonte nazionale ad uno comunitario ha mutato la natura dei processi di regolazione economica: da una tradizionale regolazione sui comportamenti, la cosiddetta *conduct regulation*, finalizzata a regolare il comportamento di un ben identificato soggetto (il monopolista integrato), ad una riferita alle strutture generali delle relazioni che intercorrono fra più soggetti della medesima industria, la cosiddetta *structural regulation*, che ha l'obiettivo di definire un quadro minimo di norme essenziali per consentire la realizzazione di una piena ed efficiente accessibilità alle reti infrastrutturali attraverso le quali erogare i servizi in modo competitivo fra più soggetti ed efficace per le molteplici sfaccettature della domanda³⁸.

Inoltre la liberalizzazione è stata anticipata (soprattutto in Gran Bretagna e in altri paesi dell'Europa del Nord), o accompagnata, dalla privatizzazione formale e sostanziale di molti operatori. Tale fenomeno è molto importante perché ha accresciuto la cultura di mercato e l'intensità competitiva dei vari operatori coinvolti nei processi di privatizzazione.

Sempre a livello europeo, si è aggiunta anche la riforma dei servizi pubblici locali. Infatti le politiche economiche miranti alla liberalizzazione e privatizzazione nei settori dei servizi di pubblica utilità, dopo aver interessato i settori di rilievo nazionale (energia elettrica, telecomunicazioni, gas naturale), si sono rivolte ai servizi pubblici locali e più in generale all'intero spettro delle attività tradizionalmente svolte dai soggetti pubblici.

Anche la variabile ambientale riveste un ruolo di primo piano nell'evoluzione dei servizi di pubblica utilità. Essa sta progressivamente modificando la base produttiva e distributiva nel settore dell'energia; inoltre, si sta configurando come elemento di peso crescente anche nei processi decisionali delle altre *utility*. È da sottolineare, del resto, che, mentre alcune categorie di *utility* (i produttori di energia elettrica) vivono la variabile ambientale come un vincolo, altre categorie di operatori (l'intera filiera del gas naturale) considerano l'introduzione di criteri di rispetto ambientale più rigidi come un'enorme opportunità di sviluppo della domanda.

Rivestono un ruolo importante anche le politiche tariffarie e finanziarie, che sono sempre meno caratterizzate dall'intervento della finanza pubblica e sempre più condizionate da una regolazione orientata al raggiungimento dell'efficienza produttiva, quando non dal gioco della concorrenza fra operatori.

La variabile tecnologica, invece, costituisce contemporaneamente una minaccia per i *player* operanti nell'energia elettrica, i quali scorgono nelle nuove e più flessibili tecnologie offerte dalla ricerca il rischio di un più facile accesso di potenziali concorrenti, e

³⁸ Per un'analisi approfondita della problematica si rimanda a KAHN A.E. (1971), *The Economics of Regulation*, J. Wiley and Sons, New York; si veda, inoltre, HENRY C. (1993), "Public Service and Competition in the European Community Approachs to Communications Networks", *Oxford Review of Economics Policy*, vol. 9, n.1.

un'opportunità per altre imprese, e soprattutto per altre *utility*, per integrarsi a monte nella filiera dell'energia elettrica o diversificare il proprio *business*³⁹.

Un ultimo fenomeno, che sta suscitando un forte interesse, è l'evoluzione dei mercati di sbocco, infatti il consolidamento e l'omogeneizzazione economica dell'Unione Europea fanno sì che le *public utility*, e soprattutto i grandi *player* ex monopolisti delle varie nazioni, considerino ormai come proprio mercato di riferimento l'Europa, e non più il solo mercato nazionale. Infine, bisogna tener presente la trasformazione del rapporto con la domanda: il tradizionale approccio *supply-side*, che ha guidato le *public utility* per lungo tempo, è definitivamente tramontato. Al suo posto è nata una nuova "cultura gestionale" che ha spostato l'enfasi dall'infrastruttura di offerta verso la gestione della domanda, infatti il cliente è diventato un *asset* cruciale per il successo competitivo delle imprese di pubblica utilità⁴⁰. Il passaggio ad un approccio *demand-side* costituisce, quindi, un radicale cambio di prospettiva ed implica un vero salto evolutivo, in quanto impone di considerare il consumatore non come un semplice destinatario del processo di erogazione del servizio, ma come un elemento integrante del sistema di offerta.

4.4 Le local utility europee

Come già accennato precedentemente, l'analisi del comportamento strategico delle *local utility* è stata condotta attraverso lo studio delle principali *local utility* europee quotate in borsa, ovvero: Iberdrola, EnBW, Union Fenosa, e, con specifico riferimento all'Italia, Aem Milano e Asm Brescia, ora confluite in A2A, Hera, Iride ed Acea. Appare quindi opportuno dedicare i paragrafi successivi alla descrizione dei casi di studio presi in considerazione, tratteggiando il profilo di ogni *local utility* analizzata, con lo scopo di evidenziare le caratteristiche salienti di ognuna e metterne in luce le principali diversità.

4.4.1 IBERDROLA

Il Gruppo Iberdrola nasce dalla fusione di Idroelettrica Spagnola con Iberdruero nel 1992, ha sede a Bilbao, ed è quotata presso la borsa valori spagnola (*Bolsa de Madrid*). Il gruppo è attivo nelle attività di generazione, trasmissione, distribuzione e commercializzazione di energia elettrica e gas naturale.

Oggi Iberdrola è indiscutibilmente una tra le più importanti società elettriche d'Europa e d'America. È anche il più grande produttore di energia eolica nel mondo, con una presenza in quasi 40 paesi. Il notevole impegno per la difesa dell'ambiente ha inoltre trasformato il gruppo in un punto di riferimento mondiale nel settore delle energie rinnovabili e in un pioniere della difesa del Protocollo di Kyoto. In ambito nazionale, Iberdrola è il secon-

³⁹ Altra grande discontinuità tecnologica che si sta chiaramente manifestando negli ultimi tempi è legata all'evoluzione delle telecomunicazioni e all'adozione di Internet e degli altri strumenti dell'economia digitale, per non parlare poi della diffusione delle altre tecnologie dell'informazione che, anche in questo settore, ha già avuto ragguardevoli effetti di dematerializzazione di molte attività produttive, facilitando anche processi di sviluppo *multiutility* e *multiservice*.

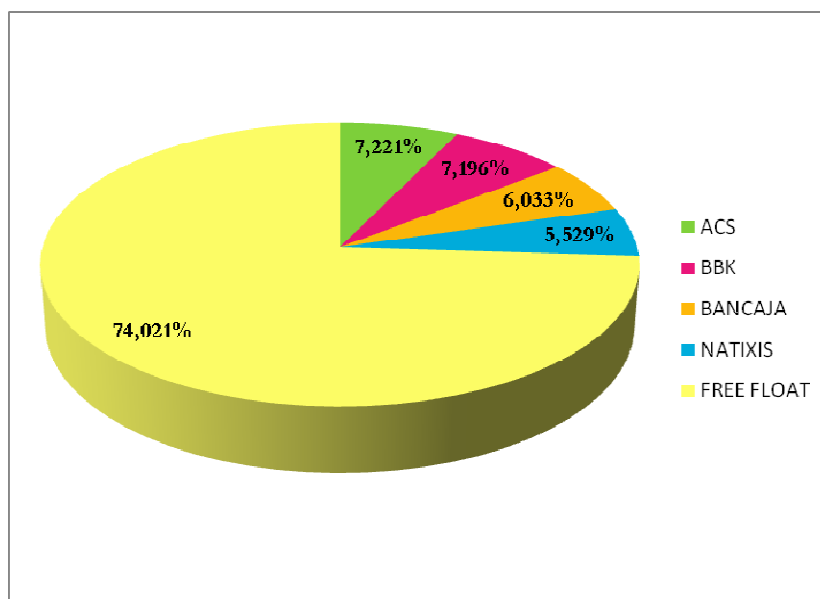
⁴⁰ Sull'argomento si veda, per tutti, NORMANN R. (1985), *La gestione strategica dei servizi*, Etas Libri, Milano.

do operatore attivo nei mercati dell'energia elettrica e del gas naturale in Spagna, rispettivamente dopo Endesa e Gas Natural. In campo internazionale, il gruppo opera attraverso Iberdrola Energia S.A., società che sviluppa le attività all'estero, soprattutto nei paesi dell'America Latina nonché nel Regno Unito e negli Stati Uniti.

Come illustrato nella Tavola 4.1, Iberdrola è un gruppo a proprietà privata. Dal momento che le quote del capitale di Iberdrola SA sono rappresentate da azioni al portatore, non sono note le esatte partecipazioni detenute dai suoi azionisti. Tuttavia, sulla base delle informazioni pubblicamente disponibili è possibile individuare gli investitori che posseggono (direttamente e indirettamente) una partecipazione significativa, pari almeno al 5%, del capitale del gruppo⁴¹.

Le partecipazioni rilevanti sono quelle detenute, direttamente e indirettamente, dai seguenti gruppi spagnoli: ACS di Construcción y Actividades Servicios SA (7,221%), Bilbao Bizkaia Kutxa (o BBK) (7,196%), Caja de Ahorros de Valencia, Castellón and Alicante (o BANCAJA) (6,033%) e NATIXIS, quest'ultimo con una partecipazione del 5,529%. Inoltre, al 31 dicembre 2007, ACS deteneva una opzione esercitabile sulle azioni di Iberdrola pari al 5,205% del capitale. In base alla tipologia di azionisti, inoltre, l'assetto proprietario risulta composto da investitori istituzionali ed operatori spagnoli (42,7%), da investitori stranieri (31%) e da altri investitori individuali (26,3%).

TAVOLA 4.1 – Azionariato Iberdrola



Fonte: Elaborazione propria su dati Iberdrola, 2008

Il modello di *corporate governance* adottato da Iberdrola è di tipo tradizionale, caratterizzato dalla presenza di un'assemblea dei soci azionisti, di un consiglio di amministrazione e di un collegio sindacale. Il sistema di *governance* è ispirato ai principi ed alle regole contenute nelle principali raccomandazioni esistenti sulla "buona e corretta governance", con particolare

⁴¹ Per i dati sugli assetti proprietari delle società spagnole si veda il registro ufficiale della commissione spagnola per la sicurezza del mercato finanziario, ovvero la *Comisión Nacional del Mercado de Valores*.

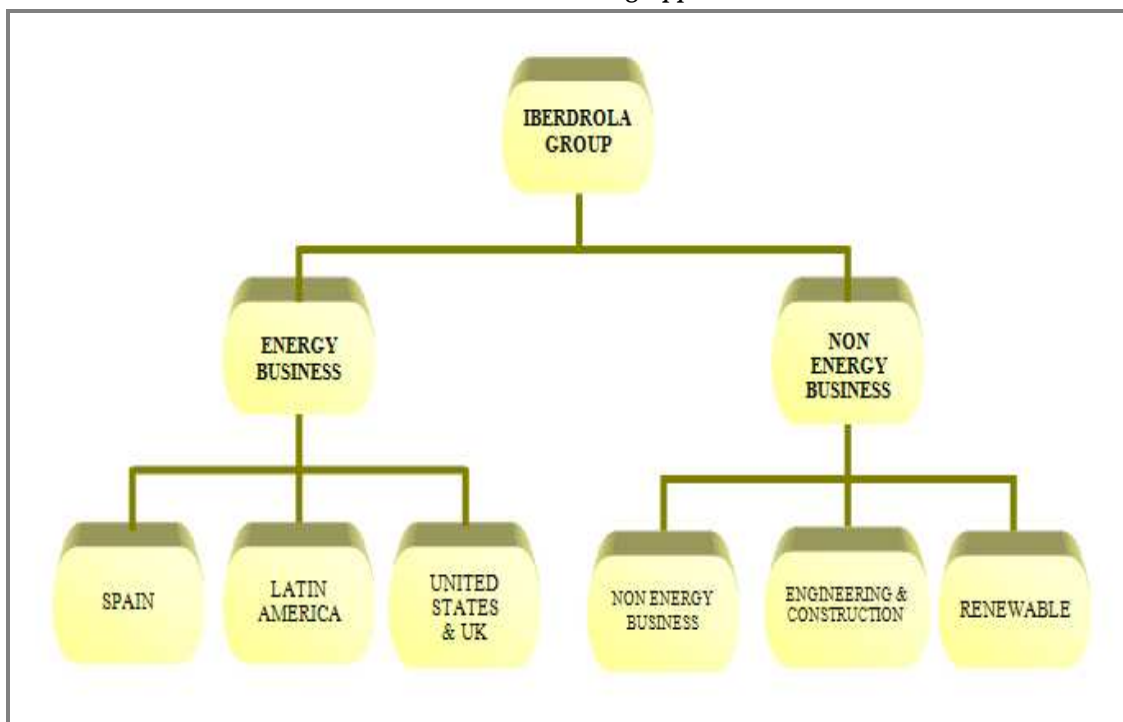
riferimento al codice spagnolo di buona *governance* per le società quotate in borsa, ovvero il *Código Unificado de Buen Gobierno de las Sociedades Cotizadas*.

Il consiglio di amministrazione è composto da 15 membri, di cui due sono diretta espressione degli azionisti di maggioranza, ed è presieduto dal presidente, il quale svolge anche il ruolo di amministratore delegato. All'interno del consiglio di amministrazione esiste poi un comitato esecutivo, composto da 6 consiglieri. Il collegio sindacale è invece composto da 3 membri, i quali possono comunque far parte del consiglio di amministrazione.

Per quanto riguarda le attività svolte dal gruppo, Iberdrola ha attuato una strategia di diversificazione del *business* per aree geografiche. Le attività esercitate da gruppo, infatti, vengono classificate in diversi segmenti in base all'area geografica di operatività nonché del tipo di attività svolta (*energy* e *non energy*), come illustrato nella Tavola 4.2.

Il primo ramo aziendale riguarda le attività energetiche, a loro volta suddivise in relazione all'area geografica di riferimento: Spagna, America Latina, Stati Uniti d'America e Regno Unito. Tali attività riguardano: la generazione di energia elettrica; la distribuzione e vendita al dettaglio di energia elettrica; e la vendita al dettaglio di gas naturale. Il secondo ramo, invece, comprende le attività non rientranti nel *business* dell'energia che vengono esercitate dal gruppo Iberdrola, soprattutto nei settori industriali e delle telecomunicazioni. Questo segmento include, in generale, le operazioni relative alle attività di ingegneria, consulenza e servizi IT; alla gestione immobiliare; alla gestione delle attività relative alle reti di telecomunicazione; ed alla produzione di energia da fonti rinnovabili (energia eolica e idroelettrica) effettuata in Spagna ma anche nel resto d'Europa e nel Nord America. Tutte le attività vengono effettuate in Spagna e all'estero, e possono essere eseguite direttamente dalla *holding* oppure tramite le altre società facenti parte del gruppo.

TAVOLA 4.2 – *Struttura del gruppo Iberdrola*



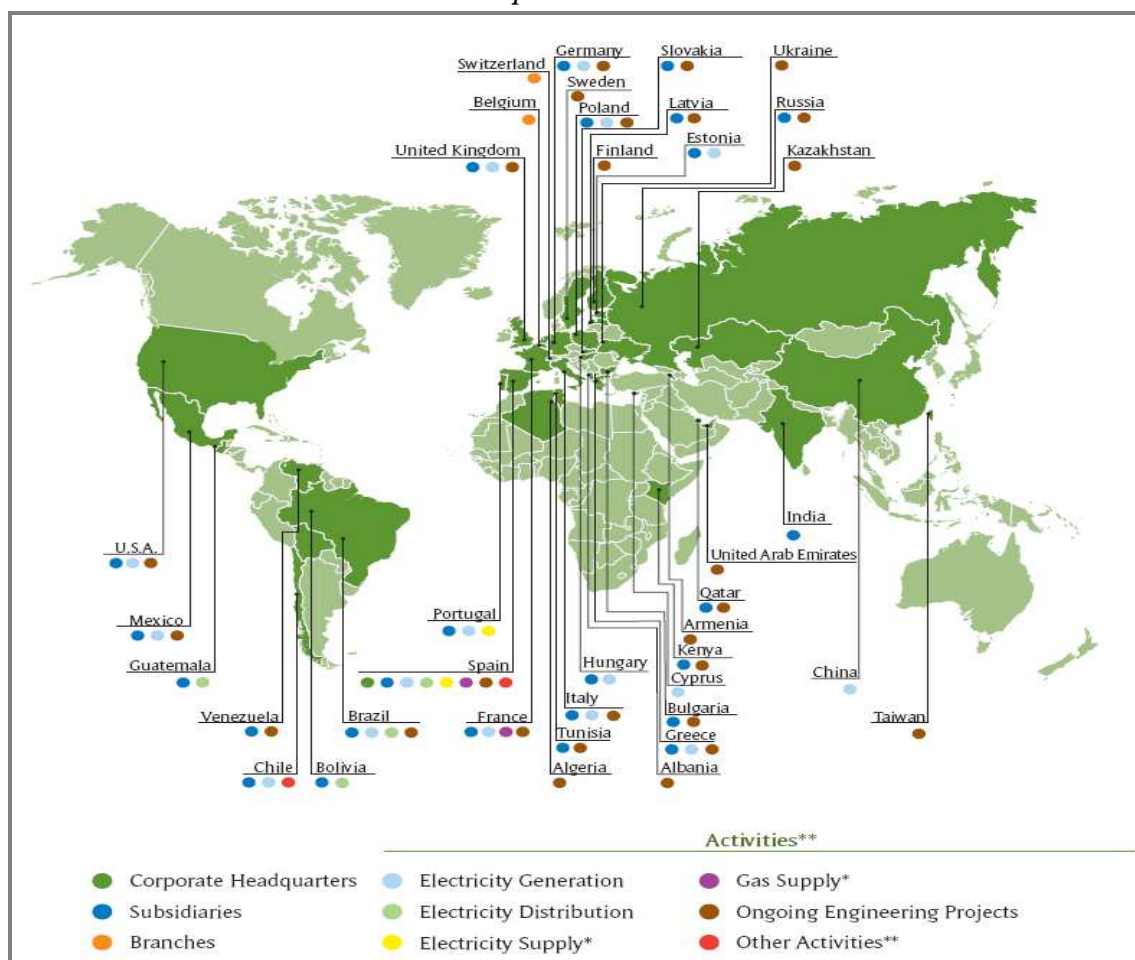
Fonte: Elaborazione propria su dati Iberdrola, 2008

Oggi il gruppo Iberdrola opera in circa 40 paesi nel mondo e in quattro continenti, con quasi 270 imprese. La strategia di espansione geografica, adottata dal Iberdrola, si sviluppa principalmente lungo due aree di *business*, che rappresentano la chiave di questo inarrestabile processo, e che si identificano nelle energie rinnovabili per il settore energetico e nell'ingegneria da costruzione per il settore di attività non correlato con l'energia. Nella Tavola 4.3 viene quindi schematizzata la vasta presenza di Iberdrola nel mondo.

Merita una particolare menzione la fusione tra Iberdrola e Scottish Power, annunciata nel novembre 2006 ed avvenuta il 23 aprile 2007. Infatti l'acquisizione di Scottish Power ha permesso ad Iberdrola di posizionarsi tra i *competitor* globali in campo energetico, grazie all'acquisizione di quote significative di mercato sia nel Regno Unito che negli Stati Uniti d'America, quest'ultimo terreno ancora poco esplorato da parte delle grandi *energy company* europee. Inoltre, la combinazione di Iberdrola e Scottish Power ha rafforzato la *leadership* del gruppo nel settore delle energie rinnovabili, con una notevole crescita della capacità di generazione idroelettrica e degli impianti eolici.

Il nuovo gruppo può infatti essere considerato la prima ed unica piattaforma energetica della regione atlantica, con operatività in Europa occidentale, Nord d'America ed America Latina.

TAVOLA 4.3 – La presenza di Iberdrola nel mondo



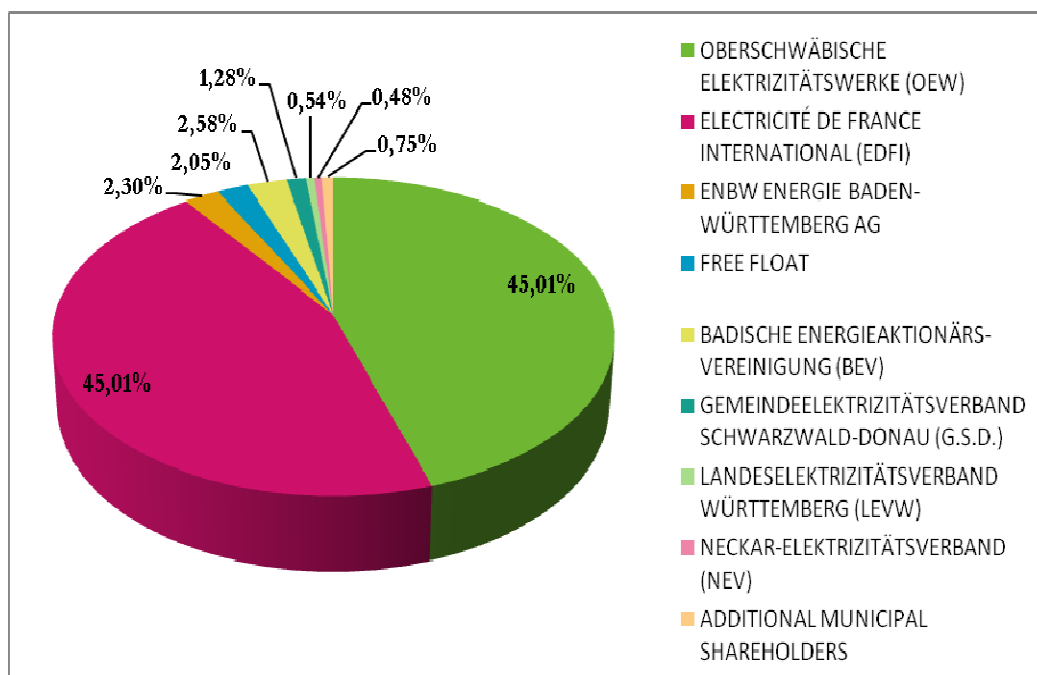
Fonte: Iberdrola, 2008

4.4.2 ENBW

Il gruppo *Energie Baden-Württemberg AG*, o EnBW, nasce dalla fusione tra *Badenwerk AG* (fondata nel 1921 con il nome di *Badische Landeselektrizitätsversorgung AG*) e *Energie-Versorgung Schwaben AG* (fondata nel 1939 con il nome di *Landesversorgungsunternehmen für Württemberg*), avvenuta nell'agosto 1997, con effetto retroattivo a partire dal primo gennaio dello stesso anno. Oggi EnBW è il terzo gruppo energetico presente nel mercato tedesco dell'energia, dietro E.On e RWE, seguito, a breve distanza, da Vattenfall Europe. Il gruppo, nato originariamente come fornitore di elettricità, opera anche nei settori del gas naturale, del riscaldamento centralizzato, dello smaltimento dei rifiuti e dei servizi industriali.

L'assetto proprietario è mutato radicalmente nel 2000, quando *Electricité de France* è entrata nella proprietà del gruppo. Infatti, nel gennaio 2000, il *Land Baden-Württemberg* ha siglato con Edf un accordo per la vendita del 25,01% della *holding* EnBW, approvato dalla Commissione Europea nel febbraio 2001. Attualmente nell'assetto proprietario del gruppo tedesco sono presenti due soci di maggioranza: Edf ed il *Land Baden-Württemberg* (entrambi detengono il 45,01% del capitale)⁴², ed alcuni azionisti di minoranza, come illustrato nella Tavola 4.4.

TAVOLA 4.4 – Azionariato EnBW



Fonte: Elaborazione propria su dati EnBW, 2008

⁴² I due principali azionisti di EnBW, Edf e Oew, nel 2002 hanno siglato un patto parasociale che regola la detenzione dei diritti di proprietà, il loro esercizio, nonché la capacità di entrambi gli azionisti di maggioranza di influenzare la gestione del gruppo. In base all'accordo stipulato, Edf e Oew si impegnano ad esercitare i propri diritti di voto in modo uniforme, e solo in seguito ad una preventiva consultazione, che deve avere luogo in un apposito comitato degli azionisti creato all'uopo.

Il modello di *corporate governance* adottato dal gruppo EnBW è un sistema di *governance* duale, in cui il consiglio di amministrazione è affiancato dal comitato di sorveglianza, così come previsto dalla normativa societaria tedesca e ribadito dal codice tedesco di *corporate governance*. Il consiglio di amministrazione è composto da 6 membri, ed è affiancato dall'amministratore delegato. Il comitato di sorveglianza è composto da 20 membri, che, secondo la tradizione tedesca, sono espressione della proprietà e dei dipendenti in misura paritetica⁴³. Mentre al consiglio di amministrazione spetta lo sviluppo dell'indirizzo strategico del gruppo e la gestione delle risorse umane, della finanza, del *marketing*, dello sviluppo tecnologico e delle attività di investimento del gruppo nel settore energetico, al comitato di sorveglianza spetta l'approvazione del bilancio, la nomina degli amministratori, nonché la pianificazione di lungo termine.

L'organizzazione del gruppo EnBW è stata più volte modificata nel corso degli anni, ma i cambiamenti più radicali sono stati determinati dalla recente liberalizzazione del mercato energetico tedesco, che ha spinto il gruppo verso l'espansione del *core business* in ambiti territoriali diversi dal territorio d'origine, e verso la diversificazione delle attività in altri settori dei servizi di pubblica utilità, quali il gas naturale e la raccolta dei rifiuti. L'attuale struttura organizzativa del gruppo EnBW è frutto della ristrutturazione dell'organizzazione del *business* approvata dal consiglio di amministrazione di EnBW, in occasione dell'adozione del nuovo piano strategico per il periodo 2003-2006, e messa in atto a partire dal primo gennaio 2003. L'attuale struttura organizzativa del gruppo EnBW, distinta in tre segmenti di *business* (elettricità, gas naturale e servizi *energy-related*), è riportata nella Tavola 4.5 di seguito riportata.

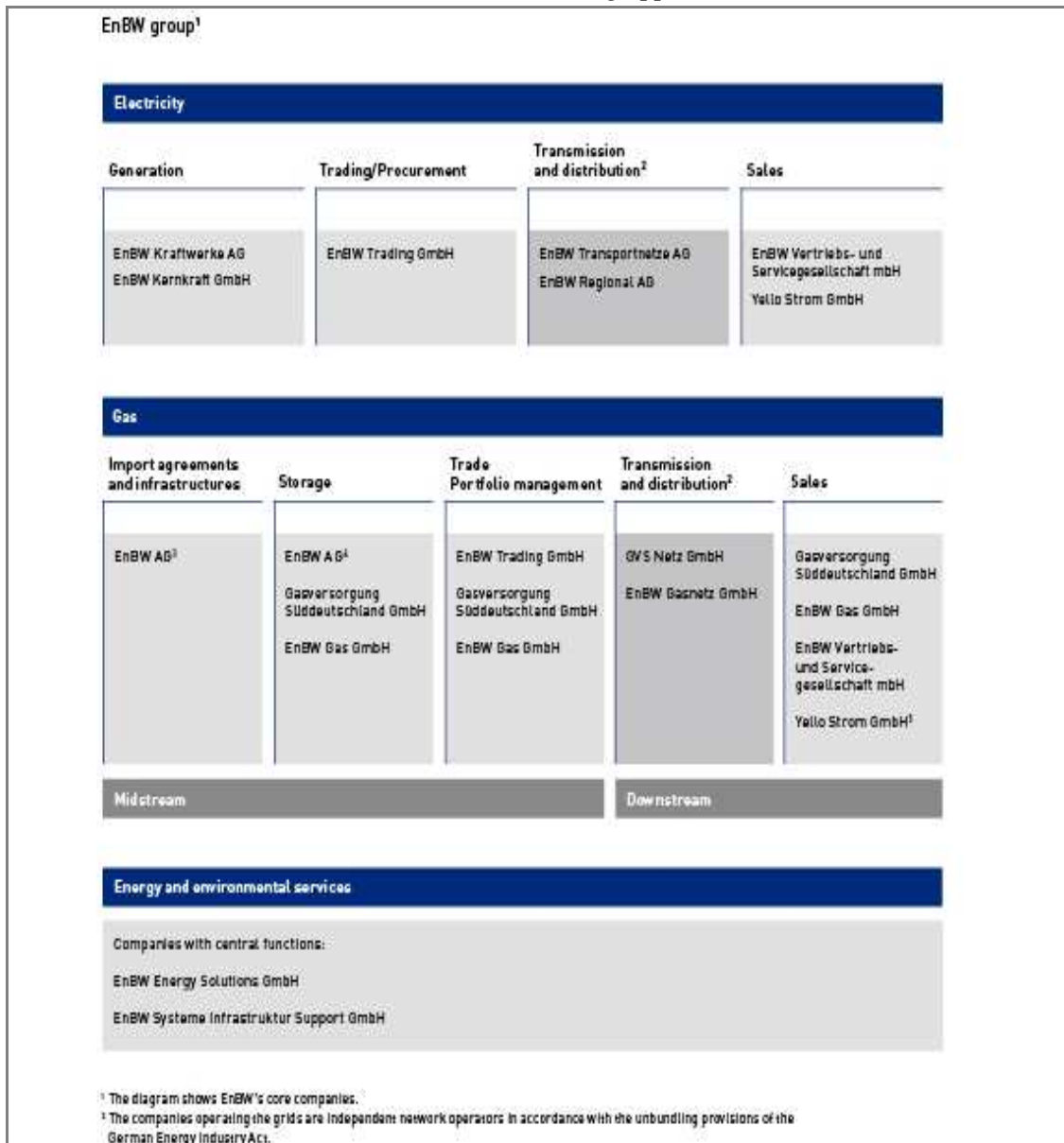
Dall'organigramma risulta evidente che l'organizzazione del *business* è basata su tre segmenti di attività: l'energia elettrica, il gas naturale e i servizi *energy-related*. Il *core business* tradizionale è il settore elettrico, infatti EnBW è presente in tutti i segmenti della filiera: generazione, *trading*, trasmissione, distribuzione e vendita ai consumatori finali (famiglie e clienti industriali). Anche nel settore del gas naturale EnBW è presente in tutti i segmenti della filiera. Inoltre, il gruppo ha perseguito una strategia di espansione, mediante un'alleanza strategica con Eni SpA. La *joint venture* possiede infatti il 97,81% delle azioni della società *Gasversorgung Süddeutschland GmbH (GSV)*, che è il quarto operatore tedesco nel settore del riscaldamento centralizzato⁴⁴. Infine, nel segmento dei servizi *energy-related* il gruppo EnBW è presente attraverso il controllo proprietario di diverse società, tra cui spicca *Energy Solutions GmbH (ESG)*. La società ESG, che è controllata al 100% da EnBW, si occupa infatti della progettazione, della costruzione e della gestione degli impianti di generazione, delle infrastrutture di comunicazione e delle reti di informazione per i clienti EnBW. ESG è quindi una realtà imprenditoriale flessibile, efficiente, ed estremamente competitiva che ha sviluppato competenze distintive e prodotti innovativi per il segmento di mercato "*energy-related*"

⁴³ Il *German Co-determination Act (MitbestG)* è la legge tedesca che disciplina la forma di cogestione dei lavoratori nelle società con più di 2.000 dipendenti. Essa prevede, tra l'altro, che il comitato di sorveglianza deve essere composto in egual numero di rappresentanti dei dipendenti e degli azionisti.

⁴⁴ La società GSV, che serve 750 città e municipi in *Baden-Württemberg*, opera nel mercato del gas naturale come un operatore indipendente ed integrato, infatti la sua attività riguarda l'approvvigionamento, la trasmissione e la vendita sia ai clienti industriali che ai municipi, nelle regioni principali del *Baden-Württemberg*, ed anche fuori dal territorio d'origine.

service”, che è un settore con un alto tasso di crescita, e quindi in grado di apportare un grande valore aggiunto per il gruppo EnBW.

TAVOLA 4.5 – *Struttura del gruppo EnBW*



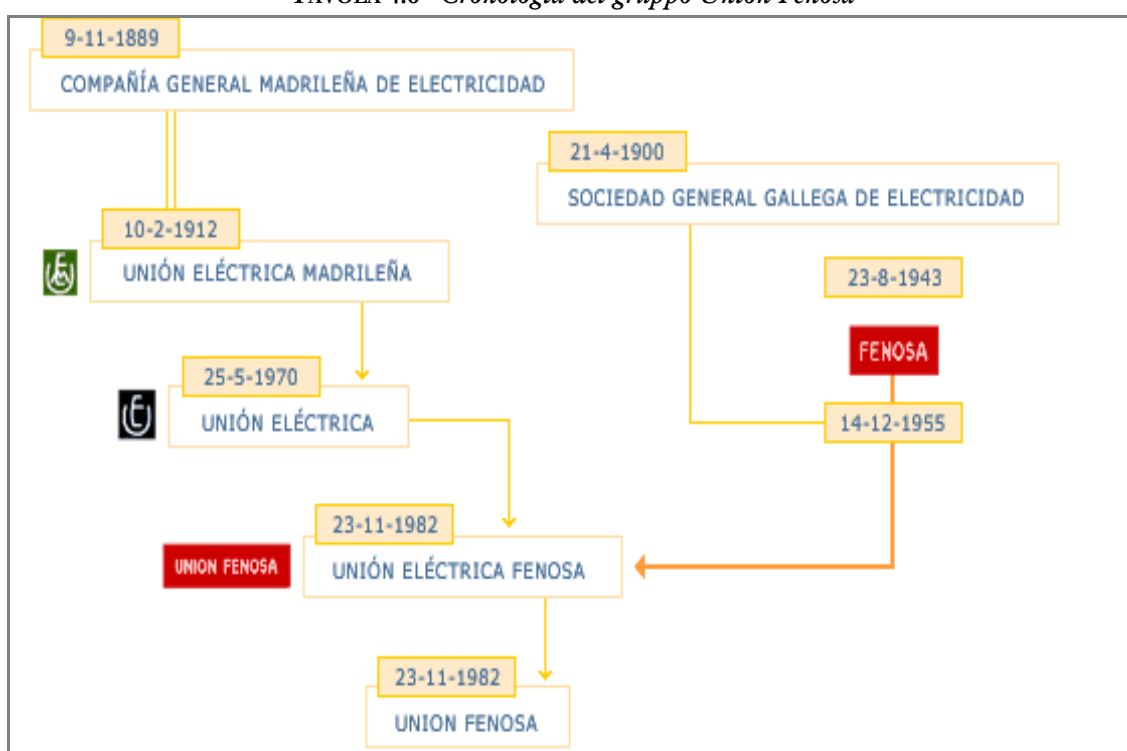
Fonte: EnBW, 2008

4.4.3 UNION FENOSA

Union Fenosa è un importante gruppo industriale spagnolo di rilievo internazionale, dedicato all'erogazione di servizi di pubblica utilità sia nel *core business* sia negli altri settori in cui opera. Attualmente il gruppo è presente in diversi settori economici, dall'energia alle telecomunicazioni, e in numerosi mercati geografici, dalla Spagna all'America Latina.

Union Fenosa, S.A. è nata il 10 febbraio 1912, mediante atto pubblico, sotto il nome di *Unión Eléctrica Madrileña, SA*, ed è stata registrata nel *Madrid Mercantile Register*, a pagina 2764, riga 73, volume 68 del *Companies Book*, con il numero di identificazione fiscale A-28005239. Il 26 maggio 1970 la società ha cambiato la propria denominazione in *Unión Eléctrica, SA*, e poi il 23 novembre 1982 ha nuovamente cambiato la propria denominazione in *Unión Eléctrica Fenosa, SA*, in seguito alla fusione per incorporazione della società *Fuerzas Eléctricas del Noroeste, SA (Fenosa)*. Infine il 16 ottobre 2001 la società ha assunto l'attuale denominazione *Union Fenosa, SA*, ed ha spostato la propria sede sociale da Capitán Haya, 53 a Avenida de San Luis, 77, sempre a Madrid. Il complesso albero genealogico del gruppo Union Fenosa è riportato nella Tavola 4.6.

TAVOLA 4.6 –Cronologia del gruppo Union Fenosa



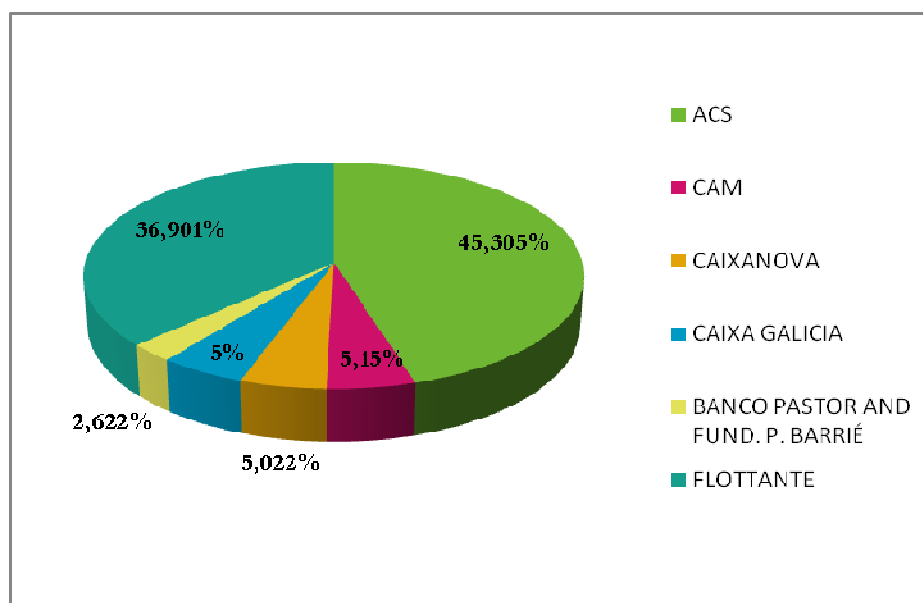
Fonte: Union Fenosa, 2008

Nel corso della sua storia il gruppo Union Fenosa ha quindi subito una serie indefinita di modifiche dell'assetto societario, ad ogni modo la sua missione è rimasta immutata nel tempo, come esposto nell'articolo 2 dello statuto: «*il gruppo Union Fenosa è impegnato nella produzione, distribuzione e vendita di energia elettrica e di altre fonti di energia, e svolge attività di ricerca e sviluppo di nuove fonti di energia*».

L'attuale assetto proprietario vede la presenza di un socio con il possesso della maggioranza relativa del capitale societario, ACS Actividades de Construcción y Servicios Group (con il 45.305%), e di altri tre soci con partecipazioni rilevanti, ovvero: il gruppo Caja de Ahorros del Mediterráneo (5.150%), Caixanova Group (5.022%), Caixa Galicia Group

(5.000%) ed infine l'istituto finanziario Banco Pastor insieme alla Fundación Pedro Barrié (2.622%), come illustrato nella Tavola 4.7 di seguito riportata.

TAVOLA 4.7 – Azionariato Union Fenosa



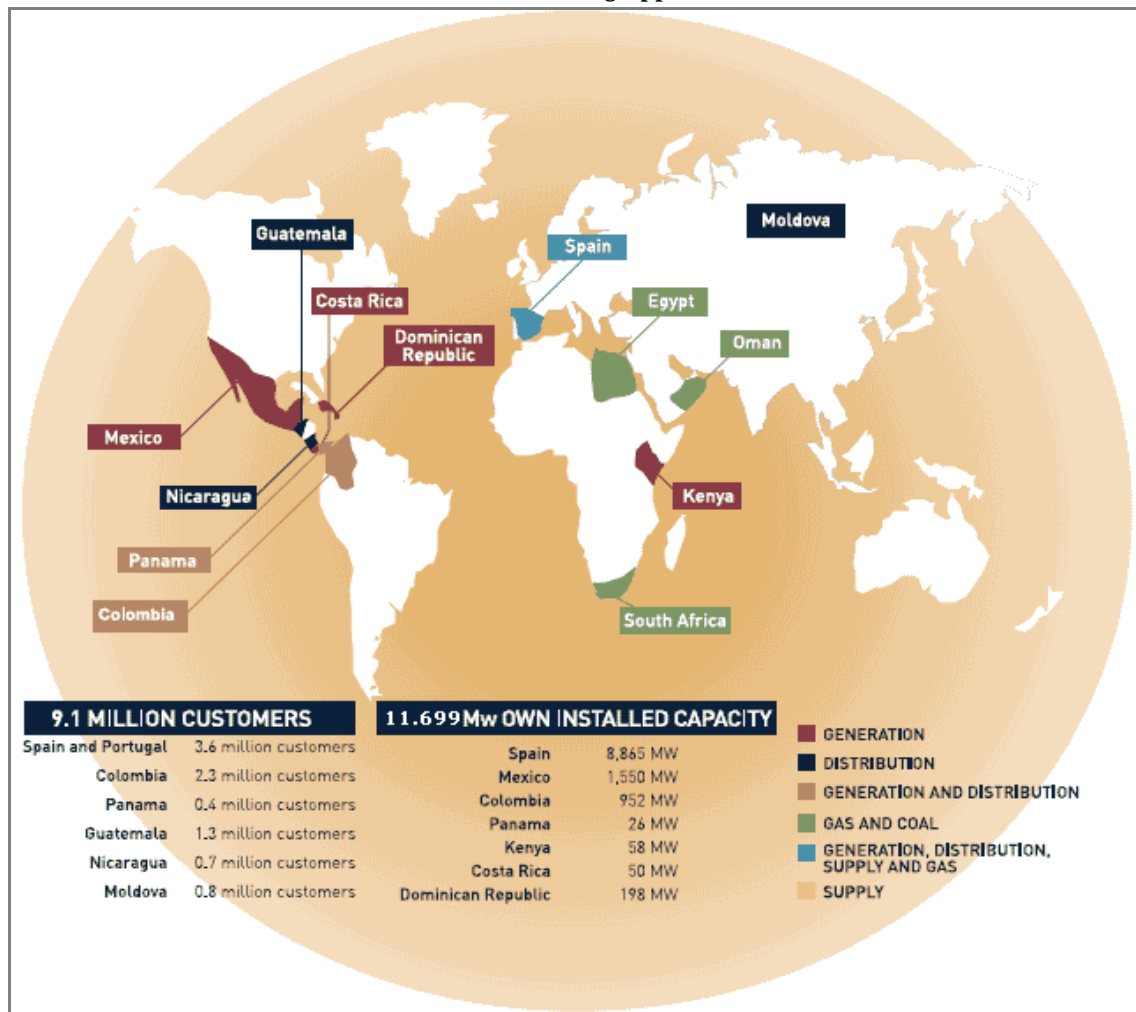
Fonte: Elaborazione propria su dati Union Fenosa, 2008

Il gruppo Union Fenosa ha adottato un sistema di *governance* tradizionale. Il consiglio di amministrazione, composto da 22 membri, è presieduto dal presidente. Gli amministratori esecutivi sono tre: l'amministratore delegato e gli altri due vicepresidenti. Gli amministratori espressione degli azionisti di maggioranza sono 20, mentre gli amministratori indipendenti sono 2, uno dei quali fa parte del comitato esecutivo.

La configurazione attuale del gruppo Union Fenosa è il risultato di lungo ed ampio processo di trasformazione che ha investito il gruppo negli ultimi anni. Il *core business* tradizionale, costituito esclusivamente dall'energia elettrica, è stato affiancato da altre attività in diversi settori economici correlati ed in diversi mercati geografici, tanto che oggi Union Fenosa è un'importante *energy company* verticalmente integrata nei settori strategici in campo energetico (energia elettrica, gas naturale ed estrazione mineraria di carbone), e specializzata nella fornitura di elettricità e gas naturale, con una significativa proiezione in campo internazionale. Union Fenosa opera infatti in 14 paesi in diversi continenti, tuttavia l'attività del gruppo è prevalentemente concentrata in Spagna ed America Latina.

Attualmente il gruppo Union Fenosa è quindi strutturato in molteplici unità strategiche d'affari, che sono coordinate dalla società capogruppo, la quale stabilisce le strategie, definisce le politiche comuni da seguire e controlla il *management*. A sua volta, ogni divisione è dotata di un proprio *management* che la guida e si assume le responsabilità del rispettivo *business*. L'attuale struttura del gruppo Union Fenosa è schematizzata nella Tavola 4.8 di seguito riportata.

TAVOLA 4.8 – Struttura del gruppo Union Fenosa



Fonte: Union Fenosa, 2008

Le principali aree strategiche d'affari in cui il gruppo opera sono la generazione e la distribuzione di energia elettrica, l'approvvigionamento e la distribuzione di gas naturale, la fornitura di servizi di telecomunicazione, gli investimenti internazionali nei settori del *core business*. Infine il gruppo fornisce anche altri servizi, che pur non rientrando nel *core business* forniscono un elevato valore aggiunto al gruppo, come l'industria mineraria, la fornitura di servizi immobiliari e di servizi di *e-business*⁴⁵.

4.4.4 A2A

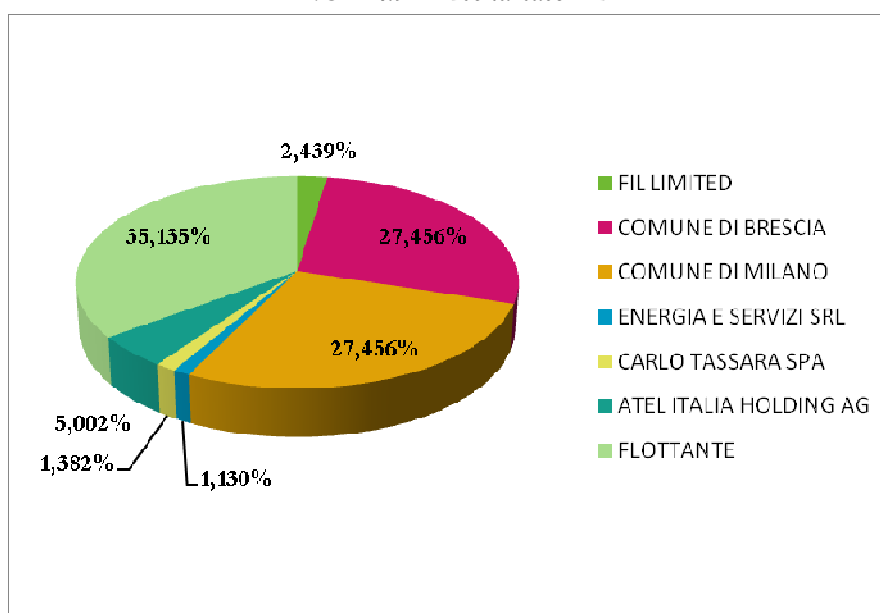
Il primo gennaio 2008 nasce, dalla fusione tra Aem Milano, Asm Brescia e Amsa Bergamo, la prima *public utility* lombarda A2A. Dal 2 gennaio dello stesso anno, il gruppo è

⁴⁵ Ci sembra opportuno fornire ulteriori informazioni per comprendere le dimensioni del business energetico del gruppo. Union Fenosa è presente nel segmento della generazione con una capacità installata di 11.699 MW, assicura la distribuzione di energia elettrica e gas naturale a più di 9 milioni di clienti, ed ha venduto 59 miliardi kWh di elettricità e 38 milioni di metri cubi di gas naturale.

quotato alla borsa valori di Milano, sul listino S&P (al posto di Aem). Oggi A2A è *leader* nazionale nel settore ambientale grazie all'apporto di Amsa ed Ecodeco, le due società ambientali del gruppo; si colloca al primo posto tra le ex municipalizzate italiane per clienti e fatturato e al secondo posto nel settore dell'energia, sia per capacità elettrica installata e volumi di vendita sia per grado di penetrazione nel mercato del teleriscaldamento.

La proprietà del gruppo A2A è divisa tra gli enti locali di Milano e Brescia (che detengono il 54,912% del capitale sociale), inoltre partecipazioni minoritarie sono possedute dal gruppo Atel (5,002%), dalla Fil Limited (2,439%) e dalla Carlo Tassara Spa (il 1,382% in modo diretto, mentre per l'1,130% tramite Energia e Servizi Srl), mentre la parte restante è collocata sul mercato dei piccoli risparmiatori, come illustrato nella Tavola 4.9.

TAVOLA 4.9 – Azionariato A2A



Fonte: Elaborazione propria su dati Consob, 2008

Inoltre, i Comuni di Milano e Brescia, prima della fusione, hanno stipulato un patto parasociale per assicurare l'unitarietà e la coerenza di indirizzo di A2A⁴⁶.

⁴⁶ Il Patto Parasociale indica i seguenti principi fondamentali:

- i Comuni saranno ciascuno proprietari di un uguale numero di azioni di A2A e le azioni complessivamente possedute dai due Comuni dovranno sempre rappresentare la maggioranza del capitale della società post-fusione;
- A2A è soggetta al controllo pubblico e congiunto dei due Comuni, i quali avranno un identico ruolo e identici poteri;
- il controllo congiunto dei due Comuni su A2A è stabile e deve durare nel tempo, nella misura massima consentita dalla legge e dalle disposizioni dello Statuto;
- la *corporate governance* di A2A resta invariata, ed in particolare resta invariato il controllo pubblico e congiunto dei due Comuni su A2A;
- i Comuni intendono perseguire, nella loro qualità di soci di riferimento di A2A, l'obiettivo del miglioramento e dell'ottimizzazione dei servizi resi alla collettività da A2A.

Come si legge nel documento informativo sulla fusione Amsa-Aem-Asm del 2007, il patto parasociale ha

Il modello di *governance* adottato dal gruppo A2A è un modello dualistico, che consente di valorizzare il ruolo di indirizzo e controllo proprio degli azionisti tramite il consiglio di sorveglianza, ed assegnare le attività di gestione al consiglio di gestione, che assume quindi una compiuta valenza manageriale⁴⁷. Il consiglio di sorveglianza è composto da 15 consiglieri, di cui 6 nominati direttamente dal Comune di Brescia, 6 dal Comune di Milano e i restanti 3 eletti tramite voto di lista dalle minoranze. Il consiglio di gestione invece è composto da 8 consiglieri nominati dal consiglio di sorveglianza sulla base di liste presentate dai consiglieri di sorveglianza. Entrambi gli organi hanno durata triennale. Inoltre, il consiglio di gestione nomina, su indicazione del consiglio di sorveglianza, due direttori generali – uno per l'area mercato l'altro per l'area tecnico-operativa del gruppo – che possono essere scelti tra i consiglieri di gestione⁴⁸.

Il sistema di *corporate governance* è quindi ispirato al principio di alternanza ed alternatività nelle nomine delle cariche apicali da parte dei due Comuni azionisti di riferimento. Del resto la scelta di un modello di *governance* dualistico è dovuta alla stessa modalità di costituzione del gruppo, originatosi dall'integrazione tra Aem Milano e Asm Brescia, in coerenza con i presupposti industriali dell'operazione di fusione. In questo modo, il sistema di *governance* è in grado di rispondere ai criteri di equilibrio tra i *partner* negli organi sociali, soprattutto in relazione ad uno stabile controllo pubblico⁴⁹. Infatti la stabilità del controllo pubblico è un cardine irrinunciabile per il Comune di Brescia, il Comune di Milano e il Comune di Bergamo, che trovano nella struttura degli atti societari (statuto e patti parasociali) una garanzia per la governabilità del gruppo. La scelta di sistema aperto facilita, tra l'altro, il processo di aggregazione di altre realtà territoriali.

Il gruppo A2A è attivo nel settore dell'energia elettrica e del gas naturale, nel teleriscaldamento, nel settore ambientale nonché nella gestione delle infrastrutture di rete locali di energia elettrica, gas naturale ed acqua. Un particolare rilievo assume la partecipazione in Delmi, che controlla – in misura paritetica con Edf – Transalpina di Energia. Quest'ultima infatti detiene il pacchetto di maggioranza del gruppo Edison, il secondo gruppo elettrico italiano dopo Enel. Altra partecipazione cruciale per A2A è quella in Ecodeco, *leader* tecnologico nel settore ambientale e dello smaltimento dei rifiuti.

L'attuale struttura del gruppo A2A viene illustrata nella Tavola 4.10.

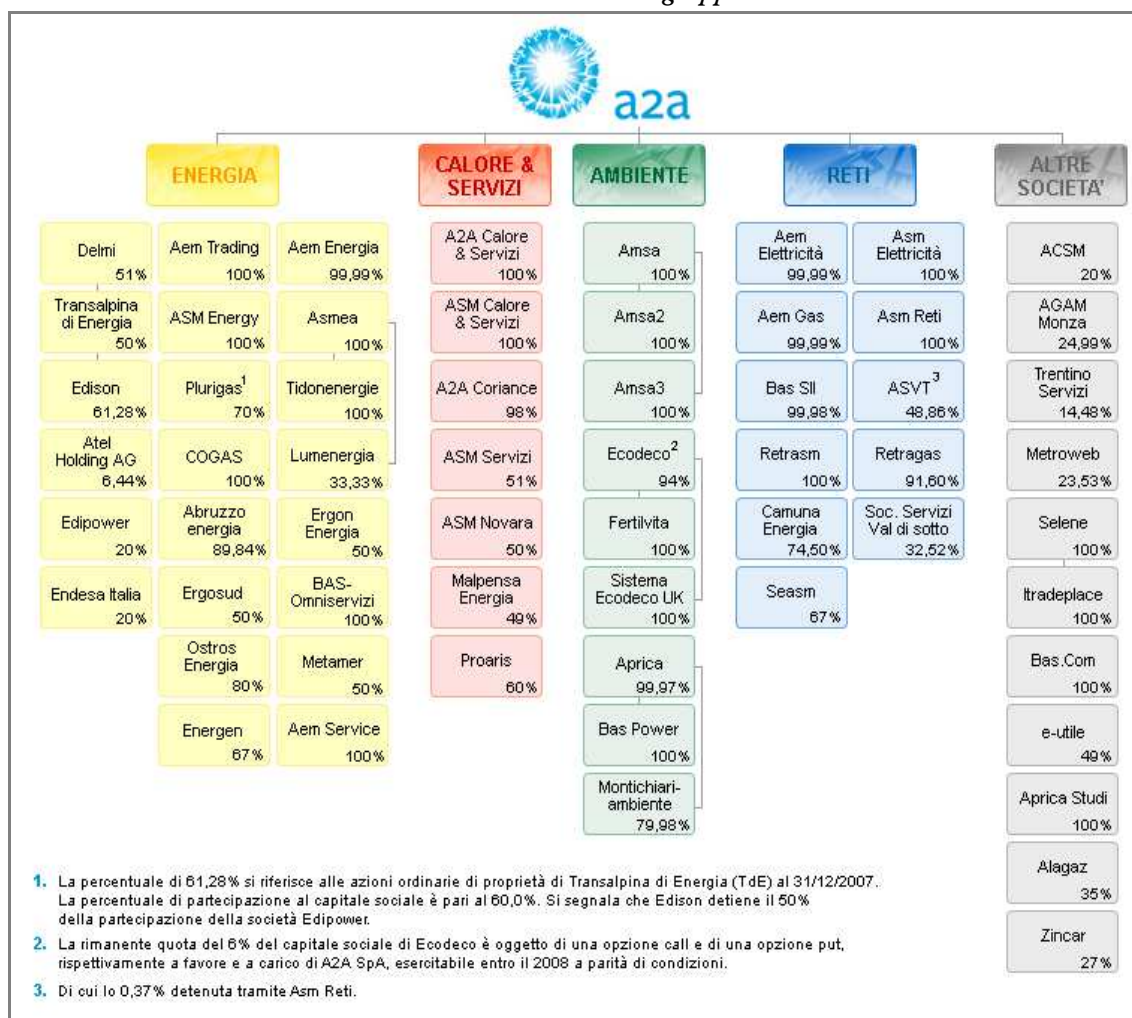
una durata triennale dalla data di efficacia della fusione Aem/Asm e si intende tacitamente rinnovato di triennio in triennio se non disdetto da nessuno dei Comuni entro e non oltre sei mesi prima della scadenza.

⁴⁷ L'adozione di tale sistema consente infatti di attuare una sorta di filtro tra proprietà (dei soci) e potere di gestione (degli organi sociali) e di adottare una *corporate governance* più adeguata alle esigenze della realtà aziendale di A2A.

⁴⁸ In seno ad A2A, per il primo triennio, è stato inoltre costituito un comitato strategico per i progetti speciali, composto dai presidenti e dai vice presidenti del consiglio di sorveglianza e del consiglio di gestione e dai due direttori generali, che è presieduto dal presidente del consiglio di sorveglianza.

⁴⁹ Gli ex-amministratori delegati di Aem Milano e Asm Brescia sono stati, infatti, nominati rispettivamente presidenti del comitato di sorveglianza e del consiglio di gestione per il primo triennio.

TAVOLA 4.10 – Struttura del gruppo A2A



Fonte: A2A, 2008

In base ai dati operativi, A2A è *leader* in Italia nel settore delle *local utility*, operando:

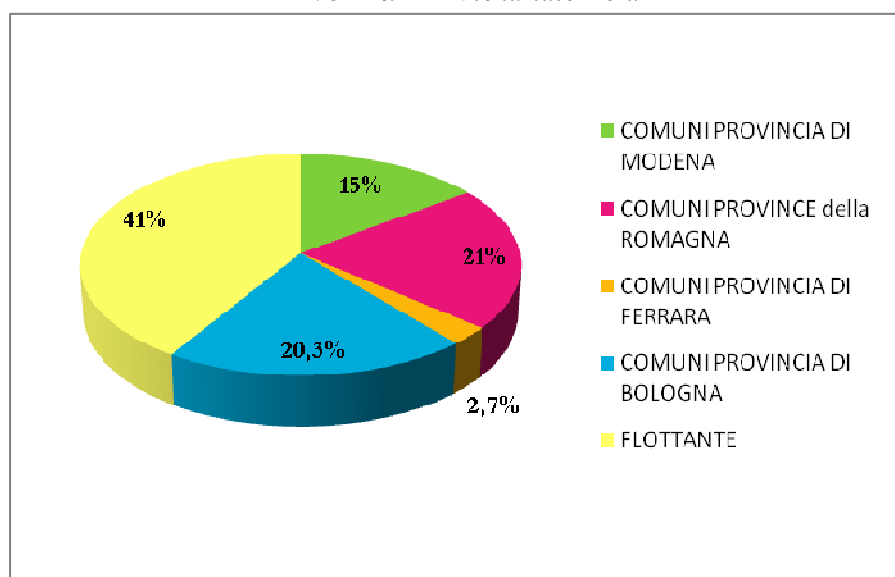
- nella produzione elettrica, con una potenza installata al 31 dicembre 2007 di proprietà o in gestione diretta pari a circa 3,4 GW, a cui su aggiungerà quella derivante dall'acquisizione degli impianti di Endesa Italia, all'esito delle trattative attualmente in corso;
- nell'attività di vendita di elettricità e gas naturale, che nel 2007, hanno rispettivamente raggiunto circa 28 miliardi di KWh e 4,6 miliardi di metri cubi;
- nella distribuzione di elettricità e gas naturale, con 12 miliardi di KWh di elettricità e 1,8 miliardi di metri cubi di gas distribuiti nel 2007;
- nei servizi ambientali, in cui A2A ha un ruolo di *leadership* a livello nazionale, con 3 milioni di tonnellate di rifiuti smaltiti nel 2007 ed una significativa dotazione impiantistica;
- nel teleriscaldamento, con 1,5 TWh di calore venduto nel 2007, posizionandosi al primo posto nel settore in Italia.

4.4.5 HERA

Il primo novembre 2002, dalla fusione di 12 *multiutility* operanti in aree confinanti del Nord Italia, nasce il gruppo Hera con l'obiettivo di migliorare la qualità dei servizi di pubblica utilità e di realizzare significative sinergie ed efficienze, rese possibili dall'integrazione societaria ed industriale. Hera è quotata alla borsa valori di Milano dal 26 giugno 2003, con un flottante pari al 41% del capitale sociale.

L'assetto proprietario del gruppo si contraddistingue per la forte presenza degli enti locali della regione Emilia Romagna. Tra i soci fondatori di Hera si trovano infatti 139 Comuni delle province di Bologna, Ravenna, Rimini e Forlì-Cesena, dislocati da Bologna fino al mare Adriatico. Attualmente l'azionariato di Hera annovera oltre 180 diversi azionisti pubblici (prevalentemente Comuni della Regione Emilia Romagna che detengono complessivamente circa il 59% del capitale sociale), circa 370 investitori istituzionali, in larga prevalenza internazionali, e circa 25.000 azionisti privati, come illustrato nella Tavola 4.11.

TAVOLA 4.11 – Azionariato Hera



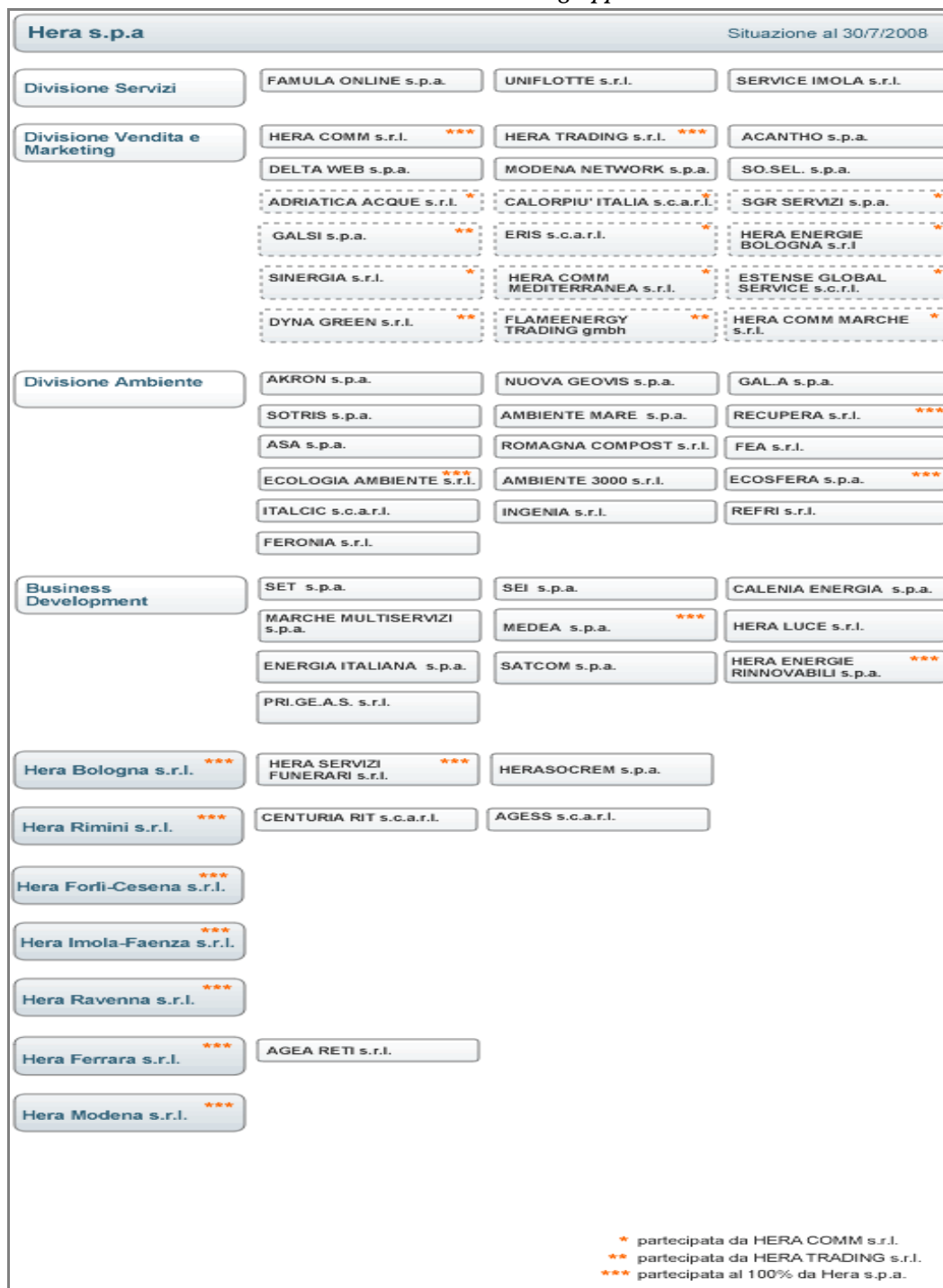
Fonte: Elaborazione propria su dati Consob, 2008

Si osserva che Hera rappresenta una situazione unica nel panorama delle *utility* italiane: infatti, è l'unica *local utility* in cui nessun azionista pubblico detiene una singola quota superiore al 15%. Tale equilibrata presenza dei soci "Comuni" e l'apertura a nuovi ingressi nel capitale, è stata la premessa per realizzare un'efficiente strategia di crescita per linee esterne e per garantire stabilità e continuità della gestione aziendale e degli organi di governo societari, ed oggi rappresenta il punto di forza di Hera.

Il modello di *governance* adottato dal gruppo Hera è un modello tradizionale, caratterizzato da un patto di sindacato di voto e di blocco. Il gruppo è quindi governato da una maggioranza di coalizione, costituita dagli enti locali della regione Emilia Romagna. In particolare, nel consiglio di amministrazione risiedono 16 amministratori non esecutivi indipendenti su 18, mentre il presidente del consiglio di amministrazione e l'amministratore delegato sono diretta espressione della proprietà.

Il gruppo Hera è fra i *leader* nella gestione dei servizi legati al ciclo idrico (potabilizzazione, depurazione, fognatura), nel settore energetico (distribuzione e vendita metano ed energia, risparmio energetico, teleriscaldamento e soluzioni innovative) e nella gestione dei servizi ambientali (raccolta e smaltimento rifiuti, igiene urbana, termovalorizzazione, compostaggio). Il gruppo si occupa inoltre della gestione della illuminazione pubblica e semaforica e del teleriscaldamento, come mostra la Tavola 4.12.

TAVOLA 4.12 – *Struttura del gruppo Hera*



Fonte: Hera, 2008

Nell'ambito dei servizi ambientali Hera gestisce l'intero ciclo di recupero e riciclaggio della materia attraverso la sinergia tra i servizi operativi ambientali (raccolta rifiuti, spazzamento e lavaggio strade) e quelli di trattamento rifiuti (recupero e smaltimento), per un totale di circa 4,4 milioni di tonnellate di rifiuti trattati 2007. Il gruppo favorisce inoltre iniziative di recupero energetico dei rifiuti attraverso impianti di termovalorizzazione, cogenerazione e produzione di biogas, così da limitare lo smaltimento in discarica a quella limitata parte che non può essere recuperata né sotto forma di materia e neppure di energia.

Nel settore energetico l'attività principale è rappresentata dalla distribuzione e dalla vendita di gas metano: con circa 2,3 miliardi di metri cubi di gas venduti nel 2007, Hera rappresenta il terzo operatore nazionale ed il secondo tra le *local utility*, nel mercato della vendita agli utenti finali. Il gruppo offre inoltre servizi di teleriscaldamento e presta servizi di gestione calore per enti pubblici e privati. Nel comprensorio di Imola e Modena offre anche il servizio di energia elettrica.

Nel settore idrico Hera gestisce l'intero ciclo, dalla captazione fino alla depurazione e reimmissione nell'ambiente delle acque, ed è il secondo operatore italiano. I servizi di acquedotto comprendono le fasi di: captazione delle acque (ossia il prelievo delle acque dalla fonte di approvvigionamento); trattamento di potabilizzazione delle acque prelevate; adduzione dell'acqua potabile alla rete di distribuzione; distribuzione dell'acqua potabile agli utenti tramite un sistema di serbatoi e di condotte.

4.4.6 IRIDE

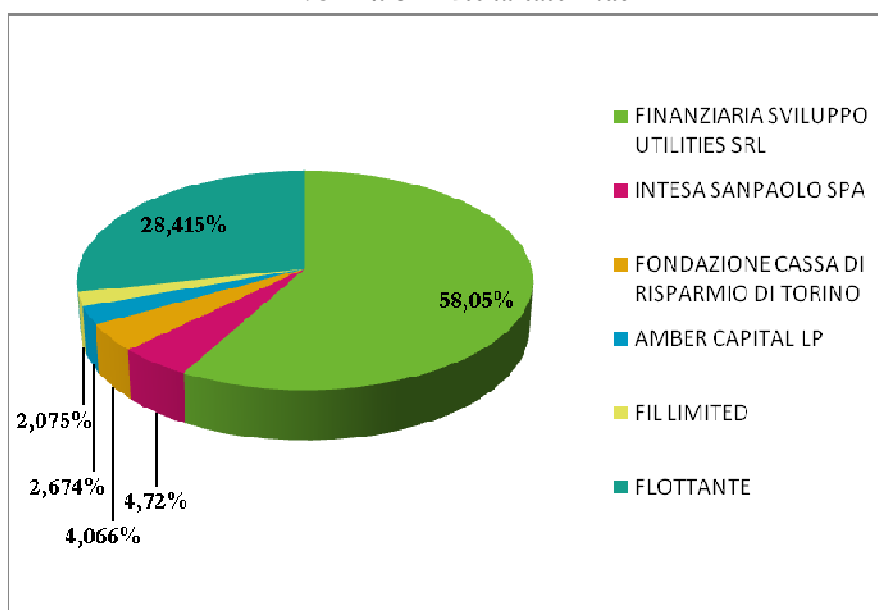
Il gruppo Iride nasce il 31 ottobre 2006 dalla fusione per incorporazione di Amga Genova in Aem Torino, due società con una lunga tradizione di servizio alla collettività ed una consolidata esperienza nel campo dei servizi idrici ed energetici⁵⁰.

⁵⁰ Il progetto di fusione è stato approvato dalle società Aem Torino e Amga Genova in data 29 aprile 2006. I Comuni di Torino e Genova, quali azionisti di controllo, preso atto dell'evoluzione dei servizi pubblici locali verso una sempre più spinta liberalizzazione, con la conseguente prospettiva della loro apertura alla competizione di mercato, hanno promosso un progetto di aggregazione delle rispettive *local utility*, finalizzato alla creazione di una nuova entità, che, per dimensioni, sinergie e *governance* fosse in grado di affrontare la competizione con gli altri operatori di livello internazionale, e potesse rappresentare un polo per ulteriori aggregazioni sul mercato nazionale. Con tali finalità i due Comuni hanno raggiunto un accordo, cosiddetto "Accordo Quadro", approvato dai rispettivi consigli comunali il 24 gennaio 2006, con il quale hanno definito i principi fondamentali cui si sarebbe dovuta ispirare tale aggregazione. Nello specifico, lo schema adottato per conseguire l'obiettivo aggregativo è costituito da:

- conferimento e vendita a favore di Finanziaria Sviluppo Utilities S.r.l. (FSU), avente sede a Genova, della totalità delle azioni detenute dal Comune di Genova in AMGA S.p.A, e della maggioranza delle azioni detenute dal Comune di Torino in AEM Torino SpA, in modo che FSU venisse a detenere non meno del 51% del capitale sociale delle due società;
- partecipazione paritetica dei Comuni di Torino e di Genova in FSU, della quale detenere ciascuno il 50% dell'intero capitale sociale;
- *governance* paritetica di FSU da parte dei due Comuni;
- fusione per incorporazione di AMGA SpA in AEM Torino SpA, che assume la denominazione di IRIDE SpA, con sede a Torino;
- configurazione di IRIDE SpA come *holding* industriale operante nei settori di attività già propri delle società fuse mediante un gruppo di quattro società (le caposettore) specializzate nella gestione dei diversi *business*: energia elettrica, gas naturale, acqua e servizi correlati ai *business* energetici.

Il gruppo, quotato alla borsa valori di Milano dal primo novembre 2006, presenta un assetto proprietario caratterizzato dalla netta prevalenza dei soci pubblici – il Comune di Torino e il Comune di Genova – che detengono, con quote paritetiche, il 100% del capitale azionario della società Finanziaria Sviluppo Utilities Srl, che possiede il 58,05% delle azioni di Iride⁵¹. Tra gli azionisti rilevanti si collocano anche alcuni istituti finanziari, tra i quali spiccano Intesa SanPaolo (4,72%), la Fondazione Cassa di Risparmio di Torino (4,066%), Fil Limited (2,075%) ed Amber Capital (2,674%), in qualità di gestore del fondo Amber Master Fund Cayman SPC, che detiene la partecipazione. La struttura dell'azionariato del gruppo Iride viene quindi illustrata nella Tavola 4.13.

TAVOLA 4.13 – Azionariato Iride



Fonte: Elaborazione propria su dati Consob, 2008

Il modello di *governance* adottato dal gruppo è quello tradizionale, che si caratterizza per la presenza di:

- una assemblea dei soci a cui spettano le decisioni sui supremi atti di governo della società, secondo quanto previsto dalla legge e dallo statuto;
- un consiglio di amministrazione incaricato di gestire l'impresa sociale il quale, ha attribuito i poteri operativi a organi e soggetti delegati;

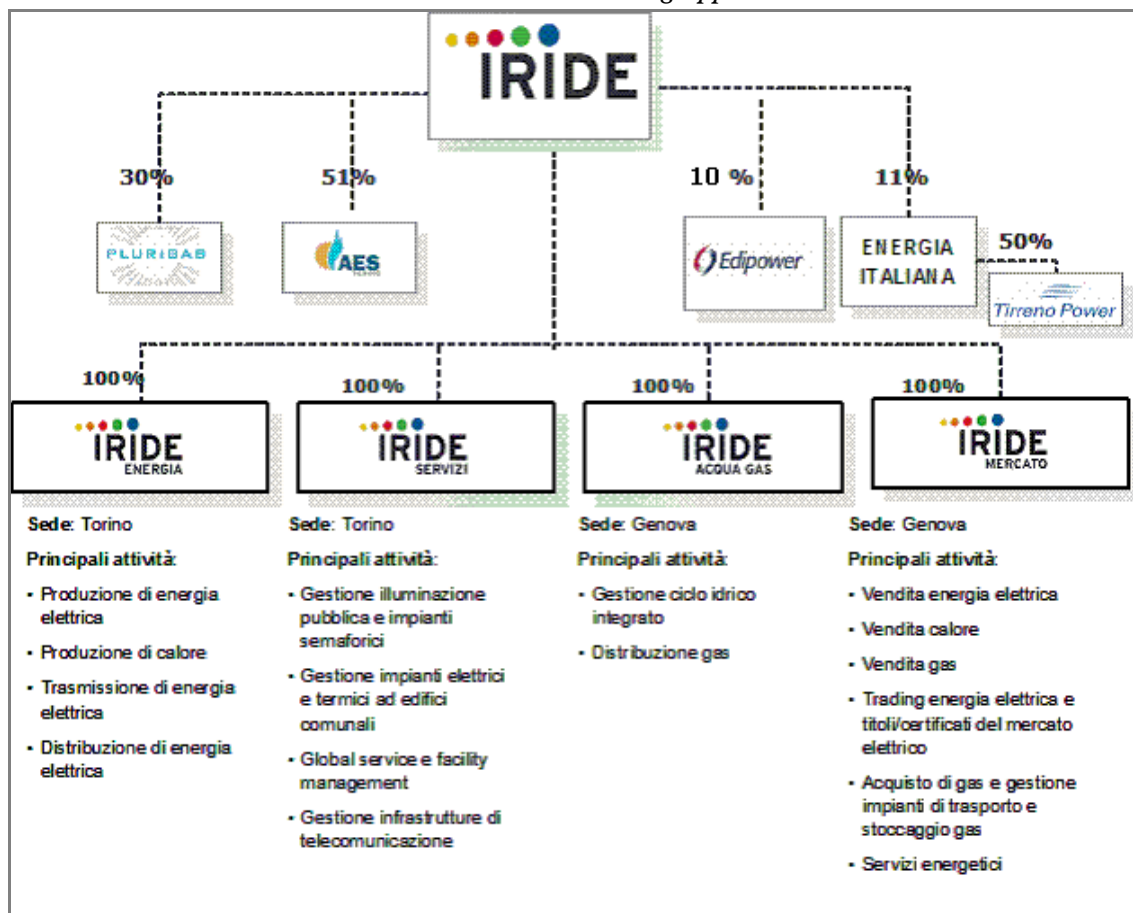
⁵¹ Per effetto dell'operazione di fusione e delle altre operazioni a questa correlate, le azioni di AEM Torino e AMGA sono state conferite in FSU (Finanziaria Sviluppo Utilities s.r.l.). FSU, detenuta al 100% pariteticamente dal Comune di Torino (50%) e dal Comune di Genova (50%), che ha la proprietà di una partecipazione di maggioranza assoluta nella società incorporante. Quindi il Comune di Torino, che era l'azionista di riferimento della società incorporante, a seguito della fusione non ha, da solo, il potere di determinare le politiche finanziarie e gestionali dell'entità derivante dall'aggregazione (IRIDE), mentre in virtù dell'accordo firmato con il Comune di Genova il 30 gennaio 2006 esercita un controllo congiunto con il Comune di Genova. L'operazione di fusione per incorporazione, quindi, si configura come il risultato conseguente alla creazione della *joint-venture*.

- un collegio sindacale chiamato a vigilare sull'osservanza della legge e dello statuto e sul rispetto dei principi di corretta amministrazione, oltre che a controllare l'adeguatezza della struttura organizzativa, del sistema di controllo interno e del sistema amministrativo contabile della società;
- una società di revisione iscritta nell'albo speciale tenuto dalla Consob a cui è affidata l'attività di revisione contabile ed il giudizio sul bilancio, ai sensi di legge e di statuto.

Il consiglio di amministrazione è composto da 12 amministratori che vengono nominati sulla base di liste presentate dai soci. Il consiglio di amministrazione è guidato dal presidente ed affiancato dall'amministratore delegato, al quale spetta la gestione e l'amministrazione del gruppo. Inoltre, le deliberazioni del consiglio di amministrazione sono adottate con il voto favorevole di almeno tre quarti degli amministratori.

Il nuovo gruppo è articolato in una *holding* quotata – Iride SpA – presente nella filiera energetica integrata, nel settore idrico e nel settore dei servizi attraverso le seguenti società operative: Iride Energia SpA; Iride Mercato SpA; Iride Acqua Gas SpA e Iride Servizi SpA, come illustrato nella Tavola 4.14. L'attività del gruppo si fonda quindi sulla gestione integrata di tutte le fasi della filiera dei servizi a rete, dall'approvvigionamento e/o produzione della materia prima, al trasporto, fino alla distribuzione e alla vendita al cliente finale.

TAVOLA 4.14 – *Struttura del gruppo Iride*



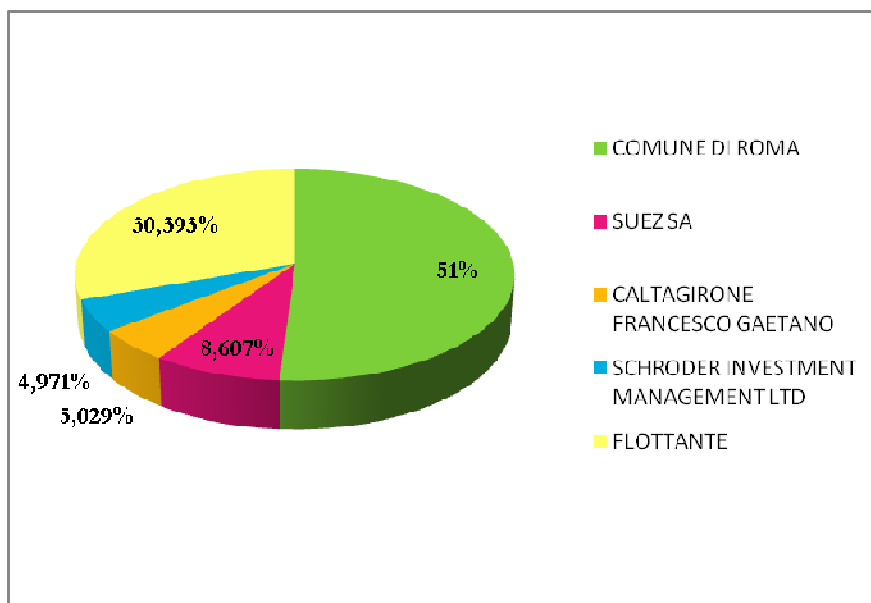
Fonte: Iride, 2008

4.4.7 ACEA

Il gruppo Acea è una moderna realtà industriale concentrata principalmente sullo sviluppo delle attività di *core business*: ciclo integrato delle acque e filiera dell'energia. Acea, nata nel 1909 sotto la denominazione Azienda Elettrica Municipale di Roma, si è sempre dedicata all'erogazione di energia elettrica, alla gestione dell'illuminazione pubblica nonché alla costruzione e all'esercizio di acquedotti e reti idriche di distribuzione per la città di Roma. Dal 1945 ha assunto la denominazione di Azienda Comunale Elettricità e Acque, nel 1989 A.C.E.A. assume invece la denominazione odierna: A.C.E.A. - Azienda Comunale Energia e Ambiente. Nel periodo successivo la società è oggetto di diverse trasformazioni della forma giuridica: nel 1992 A.C.E.A. si trasforma da Azienda municipalizzata in Azienda Speciale con la denominazione di ACEA – Azienda Comunale Energia e Ambiente, poi dal 1° gennaio del 1998 ACEA ha iniziato ad operare come Società per Azioni. Inoltre, dal 16 luglio 1999 il gruppo è quotato presso la borsa valori di Milano, data in cui viene collocata sul mercato una quota pari al 49% del capitale sociale⁵².

La struttura azionaria del gruppo Acea vede ancora oggi una netta prevalenza del Comune di Roma che detiene il 51% del capitale sociale. Tra le partecipazioni rilevanti spiccano inoltre le quote azionaria detenute dal gruppo Suez (8,607%), dal gruppo Caltagirone (5,029%) e dalla società finanziaria Schroder Investment Management Ltd (4,971%). La parte restante del capitale è diviso tra i piccoli risparmiatori, come illustrato dalla Tavola 4.15.

TAVOLA 4.15 – Azionariato Acea



Fonte: Elaborazione propria su dati Consob, 2008

Il gruppo Acea ha adottato un sistema di *governance* tradizionale, caratterizzato dalla presenza dell'assemblea dei soci, del consiglio di amministrazione e del collegio sindacale. il

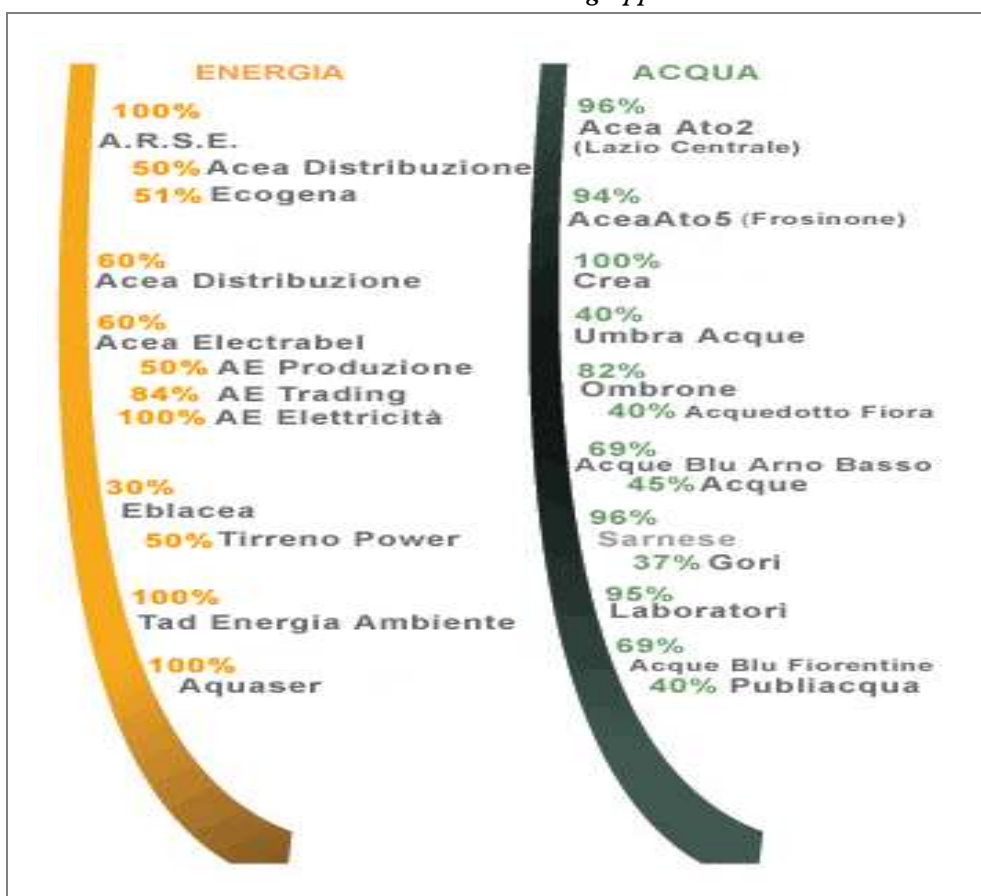
⁵² Per un approfondimento dell'argomento si veda BOLCHINI P. (1999), *Storia delle aziende elettriche municipali*, Laterza, Bari; e BATTILOSSI S. (2001), *Acea di Roma 1909-2000*, Cirioc, Franco Angeli, Milano.

consiglio di amministrazione è composto da 9 membri, di cui 5 sono espressione della maggioranza mentre i restanti 4 sono eletti in base alle liste presentate dai soci azionisti. Gli amministratori esecutivi sono il presidente e l'amministratore delegato, tutti gli amministratori non esecutivi sono indipendenti.

L'attività del gruppo Acea è focalizzata sulla gestione integrata e sullo sviluppo di servizi di pubblica utilità: ciclo integrato delle acque (captazione, adduzione, distribuzione, collettamento e depurazione) e filiera dell'energia elettrica (produzione, trasmissione, distribuzione primaria e secondaria), compresi i servizi di teleriscaldamento e di pubblica illuminazione, funzionale e monumentale, con attenzione al settore del gas naturale. Acea SpA, in qualità di *holding* industriale, esercita funzioni di indirizzo, controllo e coordinamento generale delle società operative controllate, mediante definizione delle strategie di gruppo, gestione delle risorse chiave, ottimizzazione dei servizi e delle competenze comuni.

Nel settore dell'energia, le tappe significative che hanno contraddistinto l'attività sono due: la nascita, nel 2002, della *holding* AceaElectrabel, frutto della *joint venture* con la società belga Electrabel, e l'acquisizione di Interpower – oggi Tirreno Power – sempre insieme ad Electrabel ed in consorzio con Energia Italiana, che ha avuto luogo nel 2003. Nel settore idrico si osserva invece un'espansione verso i territori limitrofi: Toscana, Umbria e Campania. La Tavola 4.16 illustra la struttura del gruppo Acea, con l'indicazione delle principali società partecipate.

TAVOLA 4.16 – *Struttura del gruppo Acea*



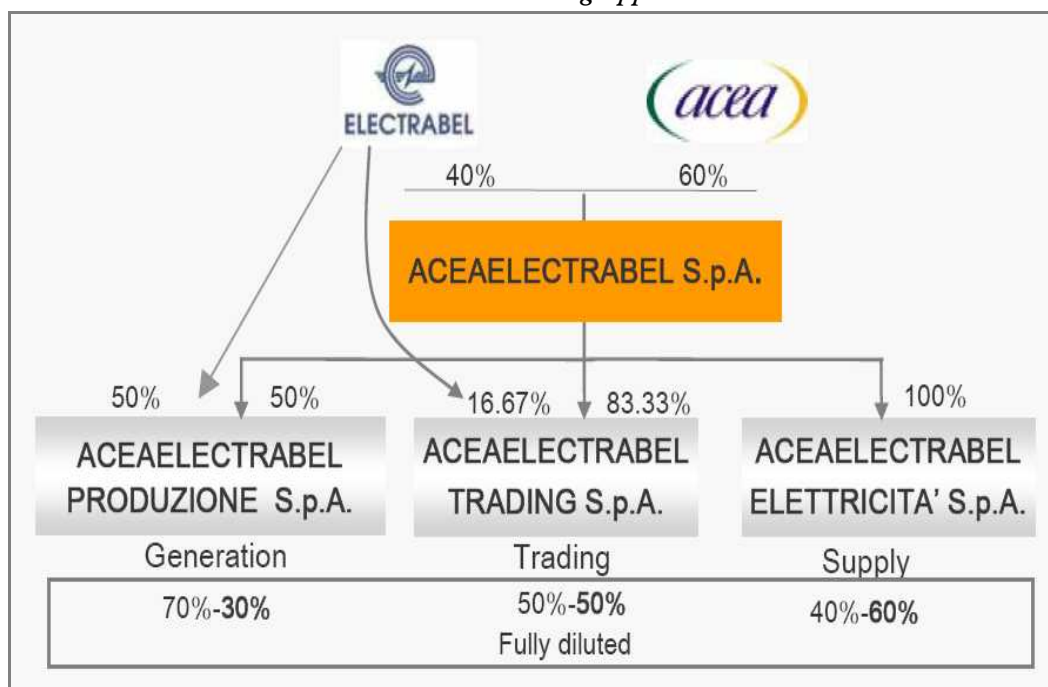
Fonte: Acea, 2008

Più in dettaglio, l'accordo di *joint venture* con Electrabel ha portato alla creazione di un gruppo composto da quattro società, che incorporano tutta la filiera di creazione del valore, dalla produzione alla vendita:

- una *holding* (AceaElectrabel SpA), con il compito di gestire le partecipazioni in società o enti italiani operanti nel settore della produzione, vendita e *trading* di energia elettrica, combustibili o altri vettori energetici;
- una *generation company* (AceaElectrabel Produzione SpA), che ha per oggetto l'attività di produzione di energia elettrica nonché di produzione e vendita di calore e vapore. A quest'ultima società è stato conferito il ramo di azienda "produzione energia" della capogruppo Acea SpA;
- una *trading company* (AceaElectrabel Trading SpA), con il compito di provvedere all'acquisto, alla vendita e comunque all'intermediazione di energia elettrica, di calore, di gas naturale e di altri combustibili o vettori energetici;
- una *sale company* (AceaElectrabel Elettricità SpA), alla quale è stato conferito il ramo di azienda di Acea Distribuzione SpA relativo alla attività di vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato, che è ora incaricata di vendere energia elettrica, gas naturale, calore e altri combustibili a tutti i clienti finali.

Il capitale azionario dei soggetti componenti la nuova struttura societaria è stato ripartito come illustrato nella Tavola 4.17. Per quanto riguarda la capacità installata AceaElectrabel Produzione dispone di 1,540 MW, mentre Tirreno Power – di cui AceaElectrabel Produzione controlla il 50% del capitale azionario – dispone di 2,113 MW.

TAVOLA 4.17 – La struttura del gruppo AceaElectrabel



Fonte: Acea Business Plan 2008-2012, Novembre 2007

Vediamo allora quali sono le risposte strategiche adottate dalle *local utility* europee a seguito dell'evoluzione del contesto competitivo generatasi nel settore delle *public utility*.

4.5 *Le risposte strategiche delle local utility*

Dall'analisi del contesto competitivo emerge che fattori ambientali esterni, connessi alla struttura del settore e del quadro normativo, e fattori aziendali, quali dimensione dell'impresa, capacità manageriali e finanziarie, assetti istituzionali e proprietari, incidono notevolmente sulle scelte strategiche di sviluppo e, conseguentemente, sulle *performance* operative e gestionali delle *local utility* europee.

Un modo efficace per inquadrare il fenomeno in questione consiste nel leggere il comportamento delle *public utility* attraverso il paradigma *struttura-condotta-performance*. Tale modello interpretativo individua precisi nessi di dipendenza tra la struttura del settore e il comportamento delle imprese che vi operano e tra quest'ultimo e le *performance* registrate dalle imprese stesse⁵³. L'adozione di questo strumento d'analisi permette quindi di definire ed interpretare i comportamenti che le *utility locali* stanno adottando e, a cascata, i risultati che dovremo aspettarci da questo articolato e irreversibile processo di transizione verso la competizione di mercato.

Infatti in questi ultimi anni lo scenario competitivo in cui si muovono le imprese di pubblica utilità è stato investito da notevoli cambiamenti che, come descritto nel paragrafo precedente, ne hanno modificato irreversibilmente la struttura. Questo radicale cambiamento dell'ambiente di riferimento ha prodotto sull'industria delle *public utility* effetti rilevanti a livello di competizione settoriale e di *performance* operative e gestionali. Naturalmente, l'insieme di tali fenomeni può essere letto in duplice chiave: da un lato, questi elementi spingono, tutti, verso logiche di mercato e di competizione rappresentando opportunità di crescita, di valorizzazione degli *asset*, di creazione di nuovo valore per gli azionisti (pubblici e/o privati) e di miglioramento dell'intero sistema produttivo in cui le *utility locali* sono inserite. Dall'altro, la rapida immersione di tali imprese – che per anni hanno operato come monopolisti in settori protetti e sono ancora, in percentuale rilevante, in mano pubblica – in un ambiente soggetto ad intense dinamiche competitive (spesso addirittura, come nel caso delle telecomunicazioni e dei servizi *Internet-based*, inquadrabili in logiche di natura iper-competitiva) rappresenta una minaccia non trascurabile per gli operatori che non sono in grado di comprendere per tempo le evoluzioni in atto e di adeguarvisi⁵⁴.

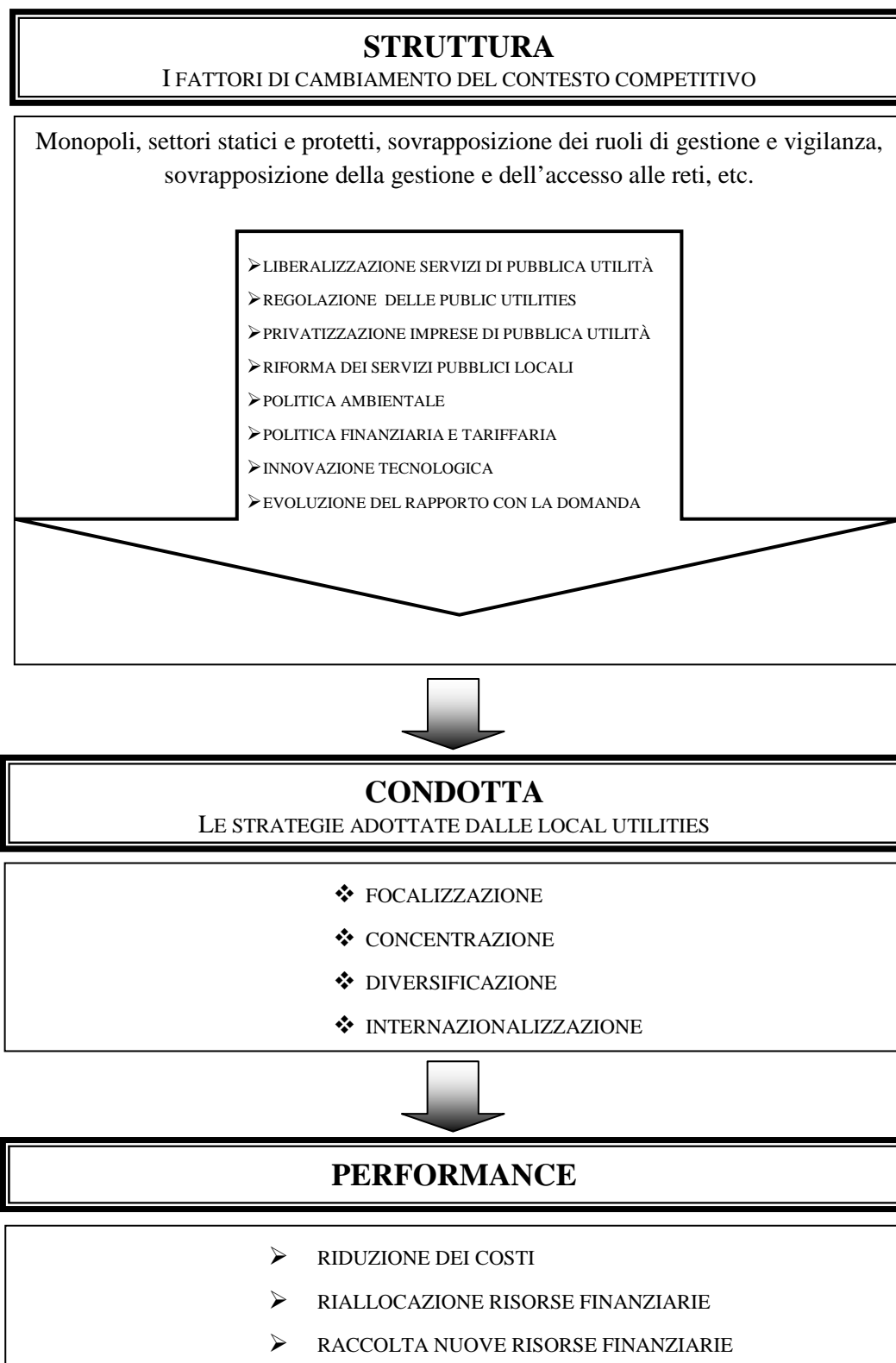
Lo studio della struttura industriale del settore dei servizi di pubblica utilità consente, inoltre, di delineare i percorsi evolutivi delle *public utility locali*, e definirne il nuovo posizionamento competitivo assunto in seguito alla liberalizzazione del mercato.

⁵³ Per un approfondimento del tema si veda BAIN J. (1956), *Barriers to New Competition*, Harvard University Press, Cambridge; si veda anche SYLOS LABINI P. (1957), *Oligopolio e progresso tecnico*, Giuffrè, Milano.

⁵⁴ Inoltre, il rischio di sottovalutare l'apertura del mercato e la competizione è di assoluto rilievo perché, molto spesso, si tratta di imprese che hanno a lungo operato in un mercato protetto. Per questo motivo anche la variabile culturale gioca un ruolo cruciale nel processo di adeguamento al nuovo contesto competitivo e di *redesign* dei rapporti con gli altri attori del sistema (clienti, concorrenti, autorità, fornitori, enti locali, ecc.).

L'applicazione del modello *struttura-condotta-performance* all'industria delle *public utility* è sintetizzata nella Tavola 4.18.

TAVOLA 4.18 - *Il modello struttura-condotta-performance*



Fonte: adattato da DALLOCCHIO M., ROMITI S., VESIN G. (2001)

Dall'analisi condotta sul comportamento strategico delle principali *local utility* europee (Iberdrola-Scottish Power, Enbw, Union Fenosa), con un focus particolare sulle maggiori *local utility* italiane quotate in borsa (Aem Milano e Asm Brescia, ora confluite in A2A, Hera, Iride ed Acea) emerge una tendenza generale verso la crescita aziendale, seppure caratterizzata dalle specificità delle singole imprese. In particolare, le tendenze in atto sono riconducibili alla scelta iniziale di diversificazione non correlata del *business*; alla scelta di focalizzazione sul *core business*, e al conseguente tentativo di raggiungere una massa critica adeguata, mediante strategie di concentrazione; alla scelta di diversificazione del *business* e l'adozione del modello *multitutility* ed, infine, allo sviluppo di processi di internazionalizzazione.

4.5.1 DIVERSIFICAZIONE NON CORRELATA

In una prima fase, la principale risposta adottata dalle maggiori *local utility* al mutamento dello scenario competitivo, e al conseguente aumento del grado di concorrenza presente sul mercato, è stata la *diversificazione del business* e l'adozione del modello *multiutility* in senso lato.

Questa scelta strategica, che si ricollega al concetto di *network industry*⁵⁵ e di valorizzazione delle reti, comporta l'ampliamento delle aree strategiche d'affari dell'impresa, ossia delle combinazioni prodotto/mercato in cui l'impresa sceglie di operare, e si realizza attraverso l'entrata in nuovi *business* e/o in nuovi mercati. L'evoluzione del contesto competitivo, ponendo maggior attenzione allo sviluppo industriale delle imprese di pubblici servizi, ha spinto le *public utility* verso l'implementazione di nuovi *business*.

È in questa ottica che si inserisce la logica dell'offerta multiservizio, la quale permette alle imprese di pubblica utilità di rifocalizzare i propri obiettivi di sviluppo attraverso l'offerta di una gamma maggiormente differenziata e più completa di servizi ai clienti, nel tentativo di fidelizzare gli stessi. Qualora i nuovi settori in cui la *public utility* sceglie di entrare sono rappresentati da altri servizi di pubblica utilità, ha luogo il fenomeno marcatamente europeo delle *multiutility*.

In particolare si osserva che, nella strategia di diversificazione, è fondamentale il nuovo ruolo assunto dal rapporto con l'utenza⁵⁶. L'importanza e l'attenzione delle *utility* verso il cliente finale nasce, ovviamente, dai processi di liberalizzazione e privatizzazione che hanno investito l'industria delle *public utility*. Infatti, le imprese di pubblica utilità dovranno sempre più fare attenzione alla creazione del valore per ovviare la riduzione dei margini tradizionali guadagnati in situazioni di maggior rigidità dei mercati. Il portafoglio clienti diviene, pertanto, un *asset* cruciale per le *public utility* che tendono a perdere il supporto generatore di reddi-

⁵⁵ Con questo termine si identificano i settori che forniscono prodotti e servizi ai clienti tramite un'infrastruttura ramificata a rete, collegando l'offerta a monte con la domanda della clientela a valle.

⁵⁶ Come nelle altre imprese di servizi, anche nelle *public utility* il cliente diviene lo *stakeholder* principale. Osserva il Bertini: «Di fatto l'azienda "orientata al cliente" vede il proprio processo produttivo come strumentale per la ricerca della soddisfazione del cliente, non in quanto acquirente, ma in quanto utente del bene/servizio prodotto. In questo contesto è il grado di soddisfazione dell'utenza a garantire l'equilibrio economico dell'azienda [...] L'azienda deve perciò immedesimarsi nell'uso dei beni che produce o commercializza, creando al proprio interno le condizioni "umane" di una totale compenetrazione delle aspettative dei consumatori finali nelle problematiche della gestione». Cfr. BERTINI U. (1997), "Verso una nuova interpretazione del concetto di azienda", in *Scritti in memoria di Raffaele Doriano*, Tomo I, Cedam Padova.

to derivante dalla proprietà degli *asset* fisici⁵⁷: la nuova creazione di valore deriva dalla creazione di rapporti privilegiati con i clienti in una logica di fidelizzazione degli stessi⁵⁸.

Seguendo questa direttrice strategica, le *local utility* hanno inizialmente tentato di espandere la propria attività in molteplici servizi di pubblica utilità, quali l'energia elettrica, il gas naturale, l'acqua, i rifiuti, e le telecomunicazioni, secondo una logica di offerta integrata al cliente, ma prescindendo, talvolta, dalle effettive sinergie industriali sottostanti la gestione integrata dei servizi di pubblica utilità, e privilegiando, invece, un'ottica di convenienza finanziaria. In particolare, la diversificazione verso il settore delle telecomunicazioni si è rivelata una scelta strategica sbagliata, che ha comportato pesanti ripercussioni sulle *performance* economico-finanziarie delle principali *local utility* europee.

Come nel caso del disastroso fallimento della *joint venture* tra Acea e la spagnola Telefonica, che aveva portato alla nascita di Atlanet, società creata con l'obiettivo di inserirsi nel mercato delle telecomunicazioni italiano, o come nel caso di Aem Milano (d'ora in poi A2A) che, in seguito al tentativo di cablare con la fibra ottica la città di Milano prima e l'Italia poi, ha optato per la definitiva ritirata dal settore delle telecomunicazioni cedendo, nel 2003, la partecipazione in Fastweb e, nel 2006, il pacchetto di controllo di Metroweb⁵⁹. Anche Union Fenosa ha adottato inizialmente una strategia di diversificazione spinta⁶⁰, entrando prepotentemente nel settore delle telecomunicazioni, fornendo servizi di telefonia mobile, telecomunicazioni *wireless*, connessione Internet a banda larga, televisione via cavo e *pay tv*. Questa scelta è stata notevolmente ridimensionata nel biennio 2004-2005, quando il consorzio, formato da Union Fenosa, Endesa e Telecom Italia, ha prima ceduto la società NetCo alla sua controllata Auna, e poi dismesso anche quest'ultima partecipazione nel settore delle telecomunicazioni spagnolo. Tuttavia, Union Fenosa ha mantenuto una limitata attività nel settore delle telecomunicazioni, mediante le due società controllate Ufinet⁶¹ e R⁶², attive nel segmento delle comunicazioni satellitari e in quello delle fibre ottiche.

⁵⁷ Si pensi, ad esempio, al venir meno dei ricavi derivanti dal possesso della rete di trasmissione dell'energia elettrica che, ad oggi, è, quasi interamente, di proprietà di Terna SpA. L'attuale assetto di Terna è, infatti, il risultato dell'unificazione tra proprietà e gestione della Rete di Trasmissione Nazionale, avvenuto nel mese di novembre 2005 (come da DPCM 11/5/2004).

⁵⁸ Comunque bisogna fare attenzione, perché anche il processo di fidelizzazione può comportare rischi, quindi l'impresa di pubblica utilità, che vuole diversificare il proprio *business*, deve innanzitutto procedere alla stabilizzazione del proprio rapporto con l'utenza tramite l'offerta di servizi di qualità al cliente, oltre che servizi diversi ed accessori al servizio tradizionale erogato.

⁵⁹ Fondata nel 1997 da Aem Milano con il nome di Citytel, poi ceduta in parte a Fastweb (quando era ancora e.Biscom) e quindi riacquistata nel 2003, Metroweb doveva essere totalmente dismessa dal gruppo Aem entro il 2006, ma a seguito di un ripensamento strategico del gruppo, è stato ceduto, al fondo d'investimento Stirling Square Capital Partners, solo il 76,5% del capitale azionario. Dal 2006, quindi, A2A mantiene in Metroweb, proprietaria della rete di fibre ottiche dell'area milanese, una partecipazione minoritaria del 23,5%.

⁶⁰ In questa fase il gruppo Union Fenosa è entrato anche in altri settori di pubblica utilità, quali il servizio idrico integrato e la gestione degli aeroporti. Inoltre, il gruppo risulta essere presente anche in altri settori (principalmente *real estate* e servizi *e-business*), che, tuttavia, non rientrano nel *core business*.

⁶¹ Ufinet è particolarmente attiva in America Latina, si occupa infatti della cablatura in fibra ottica e dell'installazione di parabole satellitari in Colombia, Guatemala, Nicaragua e Panama.

⁶² R è il principale operatore nella cablatura in fibra ottica e nell'installazione di televisioni digitali della Galizia spagnola. R, che è partecipata al 36,12% da Union Fenosa, ha ottenuto nel 2007 un reddito netto di 13,5 milioni di euro, quadruplicando la *performance* dell'anno precedente.

4.5.2 FOCALIZZAZIONE SUL CORE BUSINESS

In una seconda fase, le *local utility* europee hanno invece privilegiato la strategia di *focalizzazione sul core business*. In particolare, la *focalizzazione* è una scelta strategica di ridimensionamento che implica la liquidazione di una o più attività produttive e funzionali, non strettamente correlate alle attività centrali dell'impresa, allo scopo di concentrare tutte le risorse su un unico segmento di mercato. Questa risposta strategica è particolarmente favorita dall'attuale tendenza di deintegrazione della catena del valore dei servizi di pubblica utilità, che apre la strada verso la specializzazione degli operatori del settore⁶³.

La strategia di *focalizzazione sul core business* viene in genere accompagnata da una strategia di *concentrazione*, che si realizza prevalentemente attraverso operazioni di *Merger & Acquisition* in servizi di pubblica utilità contigui, ed è guidata dalla ricerca di economie di scala e del rafforzamento dei presidi territoriali. Questa scelta strategica può seguire tre diverse direzioni: *orizzontale*, se la concentrazione avviene all'interno dello stesso servizio; *laterale*, se l'integrazione si verifica o nella stessa area della catena di fornitura o allo stesso livello della catena di fornitura, ma in un diverso settore; *diagonale*, se la concentrazione avviene tra *utility* operanti in diverse parti della catena di fornitura di diversi settori di pubblica utilità⁶⁴.

⁶³ Infatti, la separazione dei vari anelli della catena del valore dei servizi di pubblica utilità favorisce lo sviluppo, a livello globale, del fenomeno degli *operatori di nicchia*. Si tratta di soggetti che operano in una o al massimo due aree dell'industria, estremamente specializzati e che tendono a crescere a livello globale, in modo da aumentare i margini, sfruttando opportunità di arbitraggio di regolazione o condizioni migliori su altri mercati. Sono operatori di nicchia anche le società specializzate nella produzione elettrica da fonti rinnovabili o operatori che non possiedono la rete, il cui *core business* è quello relativo all'ottimizzazione delle attività di *Operation & Maintenance* delle reti (in particolare di distribuzione locale) e dei mezzi da esse dipendenti (contatori). Un altro esempio di operatori di nicchia sono i fenomeni di *spin-off* nell'attività di generazione elettrica: i produttori tendono a creare società separate per la gestione delle diverse tecnologie di produzione (ad esempio società che gestiscono unicamente gli impianti idroelettrici, separatamente da quelle che gestiscono gli impianti termoelettrici).

Inoltre, possono essere considerate operatori di nicchia anche le *utility virtuali*, le quali costituiscono certamente il *modello di business* più innovativo. Si tratta di operatori, spesso *new entrant* privi di *asset* fisici, che operano esclusivamente come *trader* nella vendita del prodotto (magari elaborato da altri) ai clienti finali. Inoltre, sono soggetti molto dinamici e aggressivi, che hanno come obiettivo la minimizzazione dei costi di fornitura e, parallelamente, la conquista e la fidelizzazione dei clienti; attività entrambe ad alto rischio e con modesti margini (si pensi, ad esempio, al caso Enron). Tali attori tendono a comparire dapprima in un settore (storicamente il gas naturale in USA, l'energia elettrica in Europa) per poi espandere la loro attività in quelli confinanti. Inoltre, sono spesso tra i primi operatori ad implementare Internet come compendio dell'attività di vendita, creando portali che permettono non solo di acquistare le *commodity* commerciate dalla società, ma anche servizi ad essi connessi, come la gestione delle curve di carico o la possibilità di acquisti *on-line* di beni di largo consumo.

⁶⁴ L'integrazione orizzontale è una forma di concentrazione che si sviluppa all'interno del medesimo servizio. In altri termini, si tratta delle operazioni di fusione o acquisizione tra soggetti già attivi nello stesso servizio. L'integrazione laterale si verifica quando una società acquisisce un'*utility* nella stessa area della catena della fornitura ma in un diverso settore, per esempio un'impresa di distribuzione di elettricità che acquisisce un'azienda di distribuzione dell'acqua. È il fenomeno delle *multiutility classiche*, da tempo presenti anche in Italia, quali per esempio i distributori locali di gas naturale, acqua ed elettricità. Infine, l'integrazione diagonale si ha quando un'impresa acquirente (o diventa) un operatore in un diverso settore ed operante in una diversa area della catena. È il caso ad esempio di importatori/produttori di gas naturale che entrano nella produzione termoelettrica, o viceversa. Anche in questo caso si può parlare di un'impresa *multiutility*, che aggiunge alle sinergie operanti puramente nella vendita quelle derivanti dall'abbattimento dei costi di approvvigionamento. Sulla classificazione delle forme di integrazione tra *utility* proposta si fa riferimento a PETROVIC L. (2000), *The European Energy Utility*, Reuters Business Insight, Datamonitor PLC.

Il caso più eclatante di concentrazione è dovuto alla convergenza tra elettricità e gas naturale perché permette di sfruttare modelli di integrazione che garantiscono sinergie sui costi. L'integrazione più ovvia è quella tra l'approvvigionamento del gas naturale e la produzione termoelettrica: i produttori termoelettrici, soprattutto di maggiori dimensioni, cominciano ad operare direttamente sui mercati internazionali dell'approvvigionamento di gas naturale; gli importatori di gas entrano direttamente nella produzione termica. Conseguenza di ciò è l'incentivo, per alcuni operatori elettrici, ad entrare nella distribuzione finale di gas naturale in modo da ottenere un mercato *captive* per il gas in eccesso, laddove il vincolo di regolazione sull'attività di distribuzione non sia troppo stringente e quindi consenta margini adeguati.

In questo senso, le esperienze più significative a livello italiano sono rappresentate da Acea ed A2A. In particolare, il gruppo Acea, dopo l'uscita dalle telecomunicazioni, ha optato per una linea di sviluppo basata principalmente sulla focalizzazione nelle attività *core*, costituite dalla gestione del servizio idrico integrato e dalla produzione e vendita di energia elettrica. Nel settore idrico, Acea ha puntato sull'espansione territoriale nel Lazio e negli Ambiti Territoriali limitrofi della Toscana (Firenze, Siena-Grosseto e Pisa), dell'Umbria, della Campania e del Molise. Nell'area dell'energia Acea ha siglato nel 2002 la *joint venture* strategica con Electrabel SA, azienda *leader* nel Benelux, al fine di centrare essenzialmente quattro obiettivi: aumentare la capacità di generazione elettrica; migliorare la posizione competitiva del gruppo; avviare con maggiore credibilità l'attività di *trading*; valorizzare gli *asset* e migliorare la struttura patrimoniale. Invece, Acea non ha partecipato in questi anni ad operazioni di integrazione societaria, alla costituzione di nuove *holding*, e a fusioni societarie.

Nel prossimo quinquennio (2008-2012) il gruppo Acea ha intenzione di consolidare la posizione nel settore energetico, con lo sviluppo della capacità di generazione elettrica e l'integrazione verticale nel settore del gas naturale. Inoltre Acea ha programmato lo sviluppo del *Waste to Energy*, ovvero l'attività di generazione di energia attraverso lo smaltimento dei rifiuti. Infine, nel settore idrico, Acea proseguirà nel perseguimento della strategia di crescita esterna, mediante l'acquisizione della fornitura nel servizio in altri ambiti territoriali della Toscana, del Lazio e dell'Umbria.

Il gruppo A2A – nato il 1 gennaio 2008 dalla fusione tra Aem Milano, Asm Brescia e Amsa Bergamo – è il frutto di una strategia di concentrazione orizzontale nei principali segmenti della filiera dell'energia elettrica e del gas naturale (approvvigionamento, generazione e vendita) avviata dalle tre ex municipalizzate partecipanti alla fusione, accompagnata da una strategia di diversificazione nel settore ambientale⁶⁵.

Il gruppo A2A ha quindi ricevuto in eredità le attività delle tre *local utility*. In particolare, Aem Milano era focalizzata nel settore dell'energia, ed ha condotto nel tempo una strategia di consolidamento del *core business*, attraverso operazioni di *Merger & Acquisition* con altre imprese di pubblica utilità. L'accordo con Edf per il controllo di Edison è sicuramente l'alleanza più importante, specialmente sotto il profilo dell'approvvigionamento del gas naturale e dell'incremento della capacità di generazione elettrica, ma non è l'unico degno di

⁶⁵ Oggi il gruppo A2A è *leader* nel settore delle *local utility* in Italia, e si colloca al terzo posto nella gestione dei servizi di pubblica utilità, dietro ad Eni ed Enel.

nota. Infatti Aem Milano si è distinta per la sua capacità di aggregazione delle imprese di servizi pubblici locali limitrofe: oggi A2A è *partner* strategico di Acsm-Agam (con una partecipazione del 21,9% del capitale sociale), la nuova società nata il 1° gennaio 2009 per fusione per incorporazione di Agam Monza in Acsm Como⁶⁶. Inoltre, non bisogna trascurare l'acquisto della partecipazione di controllo del gruppo Ecodeco, *leader* nella termovalorizzazione (o *Waste to Energy*), ossia nello smaltimento dei rifiuti attraverso la valorizzazione della materia in energia⁶⁷. Infine Aem Milano era presente a livello internazionale, con una partecipazione nella società russa Alagaz SpA per la realizzazione del progetto "Metanizzazione di Porgolovo" a San Pietroburgo, ora confluita in A2A. La partecipazione del 41,109% nella società slovena Mestni Plinovodi d.o.o., che svolge l'attività di distribuzione e vendita del gas in Slovenia è stata invece ceduta ad Acsm Como nel febbraio 2007.

Il gruppo Asm Brescia, oltre ad offrire i servizi di pubblica utilità (elettricità, gas naturale, acqua e rifiuti) nelle città di Brescia e Bergamo, era presente, a livello nazionale, nella generazione di elettricità sia con centrali di proprietà sia attraverso la partecipazione in Ende-

⁶⁶ Il 20 giugno 2008, i consigli di amministrazione di Acsm Como ed Agam Monza hanno infatti approvato il progetto di fusione tra i due gruppi. L'operazione si sostanzia in una fusione per incorporazione di Agam Monza in Acsm Como, con il mantenimento della quotazione in borsa dei titoli della società risultante dalla fusione, la quale ha assunto la nuova denominazione Acsm-Agam Spa con decorrenza dal 1° gennaio 2009, data di efficacia della fusione. L'operazione ha comportato, tra l'altro, il consolidamento del rapporto che entrambe le società intrattenevano con A2A SpA, che ha mantenuto il ruolo di azionista rilevante della società confermando le *partnership* industriali in essere sia con Acsm che con Agam.

Inoltre, in data 16 gennaio 2009 il Comune di Monza, il Comune di Como ed A2A Spa hanno comunicato di aver stipulato in data 4 dicembre 2008 un "patto parasociale" riguardante la nuova società. Oggetto degli accordi sono 58.094.604 azioni Acsm, che rappresenteranno il 75,80% del capitale sociale della nuova società. Sono parti degli accordi il Comune di Como (che alla data di sottoscrizione degli accordi, deteneva 18.972.000 azioni ordinarie di Acsm, pari al 40,5% del capitale) che detiene ora il 24,8% del capitale sociale di Acsm-Agam; il Comune di Monza (34.866.147 azioni ordinarie di Agam, pari al 75% del capitale alla data di sottoscrizione degli accordi) che in seguito alla fusione, tenuto conto del rapporto di cambio, del fatto che la fusione è avvenuta mediante l'annullamento delle azioni di Agam e l'aumento del capitale di Acsm con l'emissione di 29.748.480 nuove azioni al servizio del concambio, detiene ora 22.314.334 azioni ordinarie della nuova società (29,1% del capitale); parte dell'accordo è anche A2A SpA, la quale, alla data di sottoscrizione deteneva 9.374.125 azioni ordinarie Acsm (20% del capitale di Acsm) e 11.615.852 azioni ordinarie di Agam (24,99%), che detiene ora 16.808.270 azioni ordinarie della nuova società (21,9%). Le parti sottoscrittrici degli accordi hanno concordato che per tutta la durata del Patto, il Comune di Monza e il Comune di Como non potranno ridurre la propria partecipazione al di sotto del 24,8% del capitale della nuova società; inoltre il patto prevede che per tutta la durata dello stesso, A2A non potrà incrementare, direttamente o tramite società o enti controllati la propria partecipazione in misura tale che essa superi – in qualsiasi momento durante la vigenza del Patto – la partecipazione inferiore tra quelle singolarmente detenute dal Comune di Como e dal Comune di Monza. Il Comune di Como, il Comune di Monza e A2A sono quindi detentori di partecipazioni complessivamente pari a 58.094.604 azioni, rappresentative del 75,8% del capitale della nuova società con diritto di voto e nessuno degli aderenti al Patto eserciterà un controllo solitario. Il Patto Parasociale prevede anche meccanismi (di voto di lista) in base ai quali il Comune di Monza ed il Comune di Como avranno il diritto di nominare rispettivamente almeno tre consiglieri di amministrazione ciascuno (su un totale di dieci), ed A2A avrà il diritto di nominare due consiglieri di amministrazione. La lista di minoranza avrà in ogni caso il diritto di nominare due amministratori. Unitamente e contestualmente al Patto è stato altresì sottoscritto un atto di punteggiatura, finalizzato a disciplinare le modalità di attuazione dei principi di governo societario previsti dal Patto nei tempi immediatamente successivi all'efficacia dell'operazione di fusione.

⁶⁷ Ecodeco è *leader* nell'innovazione tecnologica nel settore ambientale, ed è proprietaria, tra l'altro, del brevetto industriale "Biocubi", il processo di recupero di energia dai rifiuti organici (la parte della "frazione residuale" degradabile più velocemente) in grado di trasformare tali rifiuti in energia pulita, definita "Amabilis", con uno sfruttamento dei rifiuti pari al 70%, mentre il restante 30% evapora nell'aria, senza generare ulteriore inquinamento.

sa Italia, terzo operatore del settore in Italia. Asm vantava, inoltre, la presenza sui mercati internazionali dell'energia grazie a contratti di importazione di gas naturale e a scambi transfrontalieri di partite di elettricità. Infine, Asm ha investito molto nell'innovazione tecnologica, infatti ha conseguito importanti risultati industriali, tra i quali, spiccano il progetto dei contatori digitali⁶⁸ e soprattutto l'impianto di termovalorizzazione di Brescia, al quale è stato attribuito il prestigioso "Wtert 2006 Industry Award", il premio della *Columbia University* di New York per il miglior impianto al mondo di smaltimento di rifiuti con recupero di elettricità e calore.

La fusione ha quindi dato vita ad un operatore di rilievo europeo e *leader* in Italia, in grado di valorizzare al meglio l'attuale presenza nel settore energetico (con elevata integrazione verticale e, quindi, con disponibilità a prezzi competitivi di energia elettrica e gas naturale), la posizione di *leadership* nel settore dei servizi ambientali a libero mercato e il forte radicamento territoriale nelle aree del Nord Italia, con l'obiettivo di continuare ad investire e crescere nel settore e rappresentare un polo aggregante nell'area geografica di riferimento. Si pensi, in questa prospettiva, alla possibile fusione di A2A con altre *local utility* italiane.

Tuttavia la strategia di sviluppo di A2A per il prossimo quinquennio (2008-2012) è basata soprattutto su modalità di crescita interna, essenzialmente orientate verso l'aumento della capacità di generazione elettrica (mediante la costruzione di nuovi impianti a ciclo combinato e la ristrutturazione organizzativa della capacità di generazione esistente⁶⁹), la ricerca di nuove fonti di approvvigionamento del gas naturale (soprattutto attraverso il consolidamento della *partnership* industriale con Edison⁷⁰), l'incremento dell'attività di vendita di e-

⁶⁸ La cui importanza è stata riconosciuta anche tramite l'assegnazione ad Asm Brescia del "CIO Innovation Award 2006", il premio per le aziende italiane che attraverso l'uso di nuove tecnologie hanno modernizzato prodotti e servizi accrescendone l'efficienza e la flessibilità.

⁶⁹ Dal bilancio semestrale consolidato abbreviato 2008 di A2A risulta che il gruppo ha individuato gli impianti di generazione elettrica situati in Italia da scindere da Endesa Italia e che entreranno nel pieno possesso di A2A in seguito all'acquisizione di Endesa da parte di Enel ed Acciona. Infatti il 18 luglio 2008, A2A ha esercitato il proprio diritto di selezionare alcune centrali di proprietà di E.On Produzione SpA (già Endesa Italia SpA), dando avvio al processo di scissione di tale società, come previsto dall'accordo sottoscritto il 16 giugno 2008 da A2A, Acciona, Enel, E.On, Endesa, Endesa Europa ed Endesa Italia. Ai sensi di tale accordo, la procedura di scissione prevede la costituzione di un nuovo veicolo societario, a cui verranno trasferiti gli *asset* di generazione elettrica prescelti, oltre alle relative passività allocate, e di cui A2A deterrà il 100% del capitale sociale, a fronte della cancellazione della propria partecipazione del 20% in E.On Produzione. La scelta di A2A ha riguardato la centrale termoelettrica di Monfalcone ed il nucleo idroelettrico della Calabria, per una potenza installata, rispettivamente, pari a 976 MW e a 484 MW. Con l'acquisizione di tali centrali, la disponibilità produttiva di A2A cresce sensibilmente, passando da circa 4.100 MW a circa 5.500 MW, con più del 25% della potenza installata alimentata a fonte rinnovabile. Inoltre, A2A mantiene una stabile partecipazione in Edipower, pari al 20% nel capitale.

⁷⁰ Tra le opzioni di riorganizzazione del gruppo A2A vi è anche la possibilità di accorciare la catena di controllo di Edison, infatti è allo studio l'incorporazione di Delmi nella *multiutility* lombarda nata dalla fusione tra Aem Milano e Asm Brescia. Delmi è infatti il veicolo, controllato al 51% da A2A, tramite il quale la *multiutility* lombarda detiene il 50% di Transalpina di Energia (TdE), la scatola finanziaria proprietaria del 63% di Edison. Il nodo ancora da sciogliere, che ha impedito l'incorporazione (originariamente prevista per luglio 2008), è rappresentato dalla contropartita da dare agli altri azionisti di Delmi, ossia ai tre soci finanziari Mediobanca (6%), Fondazione Crt (5%) e Bpm (3%) e alle tre *utility* locali, l'emiliana Enia (15%), l'altoatesina Sel e la trentina Dolomiti Energia (10% a testa). A marzo 2008 il presidente di Sel, ha infatti lanciato l'idea di un patto tra le tre *utility* per diventare il terzo socio di A2A, dietro ai Comuni di Milano e Brescia. La proposta di Stocker ha però colto di sorpresa i vertici di A2A, anche perché se al trio Sel-Dolomiti Energia-Enia dovesse essere concesso tra il 6 e l'8% di A2A, si verrebbero a creare notevoli problemi di carattere statutario. Senza

nergia elettrica⁷¹, e l'ampliamento dell'ambito territoriale di operatività del servizio ambientale sia a livello nazionale che internazionale, mediante lo sfruttamento dell'eccellenza tecnologica⁷². Infine, restano da segnalare due importanti acquisizioni del gruppo A2A avvenute recentemente. La prima, a livello internazionale, è frutto dell'accordo – stipulato il 29 maggio 2008 con Cofathec Sas, filiale del Gruppo Gaz de France – per l'acquisto del 100% del capitale di Cofathec Coriance Sas, società operante in Francia nel settore del teleriscaldamento e della produzione di energia elettrica da centrali di cogenerazione⁷³. La seconda è conseguenza dell'accordo – siglato il 30 settembre 2008 – per l'ingresso nel gruppo A2A di Aspem, società attiva nei servizi pubblici locali nella città di Varese ed in altri comuni della Provincia di Varese⁷⁴. Tali accordi confermano la tendenza verso il consolidamento nel *core business* e la crescita dimensionale del gruppo, fattore critico imprescindibile per sopravvivere e competere nel nuovo contesto competitivo del mercato energetico europeo.

Gettando uno sguardo all'Europa nel suo complesso, risulta evidente che la strategia di focalizzazione sul *core business* è un fenomeno di ampia portata, che ha coinvolto tutte le *local utility* operanti nel settore energetico. Si osserva, infatti, una tendenza generale verso il consolidamento delle attività svolte nel settore dell'energia elettrica e il contemporaneo sviluppo dell'operatività nel settore del gas naturale, mediante l'integrazione a monte e a valle in entrambi i *business* energetici.

In questo contesto, l'esperienza più significativa è senza ombra di dubbio quella di Iberdrola, che, attraverso un processo di concentrazione nel settore dell'energia, in soli sette anni si è tramutata da *local utility*, attiva nel mercato spagnolo dell'energia elettrica, a *world player*, in grado di competere alla pari con le grandi *energy company*, *ex incumbent* del settore energetico europeo⁷⁵.

contare che l'equilibrio in A2A è già precario, come hanno dimostrato le difficili trattative per la fusione tra i Comuni di Milano e Brescia. I due enti locali hanno infatti complessivamente il 55% del capitale di A2A e per statuto non possono scendere sotto il 50% più due azioni della società. Di fatto, quindi, le richieste di Stocker sono difficili da esaudire a meno di un'improbabile modifica statutaria. Piuttosto, si potrebbe procedere al pagamento in contanti di circa la metà della partecipazione detenuta in Delmi da Sel, Dolomiti Energia ed Enia, mentre il concambio con azioni A2A potrebbe riguardare soltanto il restante 50% delle quote. In questo caso, però, i tre soci industriali di Delmi (i tre azionisti finanziari verrebbero liquidati interamente in contanti) verrebbero a detenere una partecipazione in A2A ben inferiore rispetto al 6-8% ipotizzato da Stocker. Quindi il progetto di incorporazione è stato rinviato a data da definire.

⁷¹ A2A è presente nel mercato della vendita di energia all'ingrosso non solo in Italia ma anche all'estero, in particolare in Francia, Svizzera, Germania, Austria, Slovenia e Grecia.

⁷² Il gruppo A2A è intenzionato a sfruttare l'eccellenza tecnologica raggiunta nel settore dello smaltimento dei rifiuti in campo internazionale. I principali mercati di sbocco, in cui sono stati già avviati progetti di costruzione di impianti di smaltimento dei rifiuti innovativi, sono Gran Bretagna, Stati Uniti, Spagna e Grecia.

⁷³ La cessione di Cofathec Coriance rientra nell'ambito delle disposizioni imposte dalla Commissione Europea per autorizzare la fusione tra Gaz de France e Suez (che detiene in Francia, attraverso Elyo, una quota rilevante del settore del teleriscaldamento). Il *closing* dell'operazione, subordinato all'ottenimento delle necessarie autorizzazioni da parte del governo e dell'autorità *antitrust* francesi, è stato ottenuto nel corso del 2008.

⁷⁴ L'accordo prevede che A2A acquisisca il 90% del capitale di Aspem, che controlla il 100% di Aspem Gas ed a cui sarà trasferito, mediante scissione, prima del *closing* il 90% di Varese Risorse. Aspem detiene inoltre il 33% del capitale sociale di Prealpi Servizi. Il Comune di Varese continuerà a mantenere il 9,7% circa di Aspem ed il 10% di Varese Risorse; la residua partecipazione nel capitale di Aspem SpA è detenuta da altri comuni della Provincia di Varese.

⁷⁵ Un dato che può dare rapidamente la misura del fenomeno è la capitalizzazione di borsa, infatti il primo gennaio 2001 Iberdrola si collocava, rispetto alle altre *energy company* europee, al diciannovesimo posto, con

Per Iberdrola sono stati e continuano ad essere decisivi due capisaldi. Da una parte, la tutela dell'ambiente e lo sviluppo sostenibile e, dall'altra, il perseguimento di un'espansione a livello internazionale. La strategia perseguita da Iberdrola è dunque incentrata sulla crescita nel *core business* (generazione, distribuzione e fornitura di energia elettrica e gas naturale); sull'internazionalizzazione; ed il miglioramento dell'efficienza operativa. Per consolidare la propria posizione nel settore energetico, Iberdrola ha quindi puntato sull'aumento della capacità produttiva installata (raddoppiata nel corso di cinque anni), sullo sviluppo delle energie rinnovabili (ove è *leader* a livello europeo e mondiale) e sulla diversificazione del *business* verso la generazione elettrica (per ridurre il *gap* esistente tra distribuzione e generazione di energia elettrica).

Al fine di raggiungere questi obiettivi, il gruppo ha attuato un programma di investimenti nella generazione di energia elettrica (mediante la costruzione di impianti a ciclo combinato in Spagna) e nelle energie rinnovabili⁷⁶ (mediante una fitta campagna di acquisizioni e *partnership* sia in Spagna sia nel resto del mondo) accompagnato dal rafforzamento delle infrastrutture di distribuzione (soprattutto nelle regioni spagnole della Andalusia, Catalogna, Galizia e delle isole Baleari) e dalla promozione dello sviluppo tecnologico e dell'innovazione. Inoltre, a partire dal 2002, Iberdrola ha attuato una strategia di disinvestimento delle attività *non core* e delle partecipazioni detenute in America Latina⁷⁷.

Nel prossimo triennio (2008-2010) Iberdrola continuerà il percorso strategico già avviato verso il consolidamento nel *core business* dell'energia, soprattutto mediante l'aumento della capacità di generazione in Nord America e lo sviluppo delle energie rinnovabili. Inoltre, il gruppo ha pianificato la dismissione di ulteriori investimenti in attività *non core* per un ammontare complessivo di 3 miliardi di euro. Infine, Iberdrola mantiene una rilevante attività in settori *non-energy*, quali quello ingegneristico ed immobiliare, tuttavia correlati al settore

una capitalizzazione pari a 12 miliardi di euro, mentre, al 31 dicembre 2007, Iberdrola risulta essere la quarta *energy company* europea – dietro solo ad Edf, E.On e Gas de France Suez – con una capitalizzazione di circa 55 miliardi di euro.

⁷⁶ È del 13 giugno 2008 la notizia dell'accordo tra Iberdrola Renovables, la divisione "verde" dell'omonimo gruppo spagnolo, e Gamesa, altra società spagnola *leader* nel settore delle energie rinnovabili (che rientra, tra l'altro, tra le società collegate del gruppo Iberdrola), per la fornitura – nel periodo 2010-2012 – da parte di Gamesa a Iberdrola Renovables di turbine per un totale di 4.500 MW ed un investimento complessivo di 6,3 miliardi di euro. Gli aerogeneratori – rivela la nota di Iberdrola – saranno impiegati nei progetti della società in Spagna e nel resto d'Europa (anche in Italia), negli Stati Uniti e in Messico. Iberdrola Renovables e Gamesa hanno anche avviato una *partnership* per sviluppare insieme progetti eolici: a questo scopo costituiranno due società, una per la Spagna e l'altra per le operazioni all'estero. La prima sarà partecipata al 77% da Iberdrola e al 23% da Gamesa, nella seconda, invece, le due compagnie avranno rispettivamente il 76% e il 24%. Gamesa potrà in seguito incrementare la sua partecipazione nella società spagnola di un ulteriore 32%, in funzione del numero di megawatt addizionali installati in seguito all'entrata in vigore dell'accordo (soggetto ora all'autorizzazione delle autorità pertinenti), ma avrà anche opzione di cedere le sue partecipazioni a Iberdrola. Inoltre, Gamesa venderà a quest'ultima i suoi progetti eolici nel Regno Unito, Messico e Repubblica Dominicana per un totale di 940 MW al prezzo di 65 milioni di euro. Iberdrola Renovables, *leader* mondiale nel 2007 per installazioni eoliche, fa sapere nella nota trimestrale anche che al primo trimestre la sua capacità installata ha raggiunto 8.164 MW. Nei prossimi due anni, inoltre, prevede investimenti in fonti pulite per 8,6 miliardi di euro per raggiungere il suo *target* di 13,6 GW di potenza nel 2010.

⁷⁷ Tra le attività *non core* cedute nel biennio 2002-2003 risultano esservi le partecipazioni detenute in Spagna nel settore *real estate* e in quello delle telecomunicazioni, le attività di gestione della rete di trasmissione elettrica spagnola, la fornitura del servizio idrico integrato in Cile ed Uruguay, e la distribuzione di gas in Brasile e Colombia, per un ammontare complessivo di circa 2 miliardi di euro.

energetico. In particolare, il potenziamento delle attività nell'ingegneria e costruzioni è finalizzata allo sviluppo delle infrastrutture di rete e della generazione elettrica, ottenuta sia da fonti pulite (rinnovabili e nucleare) sia da fonti tradizionali (carbone, gas e petrolio).

D'altro canto la liberalizzazione del mercato e l'aumento della concorrenza nel settore dei servizi di pubblica utilità sono i principali fattori ambientali che hanno spinto anche il gruppo Union Fenosa ad intraprendere un percorso di profonda trasformazione, orientato al riposizionamento strategico del gruppo all'interno dello scenario economico internazionale, e specificamente nel settore dei servizi energetici. Infatti il nuovo piano industriale del gruppo ha previsto una concentrazione delle attività del gruppo nel settore dell'energia elettrica e del gas naturale, mediante lo sviluppo della capacità di generazione elettrica e della capacità di importazione del gas naturale⁷⁸ da un lato, e la dismissione degli investimenti non strategici⁷⁹ dall'altro lato. Questa linea strategica è stata affiancata dalla ricerca di un recupero di efficienza produttiva, perseguita attraverso la riduzione dei costi di produzione, lo sviluppo delle sinergie tra gas naturale ed energia elettrica, nonché mediante il potenziamento e la diffusione dell'innovazione tecnologica⁸⁰.

La liberalizzazione del mercato europeo dell'energia ha portato un aumento della competitività all'interno del settore energetico anche in Germania. In questo nuovo contesto competitivo, caratterizzato da forti cambiamenti, il gruppo EnBW ha intrapreso una strategia di focalizzazione sul *core business*, attraverso il consolidamento della propria presenza in tutti i segmenti della filiera elettrica, la diversificazione nel settore del gas naturale e lo sviluppo dei servizi di *energy & environmental management*, in un'ottica generale di creazione di valore.

Gli elementi principali della strategia seguita dal gruppo EnBW possono essere sintetizzati nelle seguenti linee d'azione (illustrate nella Tavola 4.19 di seguito riportata):

⁷⁸ Già dal 2003 Union Fenosa ha avviato numerosi progetti per la costruzione di nuovi impianti di generazione elettrica a ciclo combinato, localizzati sia in Spagna sia in America Latina, che alla fine del 2007 risultavano essere già in funzione. I principali investimenti sono stati concentrati in Andalusia (Palos de la Frontera e San Roque), Castiglia (Toledo e Sagunto-Reganosa) e Galizia (Sabon) – per quanto riguarda la Spagna – ed in Messico (Tuxpan e Naco Nogales). Inoltre il gruppo ha effettuato cospicui investimenti nel settore del gas liquefatto (LGN), ed oggi possiede rilevanti partecipazioni nella società Segas (80%), proprietaria dell'impianto LGN a Damietta (Egitto) e il 7,36% della società che possiede uno dei principali impianti di gas liquefatto in Oman (quello di Qalhat). Infine, per il quadriennio 2008-2011, il gruppo ha previsto un ulteriore sviluppo ed ampliamento degli impianti di generazione a ciclo combinato già realizzati, il potenziamento delle energie rinnovabili e il mantenimento della capacità di generazione ottenuta dal carbone. Infatti, nonostante le nuove indicazioni energetiche dell'Unione Europea, orientate al risparmio energetico e allo sviluppo dell'energia pulita, il carbone resta ancora una scelta economicamente conveniente per Union Fenosa, anche in ragione delle sinergie ottenibili dall'integrazione a monte, nella fase di estrazione della materia prima, grazie alle miniere di carbone possedute dal gruppo in Sud Africa.

⁷⁹ Union Fenosa ha dismesso, oltre alle principali partecipazioni nel settore delle telecomunicazioni (Auna), diverse partecipazioni nella Repubblica Dominicana, nel settore *real estate*, nel settore idrico inglese (con la cessione di Cambridge Water) e in quello aeroportuale, per un ammontare complessivo di 2,3 milioni di euro. Queste operazioni hanno inoltre consentito ad Union Fenosa di migliorare la composizione del capitale, riducendo notevolmente l'esposizione debitoria e ripristinando l'equilibrio tra le fonti di finanziamento.

⁸⁰ Per l'innovazione tecnologica del gruppo appare strategica la partecipazione in Indra, la multinazionale spagnola *leader* nel settore dell'*information technology*, che – in un'ottica di riorganizzazione complessiva di Union Fenosa – ha inglobato, nel 2007, Soluziona, la principale società di consulenza informatica del gruppo.

- 1) la concentrazione nel *core business* energetico, attraverso la focalizzazione delle attività del gruppo nel settore energetico – sia lungo la filiera elettrica sia lungo quella del gas naturale – e nel settore della raccolta, riciclaggio e smaltimento dei rifiuti⁸¹;
- 2) il raggiungimento della *leadership* nell'innovazione di processo e nel *marketing* all'interno del settore energetico⁸²;
- 3) il rafforzamento della relazione con i clienti finali;
- 4) l'espansione dell'attività svolta nel campo dell'energia al fine di consolidare la posizione strategica raggiunta nel mercato energetico in Germania⁸³, ed accrescere la propria posizione in Europa⁸⁴.

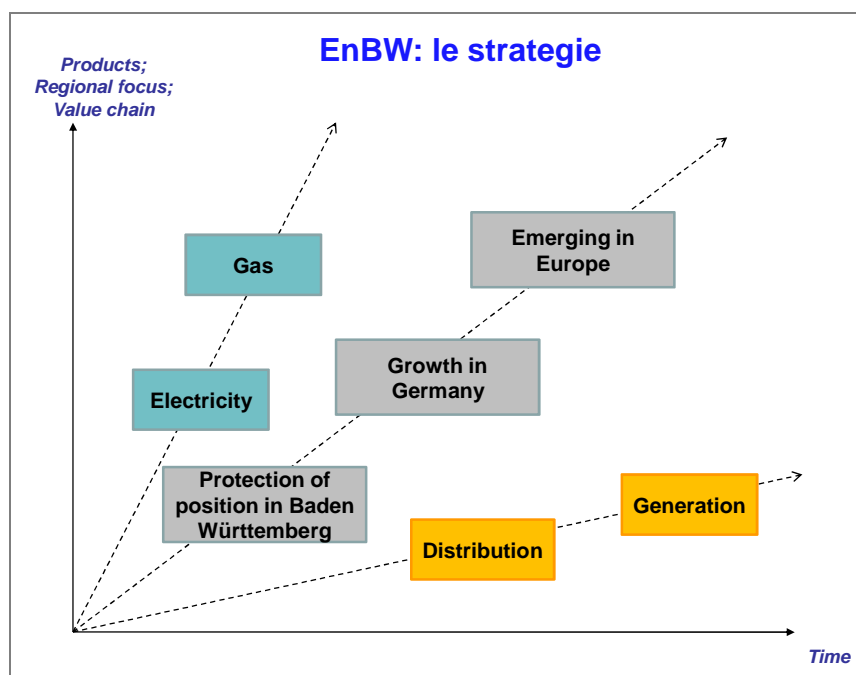
⁸¹ In questi settori il gruppo EnBW ha intenzione di consolidare l'attuale posizionamento strategico con nuovi investimenti industriali e con nuove acquisizioni che aumenteranno il valore aggiunto del gruppo, inoltre, nel medio termine, è prevista la dismissione di tutte le attività *non core*.

⁸² EnBW ha alimentato la competizione con nuove idee e prodotti innovativi. L'esempio più eclatante dell'approccio del gruppo di fronte all'aumento della concorrenzialità del mercato energetico è l'introduzione e la divulgazione di *Yello Strom*, che oggi è il marchio dell'energia elettrica più conosciuto in tutta la Germania. Il marchio *Yello Strom* ha infatti saputo materializzare un prodotto invisibile e intangibile dandogli un nome, una forma ed un colore, con largo anticipo rispetto ai concorrenti. EnBW ha infatti avviato la promozione del marchio nel 1999. *Yello Strom* si presenta oggi con un'immagine innovativa, che costituisce un vero e proprio "*lifestyle*", capace di conquistare nuovi clienti anche al di fuori della Germania, come dimostra l'esperienza svedese (avviata nel 2007). Per EnBW, quindi, il marchio costituisce uno dei più importanti vantaggi competitivi del gruppo, inoltre EnBW è l'unico fornitore di energia tedesco che adotta una strategia multimarca. Ogni marca ha, infatti, un ruolo ben definito ed un proprio *target* di clienti. Accanto a *Yello Strom*, che è il marchio delle utenze domestiche, si trova il marchio *Watt* che serve le piccole e medie imprese. Infine, la marca *NaturEnergie* serve i clienti che ricevono elettricità generata da centrali idroelettriche, attraverso tale marca viene quindi sostenuto l'utilizzo di fonti di energia rinnovabile.

⁸³ Il gruppo EnBW è l'impresa *leader* del mercato nella fornitura di energia elettrica ai consumatori finali nella regione tedesca del Baden-Württemberg, che è una delle aree economicamente più attraenti in Europa. In questo ambito EnBW ha intenzione di consolidare la posizione dominante raggiunta ampliando la gamma di servizi di pubblica utilità offerti. Infatti il gruppo vuole espandere la propria attività entrando nel mercato del gas naturale e nel settore idrico, che considera settori altamente strategici. A tal fine EnBW si sta muovendo per stabilire alleanze e *partnership* con imprese municipalizzate, ed altri fornitori locali e regionali di servizi di pubblica utilità. Inoltre, il gruppo sta espandendo la propria attività nel settore energetico anche nel resto della Germania, con particolare attenzione alle regioni del Reno-Westfalia e della Sassonia. Un'operazione importante, nell'ottica di espansione nel mercato nazionale, è stata l'acquisizione del controllo della Neckarwerke Stuttgart AG (Nws), società di distribuzione di gas, acqua ed energia elettrica di Stoccarda, avvenuta nel marzo 2002. In questo contesto assume nuovi connotati anche l'accordo con Eni – stipulato il 28 giugno 2002 – per la costituzione di una società partecipata pariteticamente da entrambi i gruppi e che detiene il controllo della GVS (Gasversorgung Süd Deutschland GmbH), una delle più importanti società di trasporto e vendita di gas in Germania. Inoltre, nel 2004 il gruppo EnBW ed il gruppo E.On hanno concordato l'acquisizione del 15,1% della Mannheimer Energieunternehmen MVV, il più grande *network* di municipalizzate tedesche, quotato in borsa. Nel biennio 2006-2007, invece, al centro della campagna di acquisizioni di EnBW vi è stata la strategia di diversificazione nel settore del gas naturale, finalizzata ad ampliare la capacità di approvvigionamento del gruppo nonché la base di clienti serviti in Germania.

⁸⁴ Infatti oggi EnBW è il terzo operatore energetico del mercato tedesco, che fornisce servizi energetici e servizi *energy-related* sia in territorio nazionale (nella regione del Baden-Württemberg) sia a livello internazionale, con particolare riferimento ai paesi limitrofi dell'Europa centrale e sud-orientale, ovvero Svizzera, Austria, Ungheria, Repubblica Ceca e Polonia.

TAVOLA 4.19 – Le linee d'azione del gruppo EnBW



Fonte: EnBW, 2008

4.5.3 DIVERSIFICAZIONE ED ADOZIONE DEL MODELLO MULTIUTILITY

In questa seconda fase, oltre a processi di consolidamento del *core business*, alcune *local utility* hanno adottato con successo la strategia di diversificazione del *business*, seguendo una logica *multiutility* strettamente legata alle sinergie tecnico-industriali. A tale proposito, il caso del gruppo Hera è particolarmente significativo. Infatti il gruppo nasce nel 2002, dall'aggregazione delle attività di oltre 130 Comuni, situati in Emilia Romagna e nelle Marche, con la finalità di gestire i servizi pubblici locali. Il modello Hera, che può essere definito “aggregazione per condivisione”, è unico nel panorama delle *public utility* italiane, poiché riunisce in sé più di mille gestori, ed ha l'aspetto di una confederazione. Il segreto del suo successo risiede infatti nella capacità di unificazione dell'organizzazione e delle varie funzioni aziendali, oltre che le tipologie dei servizi offerti. In particolare, il portafoglio *multibusiness* del gruppo è suddiviso equamente tra servizi gestiti in “regime concessorio”, come il servizio idrico integrato, la raccolta e smaltimento dei rifiuti urbani, la distribuzione di gas metano e di energia elettrica, la gestione del teleriscaldamento, e servizi gestiti in situazione di “libera concorrenza”, come la vendita di gas metano ed energia elettrica, lo smaltimento di rifiuti speciali e industriali e l'illuminazione pubblica.

Il gruppo Hera ha adottato una strategia di sviluppo, attraverso modalità di crescita sia interne sia esterne. La crescita interna è stata perseguita attraverso l'espansione del giro d'affari, offrendo un maggior numero di servizi *core* alla clientela esistente – favorendo in tal modo sia la fidelizzazione del cliente sia la redditività del *business* – e mediante l'innalzamento dei livelli di efficienza, attraverso politiche di contenimento dei costi e la riorganizzazione delle attività operative (ricerca di sinergie industriali, realizzazione di nuovi impianti

e sviluppo del fatturato). La crescita esterna, iniziata con la costituzione di Hera, è stata perseguita attraverso il consolidamento del gruppo, effettuato mediante operazioni di fusione e acquisizione di aziende *multiutility* e *monouility*, coinvolgendo società con portafoglio di *business*, cultura e posizione geografica complementari a quelli di Hera. In particolare, nel settore dell'energia Hera ha implementato una strategia di espansione della capacità di generazione elettrica (prevalentemente ottenuta da *partnership* industriali in cui Hera ha acquisito partecipazioni di minoranza), e stipulato contratti pluriennali con fornitori di gas naturale sia nazionali sia esteri⁸⁵. Nonostante Eni costituisca il principale fornitore di gas naturale, il gruppo Hera è fortemente impegnato nella diversificazione delle fonti di approvvigionamento del gas naturale. Per questo motivo sono avviati rapporti commerciali con Sonatrach (principale produttore dell'Algeria) e con Gazprom (principale produttore Russo). Inoltre il gruppo Hera ha oramai consolidato la *joint venture* con il gruppo VNG (attraverso la società FlameEnergy) per importare in Italia gas naturale dal Nord Europa. La strategia di Hera per i prossimi anni prevede, inoltre, la partecipazione a progetti di impianti di rigasificazione (LNG) e di stoccaggio del gas naturale, con la prospettiva di cogliere quelle opportunità che permettono l'aumento dell'autonomia negli approvvigionamenti.

Nel prossimo futuro, il gruppo Hera intende perseguire un'ulteriore crescita nel *core business* energetico (sia mediante la costruzione di nuovi impianti di generazione a ciclo combinato, sia mediante il miglioramento della qualità dei servizi offerti, sviluppando anche le attività di *cross-selling* tra i servizi di pubblica utilità), migliorare la produttività e l'efficienza operativa, e sviluppare maggiormente la termovalorizzazione in chiave innovativa. Dal punto di vista della crescita esterna, inoltre, Hera costituisce un catalizzatore per l'aggregazione delle principali *local utility* italiane. È, infatti, del 28 maggio 2008 la notizia della firma della lettera d'intenti per l'integrazione societaria ed industriale fra Enìa, Hera e Iride⁸⁶. D'altro canto, non è precluso, in futuro, un ulteriore passo verso l'aggregazione con altre *local utility* italiane, ovvero Acea, e, al limite, anche A2A.

Un altro esempio di impresa diversificata è rappresentato dal gruppo Iride, che nasce il 31 ottobre 2006 dalla fusione per incorporazione di Amga Genova in Aem Torino, e si pone sul mercato come *multiutility* integrata nella fornitura di energia ed acqua nelle regioni italiane del Nord-Est. Il nuovo gruppo è articolato in una *holding* quotata – Iride SpA – presente nella filiera energetica integrata, nel settore idrico e nel settore dei servizi *energy-related*

⁸⁵ La vocazione internazionale di Hera si rintraccia nell'accordo stipulato, in data 21 febbraio 2005, con VNG – Verbundnetz Gas AG – di Lipsia, in occasione della firma di un nuovo contratto di fornitura di gas naturale, per costituire una società paritetica per il commercio del gas metano in grado di sviluppare il *trading* sul mercato dell'energia in Europa.

⁸⁶ La lettera di intenti, sottoscritta dai vertici di Enìa, di Hera e di Iride, è finalizzata alla realizzazione di un progetto che prevede una completa integrazione industriale e societaria di grande valenza strategica. Il progetto consentirà di costituire il primo gruppo in Italia con copertura multiregionale e con un ruolo primario nel mercato nazionale dei servizi pubblici. Con la conclusione del progetto di integrazione societaria potrà nascere la prima *local utility* italiana, con oltre 5 miliardi di euro di capitalizzazione, più di 11.000 dipendenti e un bacino di circa 6 milioni di cittadini serviti. La nuova realtà sarà il primo operatore italiano nei servizi ambientali con oltre 5,3 milioni di tonnellate di rifiuti trattati e *leader* nazionale nelle attività di teleriscaldamento, con circa 2.400 GWh venduti, il secondo per acqua immessa in rete, con 450 milioni di metri cubi, il terzo nel gas, con 6 miliardi di metri cubi venduti, e tra i primi operatori nella produzione, con oltre 2.500 MW di potenza installata, e nella vendita di energia elettrica con circa 20 TWh.

attraverso le seguenti società operative: Iride Energia SpA; Iride Servizi SpA; Iride Mercato SpA ed Iride Acqua Gas SpA. La fusione tra Aem Torino e Amga Genova rappresenta quindi la modalità di attuazione della strategia di consolidamento del *core business* che è uno *step* obbligato del percorso di crescita delle piccole imprese di pubblica utilità, finalizzato al raggiungimento di una massa critica adeguata, che consenta alla *local utility* di competere liberamente sul mercato energetico europeo. Il piano di sviluppo strategico del gruppo Iride per il prossimo quinquennio (2008-2012), prosegue sulla scia del percorso avviato alla fine del 2006 con la fusione tra Amga Genova ed Aem Torino, e si muove per linee di crescita interne lungo le seguenti principali direttrici: aumento dell'indipendenza nelle forniture di gas naturale⁸⁷, incremento della capacità di generazione elettrica e sviluppo dell'attività di *trading* sul mercato libero nel settore energetico. Nel settore idrico, Iride ha perseguito una strategia di consolidamento e sviluppo della propria presenza nel settore mediante l'estensione della rete idrica genovese e l'ammmodernamento degli impianti. Parallelamente Iride sta perseguendo l'espansione in altri ambiti territoriali in cui il *partner* industriale è scelto tramite gara, come nel caso dell'ATO Palermo⁸⁸.

4.5.4 INTERNAZIONALIZZAZIONE

Infine è possibile rintracciare nelle strategie adottate dalle *local utility* europee una tendenza verso l'internazionalizzazione. L'*espansione internazionale*, che si realizza attraverso l'acquisizione di altre società operanti nella generazione o nella distribuzione (integrazione verticale) in mercati considerati particolarmente profittevoli o comunque vicini alla propria area di *business*, è finalizzata all'ottenimento di margini, nei mercati con prezzi medi più elevati, fino a quando l'effetto competitivo non riduca il costo medio di produzione. Questi ultimi anni sono ricchi di esempi di acquisizioni, comunque gli operatori più attivi sono quelli più grandi, i quali acquisiscono tendenzialmente operatori di medio-piccola dimensione, dotati di minore forza finanziaria.

⁸⁷ Il gruppo Iride, in *joint venture* con Endesa Europa (ora acquisita da E.On), partecipa alla realizzazione del terminale di rigassificazione OLT Off-shore di Livorno, che è un'iniziativa che si affianca alla ricerca di nuove fonti di approvvigionamento sul mercato internazionale (come ad esempio la partecipazione al consorzio d'acquisto Plurugas). Inoltre, nel marzo 2007, ha siglato un accordo con Sorgenia e Lng Med Gas Terminal (gruppo CrossNet) per partecipare al progetto di sviluppo di un terminale di rigassificazione a Gioia Tauro (Calabria) con una capacità di rigassificazione di 12 miliardi di metri cubi annui. Infine, il 25 settembre 2008 il gruppo Iride ha stipulato, insieme ad A2A, un accordo con due società del gruppo Gazprom (Gazprom Export e Zmb) per la creazione di una *joint venture* che opererà sul mercato italiano del gas naturale. Contestualmente è stato sottoscritto con il colosso russo del gas, Gazprom, un contratto a lungo termine di fornitura di gas naturale alla *joint venture*. Il contratto di fornitura di gas prevede inizialmente volumi annui pari a circa 900 milioni di metri cubi, destinati potenzialmente a crescere. Il contratto ha decorrenza dal primo ottobre 2008 e durata fino al 2022, con possibile estensione per ulteriori 5 anni. L'accordo di *joint venture* delinea il processo contrattuale che porterà A2A e Iride a creare un veicolo societario (70% A2A e 30% Iride), il quale a sua volta sarà il *partner* al 50% del gruppo Gazprom nella *joint venture*, che opererà direttamente sul mercato finale del gas naturale italiano.

⁸⁸ La caposettore IRIDE Acqua Gas, tramite le tre società operative controllate Mediterranea delle Acque, Am.Ter e Idro-Tigullio, si occupa della gestione dei servizi idrici nella Provincia Genovese, servendo circa 950.000 abitanti. Inoltre, nel 2007 vi è stata l'aggiudicazione definitiva ad Acque Potabili Siciliane, controllata tramite SAP, della gestione trentennale del servizio idrico integrato nella provincia di Palermo (82 Comuni, 1,2 milioni di abitanti).

In questo senso, vi è una notevole differenza di comportamento tra le *local utility* italiane e le altre *local utility* europee prese in considerazione in questa analisi. Infatti Iberdrola, Union Fenosa, ed in minima parte anche EnBW, hanno attuato una politica aggressiva di espansione orientata verso l'internazionalizzazione, e finalizzata alla conquista di nuovi mercati geografici in Europa ed anche in altri continenti, tra cui spiccano gli Stati Uniti e l'America Latina. In Italia, invece, dopo un primo tentativo di espansione dei servizi offerti dalle *local utility* in nuovi mercati geografici⁸⁹ – attuato soprattutto sulla scia dei grandi *player* nazionali ed internazionali – si riscontra, oggi, una timida tendenza verso l'internazionalizzazione in nuovi mercati geografici, guidata principalmente dalla necessità di approvvigionamento di gas naturale⁹⁰. Le *partnership* tra le *local utility* italiane ed i grandi *player* internazionali, più che ad una consapevole strategia di internazionalizzazione delle *local utility* sembrano quindi rispondere ad una logica di penetrazione nel mercato energetico italiano da parte dei grandi *incumbent* esteri, che hanno trovato nelle *public utility* locali un valido *partner* finanziario⁹¹.

Come già accennato, tale sorte non accomuna le *local utility* italiane alle altre *local utility* europee. Nel caso di Iberdrola, la strategia di internazionalizzazione ha costituito uno dei tre cardini del piano strategico, insieme al consolidamento nel *core business* e al recupero di efficienza. Infatti negli ultimi 5 anni Iberdrola ha tessuto un'intricata ragnatela di *partnership*, acquisizioni ed alleanze al fine di accrescere la propria presenza in campo internazionale. In questo quadro, assume un particolare rilievo la fusione per acquisizione della britannica Scottish Power⁹² – avviata nel novembre del 2006 e conclusasi nell'aprile 2007 – che ha dato vita al quarto polo europeo nel settore dell'energia⁹³. L'integrazione con Scottish Power

⁸⁹ Per esempio, Acea di Roma ha tentato di internazionalizzarsi, attraverso una strategia di crescita all'estero nel settore idrico, acquisendo la gestione del servizio idrico integrato in alcuni paesi dell'America Latina (Perù, Honduras, Repubblica Dominicana) e in Armenia. Aem Milano, prima di fondersi con Asm Brescia e Amsa Bergamo aveva provato una strategia di internazionalizzazione nei paesi dell'Europa dell'Est, principalmente Slovenia e Russia. Anche Amga Genova, prima della fusione con Aem Torino, è andata in Albania, Slovenia e Russia. Hera, invece, ha cercato di espandersi in Austria e Slovacchia.

⁹⁰ In questa direzione si inseriscono anche i consorzi d'acquisto come Plurigas, Blugas o Prometeo, che si affacciano sul mercato internazionale del gas naturale, per sopperire alla carenza, nel panorama italiano, di fornitori di gas naturale diversi dall'operatore dominante, ossia Eni.

⁹¹ Per una più approfondita ricostruzione delle strategie di internazionalizzazione delle *local utility* si rimanda a quanto già descritto nel saggio di POGGESI S., "L'internazionalizzazione delle aziende italiane di servizi di pubblica utilità locali: problematiche e prospettive", in R. CAFFERATA (2008), a cura di, *L'Impresa Pubblica nell'Unione Europea*, Aracne, Roma.

⁹² Scottish Power si occupa della trasmissione di energia elettrica nel Regno Unito, della fornitura di energia elettrica e di gas ai clienti all'ingrosso e *retail* in Gran Bretagna, e dell'attività di stoccaggio di gas nel Regno Unito, in Irlanda e nel Nord America. Scottish Power, creata nel 1991, nel 1999 è diventata una società per azioni ed ha successivamente sviluppato la propria crescita attraverso una serie di acquisizioni strategiche. Attualmente ha tre divisioni: Energia reti (UK), Energia all'ingrosso e al dettaglio (UK) e PPM energia (Canada). Le attività del settore eolico localizzate in Gran Bretagna e Nord America sono state invece trasferite a Iberdrola Renewables.

⁹³ Il disegno strategico e industriale dell'operazione di integrazione si fonda sui seguenti fattori:

– *Crescita dimensionale*: con l'acquisto del quinto operatore elettrico del Regno Unito, Iberdrola fa un importante passo avanti per quanto concerne le dimensioni nel proprio *business* di base, tanto in capacità di generazione convenzionale (aumenta di un 17%) quanto in numero di clienti (aumenta del 18%). L'apporto più importante proviene dall'area delle rinnovabili con un incremento della capacità installata operativa del 48%,

ha anche cambiato l'impronta geografica di Iberdrola, che diventa la prima piattaforma energetica dell'Atlantico. Difatti, il nuovo gruppo è principalmente attivo in Spagna, Regno Unito, Stati Uniti, Messico ed America Latina (Brasile e Guatemala). Nella strategia di internazionalizzazione di Iberdrola rientrano anche l'ingresso nel mercato polacco, con l'acquisizione di MVV Eternegy Polka, diventata poi Iberdrola Energía Odnawialna, e l'acquisizione di quattro parchi eolici nelle province di Komárom-Esztergom e Vas – in Ungheria – dalla società nazionale Callis, principale operatore eolico in questo paese. Altra operazione importante per lo sviluppo delle energie rinnovabili in Europa è stata quella conclusa da Iberdrola con il gruppo energetico italiano Api⁹⁴. Infine, il 10 settembre 2008 Iberdrola ha accettato le condizioni imposte dalle autorità dello stato di New York per l'acquisizione dell'americana Energy East⁹⁵, che è stata completata il 17 settembre 2008. Tale acquisizione si inserisce nel piano strategico del gruppo per rafforzare l'espansione territoriale, soprattutto nel mercato nord-americano⁹⁶, poiché gli Stati Uniti rappresentano un'importante opportunità per la crescita del gruppo nel settore dell'energia eolica e per il rafforzamento della piattaforma energetica atlantica.

Anche il gruppo Union Fenosa non ha tralasciato l'attuazione di una strategia di internazionalizzazione, anzi, ha adottato una politica di espansione a livello internazionale molto aggressiva, infatti nel giro di pochi anni ha esteso il proprio *business* in molti altri paesi, ed in diversi continenti. Attualmente il gruppo è presente nella generazione e nella distribuzione di energia elettrica e gas naturale in 14 paesi, soprattutto in Spagna ed America Latina⁹⁷. Nel prossimo futuro Union Fenosa è intenzionata a consolidare la propria posizione strategica, dedicandosi soprattutto alla crescita della capacità di generazione elettrica, al bilanciamento delle fonti energetiche, al consolidamento della distribuzione nel mercato domestico

consolidando così la sua qualità di *leader* nell'energia eolica a livello mondiale ed aprendo un'importante breccia rispetto ai suoi maggiori competitori.

– *Espansione in nuovi mercati*: Scottish Power apporta capacità eolica che è ubicata negli Stati Uniti (1.600 MW) e nel Regno Unito (281 MW), due mercati con maggiore potenziale di crescita maggiore e che consentono a Iberdrola di avanzare nella sua strategia di internazionalizzazione dell'eolico. Il gruppo dispone, inoltre, di ottime prospettive di crescita nel settore del gas naturale, grazie alla capacità di stoccaggio di Scottish Power nel Regno Unito e gli Stati Uniti.

– *Riduzione dei costi*: il contributo positivo proviene dalla possibilità di ottenere sinergie, tanto per quanto attiene il contenimento dei costi operativi quanto nel risparmio nei costi di investimento.

– *Diversificazione dei rischi*: con l'integrazione di Scottish Power, Iberdrola raggiunge un alto grado di diversificazione delle attività, riducendo in misura importante la sua esposizione al mercato domestico.

⁹⁴ L'accordo, siglato nell'aprile del 2007, prevede l'acquisizione da parte di Iberdrola del 50% della società Società Energie Rinnovabili (Ser), *joint venture* controllata da Api Nova Energia, con l'obiettivo di sviluppare 350 MW di energia eolica in Italia.

⁹⁵ Energy East, è una delle principali *local utility* statunitensi, che assicura il servizio di fornitura di energia elettrica in diversi stati americani del Nord Est. Il 98% delle attività di Energy East si concentra nei servizi di pubblica utilità regolamentati. Le principali società operative controllate dal gruppo sono New York State Electric and Gas, Rochester Gas and Electric, Central Maine Power, Southern Connecticut Gas, Connecticut Natural Gas and Berkshire Gas.

⁹⁶ Negli Stati Uniti, infatti, la domanda di energia continua a crescere ad un ritmo moderato ma costante (il che riduce il rischio su questo mercato), inoltre le energie rinnovabili, settore in cui il gruppo è *leader* mondiale, hanno eccellenti prospettive di crescita e godono di incentivi fiscali.

⁹⁷ Si fa riferimento agli investimenti in Messico, Repubblica Dominicana, Colombia, Nicaragua, Guatemala, Panama, e Costa Rica. Altri investimenti sono stati compiuti in Moldova, in Sud Africa ed in Kenya.

dell'energia elettrica e del gas al rafforzamento della presenza nella filiera del gas naturale⁹⁸, al miglioramento dell'efficienza operativa ed, infine, allo sviluppo degli investimenti internazionali.

Nel caso di EnBW, la strategia di internazionalizzazione è stata duplice, da un lato espansiva verso l'estero, dall'altro lato, invece, è stata un'internazionalizzazione (passiva) in entrata, mediante l'acquisizione di una partecipazione di maggioranza nel capitale di EnBW da parte del colosso francese Edf. In questo senso, la situazione della *local utility* tedesca, rispetto alle altre *local utility* europee, si avvicina di più alle sorti delle *local utility* italiane. Infatti il gruppo EnBW è coinvolto, tramite *partnership*, nella fornitura di energia elettrica e gas naturale in diversi paesi dell'Europa centro-orientale (Polonia, Repubblica Ceca, Austria, Svizzera ed Ungheria), tuttavia la *partnership* instaurata con Edf costituisce, in via principale, lo strumento per la penetrazione dell'*incumbent* francese nel mercato energetico tedesco, ed in ultima analisi, nell'Europa centro-orientale.

Le *performance* derivanti dall'attuazione dei comportamenti strategici descritti sembrano generare una serie di effetti, quali la riduzione e il controllo dei costi (*cost cutting*), necessari non solo a fini competitivi ma anche per il rispetto, nel caso dell'energia elettrica e del gas naturale, delle risoluzioni delle *authority* di settore; la riallocazione delle risorse finanziarie, con la conseguente creazione e gestione di un portafoglio diversificato di *business* (prevalentemente concentrato nel settore dell'energia); e la ricerca di un più stabile equilibrio economico-patrimoniale anche attraverso un più esteso ricorso a nuovi capitali raccolti a titolo di debito e/o di rischio.

A tal proposito, è bene ricordare che il presupposto alla base dell'attuale modello di gestione dei servizi di pubblica utilità promosso dall'Unione Europea è costituito dal corretto funzionamento del mercato, che garantisce l'efficacia segnaletica del profitto dell'impresa di pubblica utilità quale espressione di una gestione efficace ed efficiente dei servizi pubblici. È evidente che, se il mercato concorrenziale non funziona correttamente, non è detto che il profitto segnali l'efficacia della gestione aziendale e che l'impresa di pubblica utilità sia in grado di soddisfare, ad un livello adeguato, le attese dei propri *stakeholder* e, *in primis*, degli utenti del servizio offerto.

Nonostante l'avvio della liberalizzazione del mercato e della privatizzazione delle *public utility*, nel settore europeo dei servizi di pubblica utilità si sono registrate spesso evidenze empiriche contrastanti con un effettivo funzionamento del mercato concorrenziale. Gli innumerevoli rapporti della Commissione Europea sullo stato della liberalizzazione dei servizi di pubblica utilità e le indagini, condotte dalla stessa Commissione, oltre che dalle Autorità di regolazione nazionali, sul grado di concorrenza presente nei singoli mercati nazionali e sul mercato europeo, nel suo complesso, hanno mostrato l'esistenza di ostacoli e barriere (legali e di fatto) alla concreta liberalizzazione del mercato e al suo corretto funzionamento.

Affinché le *performance* delle *public utility* corrispondano effettivamente ad una gestione efficace ed efficiente dei servizi pubblici è quindi indispensabile che il mercato funzioni correttamente, e che, nei casi ove non sia possibile, vengano poste in essere misure correttive

⁹⁸ Il settore del gas naturale è considerato dal gruppo Union Fenosa una filiera ad elevata strategicità, ed è proprio in questa ottica che si colloca l'alleanza strategica siglata con il gruppo Eni, che, in questo settore, vanta una lunga esperienza in campo internazionale.

che garantiscano l'effettiva corrispondenza dei risultati economico-finanziari raggiunti delle imprese all'efficacia della gestione, intesa in termini di fissazione dei prezzi praticati e di qualità dei servizi pubblici offerti. In caso contrario, è necessaria un'analisi più approfondita delle *performance* delle *public utility*, ed è auspicabile l'adozione di una maggiore accortezza nella valutazione dell'efficacia complessiva delle stesse.

4.6 I percorsi di sviluppo

Grazie all'analisi condotta nei precedenti paragrafi, in ordine alle principali scelte strategiche adottate dalle principali *local utility* europee, è possibile enucleare tre principali percorsi di sviluppo perseguibili dalle *public utility locali* nel prossimo futuro:

- la prima opzione è “*innovare nella tradizione*”, in cui l'impresa sceglie di valorizzare il proprio radicamento sul territorio, la sua tradizionale capacità di interpretare le aspettative e le esigenze di sviluppo del territorio;
- la seconda possibilità è “*proporsi come impresa marketing oriented*”, in cui l'impresa valorizza la propria vocazione imprenditoriale, ponendosi quindi in una logica di mercato, entrando in nuovi *business* o espandendo la propria attività verso nuovi mercati;
- la terza direttrice è quella di “*proporsi come impresa specializzata anche su scala internazionale*”, in base alla quale un'impresa, che ha già sviluppato punti di eccellenza lungo alcuni stadi della filiera industriale, sceglie di valorizzare, su mercati più ampi, le proprie competenze specialistiche affinate sui territori di origine.

È importante precisare che la formulazione di percorsi di sviluppo alternativi è un'ipotesi guida utile al fine di delineare, nell'economia del presente lavoro, possibili scenari futuri; nella realtà, infatti, si possono riscontrare – e spesso si riscontrano – imprese di pubblica utilità più inclini all'una o all'altra formula, oppure, in alcuni casi, imprese di servizi pubblici che attuano forme di bilanciamento, più o meno riuscito, tra le diverse direttrici presentate⁹⁹.

Questa analisi ha, dunque, lo scopo di approfondire i principali problemi dalla cui soluzione può derivare il successo o l'insuccesso dei processi di cambiamento in atto, di cui le *local utility* sono protagoniste.

Innovare nella tradizione vuol dire adottare come strategia di fondo il rafforzamento del proprio *core business* e sviluppare la capacità di coordinamento e organizzazione dei servizi offerti complessivamente sul territorio, in un'ottica di risposta (talvolta anche di anticipazione) alle esigenze degli utenti-clienti. La capacità di coordinare stadi della filiera e di organizzare sistemi complessi in una logica di risposta alle esigenze di sviluppo del territorio rappresenta, quindi, un punto di forza da valorizzare non solo nel contesto di riferimento

⁹⁹ Per un approfondimento delle direttrici di sviluppo perseguibili dalle *public utility* nel campo dei servizi di pubblica utilità si veda (a cura di) VACCÀ S. (2002), *Problemi e prospettive dei servizi locali di pubblica utilità in Italia*, Franco Angeli, Milano.

(consolidamento sul proprio territorio), ma anche al di fuori del contesto di origine, principalmente attraverso la replicazione di tali capacità operative ed organizzative su nuovi mercati nazionali ed internazionali.

Proporsi come impresa marketing oriented vuol dire offrire sul territorio più servizi di pubblica utilità, valorizzando la propria vocazione industriale e ricercando le necessarie economie di scala e di gamma. In questo caso, l'impresa di pubblica utilità segue parallelamente due strategie. Innanzitutto l'impresa deve consolidare il proprio *core business* attraverso un processo di rafforzamento sulla filiera industriale, il quale comporta una serie di attività (investimenti, ridimensionamento e riallocazione risorse umane, riduzione costi, capacità di coordinare una realtà più complessa, ecc.) volte ad affermare maggiormente la propria vocazione imprenditoriale. Poi, alle strategie sul mercato interno seguono, necessariamente, le strategie verso il mercato esterno.

In questo contesto la liberalizzazione dei mercati, soprattutto quelli energetici, spinge verso la ricerca di alleanze con altri operatori per poter raggiungere una maggior rilevanza critica e competere sui mercati liberalizzati. Le alleanze possono essere strette sia tra operatori importanti sul mercato nazionale ed internazionale, sia tra *public utility locali* operanti su mercati contigui o non contigui, sia tra *incumbent* e *local utility*¹⁰⁰.

Infine, *proporsi come impresa specializzata anche su scala internazionale* vuol dire trovare come fattore importante e strategico lo sviluppo di alcune funzioni specialistiche e ad elevato contenuto tecnologico per determinati segmenti di attività e sfruttare tali competenze e risorse per avere un vantaggio competitivo nei confronti di altri operatori a livello nazionale o internazionale. Questo permette all'impresa di pubblica utilità di raggiungere alti livelli di specializzazione e professionalità in ambiti specifici delle proprie filiere produttive accumulando, pertanto, le necessarie risorse, in termini di competenze tecnologiche e di capitale umano qualificato, da replicare su altri mercati.

In conclusione, si può affermare che non si sta delineando un unico modello di sviluppo delle *public utility locali*, bensì una pluralità di modelli, ciascuno dei quali dotato di specifici punti di forza e di propri obiettivi.

Questi percorsi strategici sono riassunti efficacemente nella Tavola 4.20.

¹⁰⁰ Comunque il tratto più importante che caratterizza l'approccio *marketing oriented* è la rifocalizzazione della catena del valore sull'utente finale e sulla *customer satisfaction*. L'impresa di pubblica utilità tenderà quindi a sviluppare in modo particolare i servizi che presentano sinergie di vendita al cliente finale, o per i quali risultati di valore il fatto di disporre di un portafoglio clienti. Tuttavia è importante sottolineare che, anche in una logica di orientamento al cliente, il presidio di alcune fasi a monte della filiera industriale rimane vitale (si pensi, ad esempio, alla capacità di approvvigionamento di gas naturale e alla necessità di erogazione dello stesso a prezzi competitivi).

TAVOLA 4.20 – *I percorsi di sviluppo delle local utility*

| PERCORSI DI SVILUPPO | STRATEGIE SUL MERCATO INTERNO | STRATEGIE VERSO IL MERCATO |
|--|--|--|
| <i>INNOVARE NELLA TRADIZIONE</i> | Radicamento sul territorio e capacità di rispondere alle esigenze di sviluppo della domanda; Strategie di consolidamento. | Replicazione dell'offerta su altri mercati; Integrazione tra imprese di pubblica utilità di mercati contigui in una logica di multi-offerta nei settori tradizionali. |
| <i>PROPORSI COME IMPRESA MARKETING ORIENTED</i> | Valorizzazione dell'attività imprenditoriale; Enfasi sulle attività di vendita al cliente finale. | Accordi di settore per diventare competitori sui mercati liberalizzati; Alleanze con altri operatori per svilupparsi sul mercato nazionale ed internazionale. |
| <i>PROPORSI COME IMPRESA SPECIALIZZATA ANCHE SU SCALA INTERNAZIONALE</i> | Specializzazione (interna o attraverso <i>network</i>), in una filiera e/o in alcuni stadi di questa. | Sfruttamento di un vantaggio competitivo nei confronti di altri operatori. |

Fonte: adattato da VACCA S. (2002)

4.7 *I modelli di business emergenti*

Come abbiamo visto, il settore dei servizi di pubblica utilità ha recentemente subito un radicale cambiamento del contesto normativo, tecnologico e concorrenziale. Questa evoluzione dello scenario competitivo ha aumentato l'intensità competitiva del settore delle *public utility* ed ha aperto il mercato europeo dei servizi di pubblica utilità alla concorrenza.

La liberalizzazione del mercato, la privatizzazione degli *asset*, il mutamento del quadro di regolazione di riferimento e, soprattutto, della funzione obiettivo delle *local utility*, hanno spinto verso la riorganizzazione dell'offerta dei servizi pubblici secondo una logica sostanzialmente imprenditoriale. Una notevole spinta in questa direzione è data dall'ordinamento comunitario, che mira all'eliminazione di tutte le posizioni di monopolio (pubblico e priva-

to), poiché sono in contrasto con le norme e i principi fondanti dell'Unione Europea, tesi alla costituzione di un mercato unico di beni e servizi, e dunque all'apertura dei singoli mercati al libero gioco della concorrenza. Perciò, il perseguimento dei principi di efficacia ed efficienza in condizioni di economicità, contemporaneamente al raggiungimento di un'elevata qualità del servizio per il cittadino e per le imprese, si pone come obiettivo principale delle liberalizzazioni e delle privatizzazioni che, negli ultimi anni, hanno investito il settore delle *public utility*.

La progressiva riduzione dell'intervento pubblico diretto nella produzione dei servizi pubblici a rilevanza economica (acqua, trasporto pubblico, igiene urbana, energia elettrica e gas naturale) è, quindi, un fenomeno che, con diversa intensità, ha riguardato, negli ultimi venti anni, molti paesi europei. Tuttavia, il crescente ruolo dei privati nella gestione diretta dei servizi di pubblica utilità non ha comportato la fine dell'intervento pubblico, ma la sua ridefinizione, attraverso lo spostamento del baricentro dalla produzione del servizio alla regolazione del settore ed alla predisposizione delle politiche volte all'introduzione della concorrenza.

La transizione dal monopolio alla concorrenza si accompagna a cambiamenti profondi nei *modelli di business*. Nella precedente situazione di monopolio legale, la gestione strategica delle imprese operanti nel settore delle *public utility* si sostanziava essenzialmente nella pianificazione della capacità produttiva in un contesto statico, caratterizzato dall'assenza di concorrenti e dalla stabilità del quadro regolamentare. Oggi la gestione strategica delle *local utility* diventa più complessa – soprattutto a seguito dell'apertura del mercato alla competizione e, conseguentemente, della spiccata variabilità e turbolenza del nuovo ambiente competitivo in cui le *local utility* si trovano ad operare – e deve tener conto di una pluralità di *stakeholder*, tra i quali l'ente locale riveste spesso il duplice ruolo di proprietario e di garante degli interessi pubblici. Pertanto, l'assunzione delle decisioni strategiche non può prescindere né dagli obblighi derivanti dall'esercizio del servizio pubblico, né dalla considerazione delle dinamiche competitive del mercato (strategie dei concorrenti attuali e potenziali, analisi della domanda e del consumatore finale).

Dall'analisi condotta emerge che le principali *local utility* europee hanno modificato il proprio *modello di business* in seguito alla liberalizzazione del mercato europeo dei servizi di pubblica utilità in generale, e più nello specifico, dell'elettricità e del gas naturale. Alla luce dell'analisi compiuta, è possibile rintracciare tre principali modelli di "*local utility*":

- le *utility tradizionali*, che concentrano la propria attività nel *core business* originario;
- le *multiutility*, che gestiscono e offrono direttamente più servizi di pubblica utilità (energia elettrica e gas naturale, talvolta accompagnati dal servizio idrico e/o ambientale) ad uno stesso cliente (*one stop shop*) in una determinata area geografica¹⁰¹;
- le *utility globali*, che si concentrano in uno o due segmenti industriali e svolgono operazioni in tutto il mondo (le nuove multinazionali).

¹⁰¹ Con riferimento alle caratteristiche economico-aziendali del modello *multiutility* si vedano, tra gli altri, DONNA G. (2003), *L'impresa multibusiness. La diversificazione crea o distrugge valore?*, Università Bocconi Editore, Milano; e BONACCHI M. (2004), *Aziende Multi-utility e misurazione delle prestazioni*, Franco Angeli, Milano.

Inoltre, bisogna ricordare che gli *operatori di nicchia* – descritti precedentemente – possono rientrare sia nella categoria delle *utility tradizionali* sia in quella delle *utility globali*, questo dipende dal loro grado di internazionalizzazione. Invece le *utility virtuali*, nel caso in cui gestiscano la vendita di più servizi di pubblica utilità, rappresentano una forma particolare del modello *multiutility*, specificatamente le *multiutility virtuali*¹⁰².

Comunque, dall'analisi condotta emerge la prevalenza del modello organizzativo *multiutility*, che è caratterizzato principalmente dai seguenti aspetti:

- diversificazione del portafoglio di *business* (prevalentemente composto dalle seguenti attività: produzione e vendita di elettricità, importazione e vendita di gas naturale, smaltimento dei rifiuti e fornitura del servizio idrico integrato);
- ricerca di nuove fonti di approvvigionamento di gas naturale;
- ampliamento della capacità di generazione elettrica;
- integrazione della catena di fornitura energetica;
- riduzione dei costi e miglioramento dell'efficienza operativa;
- sviluppo di tecnologie innovative che rispettino l'ambiente;
- adozione di una strategia di vendita integrata, o “*cross-selling*”;
- rafforzamento della relazione con il cliente in una logica di fidelizzazione;
- raggiungimento di una massa critica “adeguata” per competere sul mercato europeo dell'energia;
- instaurazione di *partnership* e alleanze con *partner* nazionali ed internazionali.

Pertanto, il modello di *business* emergente, che si va affermando nel settore delle *local utility*, è un modello organizzativo *multiutility*, principalmente focalizzato sul settore energetico, in cui il radicamento territoriale convive con la nuova vocazione industriale ed imprenditoriale dell'*utility*.

4.8 Considerazioni conclusive

Lo studio della struttura industriale del settore dei servizi di pubblica utilità consente di delineare i percorsi evolutivi delle *public utility locali* e definire il nuovo posizionamento competitivo delle principali *local utility* europee.

Le tendenze in atto sono riconducibili alla scelta di focalizzazione sul *core business* e al conseguente tentativo di raggiungere una massa critica adeguata, mediante strategie di concentrazione; alla scelta di diversificazione del *business* e l'adozione del modello *multiutility* ed, infine, allo sviluppo di processi di internazionalizzazione. In particolare, l'analisi delle rispo-

¹⁰² Queste sono imprese che concentrano la propria attività nella conquista e nella conseguente fidelizzazione della clientela, per questo possono includere al loro interno società con forte immagine di marchio e grandi operatori del credito e dei servizi finanziari. Inoltre, le imprese virtuali si avvalgono di modalità di offerta innovative attraverso Internet o la vendita nei supermercati.

ste strategiche al mutamento dello scenario competitivo sembra evidenziare una propensione delle *local utility* a svilupparsi mediante strategie finanziarie di sostegno alla crescita, quali la quotazione in borsa, le fusioni ed acquisizioni e, infine, la stipulazione di accordi e *joint venture* con *partner* nazionali e/o internazionali.

In conclusione, il cambiamento dei modelli organizzativi dei servizi pubblici locali è sostanzialmente riconducibile al mutamento della funzione obiettivo delle *local utility*. Infatti, nel nuovo scenario competitivo, caratterizzato da una concorrenza non più nazionale bensì internazionale, diviene prioritario l'obiettivo della massimizzazione dell'efficienza. Ciò comporta l'adozione di una logica del servizio eminentemente imprenditoriale e la ricerca di una massa critica adeguata – conseguibile, appunto, attraverso fusioni ed acquisizioni oltre che attraverso accordi ed alleanze strategiche – affinché sia possibile consolidare le attuali posizioni, accedere ai nuovi mercati, concorrere nelle gare di concessione, eccetera. In altri termini, affinché le *public utility locali* possano rimanere competitive nel nuovo scenario di mercato.

CAPITOLO QUINTO

L'analisi delle performance delle local utility

SOMMARIO: 5.1. Considerazioni introduttive – 5.2. La “performance” nel settore delle public utility: alcune considerazioni preliminari – 5.3 La misurazione della performance aziendale – 5.4. Gli approcci all'analisi della performance tra innovazione e tradizione – 5.5. Le performance economico-finanziarie delle local utility – 5.6. L'efficacia sociale della liberalizzazione del servizio energetico – 5.7. Considerazioni conclusive

5.1 Considerazioni introduttive

Per motivi di carattere tecnologico e per ragioni economiche di controllo, i servizi di pubblica utilità sono stati per lungo tempo erogati da imprese pubbliche come nella maggior parte dei paesi europei, o private, come nel caso degli Stati Uniti, operanti in regime di concessione sulla base di una riserva di mercato garantita per legge, quindi in condizioni di mercato prettamente monopolistiche, anche se temperate da limitazioni e controlli di vario tipo. Sul finire del XX secolo, però, questo modello di gestione è progressivamente entrato in crisi poiché sono apparsi sempre più evidenti i costi sociali del monopolio¹.

Di fronte ai fenomeni di scarsa efficacia ed efficienza nella fornitura dei servizi di pubblica utilità da parte dello Stato, l'Unione Europea ha promosso un modello di gestione, in cui la proprietà delle infrastrutture di rete sia separata dalla fornitura del servizio e la produzione dei servizi pubblici sia affidata a vere e proprie imprese (di proprietà pubblica o privata) libere di competere sul mercato. In particolare, i servizi “a rilevanza economica”, tra cui rientrano anche il servizio elettrico e quello di fornitura del gas naturale, sono stati sottratti alla gestione diretta dello Stato ed affidati alla regolazione esterna (demandata quando

¹ Per un approfondimento di queste tematiche si vedano CHIAPPETTI A., CLEMENTI F., DEGNI M., DI GIOVAMBATTISTA A., FLORENZANO D., IOVINELLA G., SOLUSTRI A. (1998), *Servizi pubblici locali verso il mercato*, Franco Angeli, Milano; FRAQUELLI G., GRASSINI F.A., GOBBO F., NOCE A., PONTAROLLO E., ROVIZZI A., MARTOCCIA M. (1998), a cura di, *La concorrenza nei servizi di pubblica utilità*, Il Mulino, Bologna; e BULCKAEN F., CAMBINI C. (2000), *I servizi di pubblica utilità: regolazione e concorrenza nei nuovi mercati*, Franco Angeli, Milano.

possibile allo stesso mercato o a meccanismi di regolazione in grado di simulare il mercato), confidando nell'efficacia della regolazione e nel corretto funzionamento del mercato concorrenziale².

Questa impostazione teorica ha guidato i processi di liberalizzazione dei servizi di pubblica utilità e di privatizzazione delle imprese operanti nel settore, avviati con i provvedimenti di ridimensionamento del ruolo dello Stato nell'economia, che si sono susseguiti tra la fine del XX secolo e l'inizio del XXI secolo. Inoltre, questi processi di liberalizzazione, privatizzazione e regolazione dei servizi di pubblica utilità sono stati accompagnati da un radicale cambiamento che ha investito, oltre all'aspetto normativo, anche il contesto tecnologico, gestionale, organizzativo, e concorrenziale delle *public utility*³.

In questo contesto, si osserva che, in Europa, il settore dell'energia elettrica e del gas naturale è stato uno dei primi ad essere investito dai processi di liberalizzazione e privatizzazione volti ad aprire il mercato alla concorrenza, sulla base della convinzione che il mercato concorrenziale fosse in grado di garantire una fornitura del servizio più efficace ed efficiente. Appare quindi necessario studiare le *performance* ottenute dalle *local utility* per valutare il grado di raggiungimento degli obiettivi che le politiche pubbliche di liberalizzazione del mercato e privatizzazione (anche solo formale) delle imprese di pubblica utilità si erano prefissate. Inoltre, l'analisi non può trascurare lo studio degli effetti della liberalizzazione del settore energetico europeo sull'efficienza e la qualità del servizio pubblico offerto ai cittadini (destinatari del servizio) o, in altri termini, fornire una valutazione del grado di efficacia sociale raggiunto dalla liberalizzazione del mercato.

In questo ambito, il presente capitolo intende quindi analizzare:

- 1) la definizione del concetto di “*performance*” all'interno del settore dei servizi di pubblica utilità, e le problematiche relative alla sua misurazione;
- 2) gli approcci all'analisi delle *performance* affermatasi in letteratura, con particolare riferimento all'analisi di bilancio e ai “nuovi” modelli di misurazione del valore;
- 3) le *performance* economico-finanziarie ottenute dalle principali *local utility* europee;
- 4) l'efficacia sociale della liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica e del gas naturale, ovvero l'impatto sull'utente finale del servizio.

² Sulla tematica del nuovo approccio alla regolazione nei servizi di pubblica utilità si vedano, tra gli altri, DELORS J. (1994), White Paper, “*Growth, competitiveness, Employment: the challenges and ways forward into the 21st century*”, Commission Staff Working Paper, Bruxelles; FAZIOLI R. (1995), *Dalla proprietà alle regole. L'evoluzione dell'intervento pubblico nell'era delle privatizzazioni*, Cirioc, Franco Angeli, Milano; e CALZOLAI G., SCARPA C. (2002), *Regulating multiutilities*, Mimeo, Università di Brescia.

³ Sulla liberalizzazione, privatizzazione e regolazione dei servizi di pubblica utilità si vedano, tra gli altri, QUADRO CURZIO A., FORTIS M. (2000), *Le liberalizzazioni e le privatizzazioni dei servizi pubblici locali*, Il Mulino Bologna; BRUTI LIBERATI E., FORTIS M. (2001), a cura di, *Le imprese multiutility: aspetti generali e prospettive dei settori a rete*, Il Mulino, Bologna; DALLOCCHIO M., ROMITI S., VESIN G. (2001), *Public Utilities: creazione del valore e nuove strategie*, Egea, Milano; VACCÀ S. (2002), *Problemi e prospettive dei servizi locali di pubblica utilità in Italia*, Franco Angeli, Milano; ELEFANTI M. (2003), *La liberalizzazione dei servizi pubblici locali. Regole e condizioni per l'economicità delle imprese*, Egea, Milano; e, dello stesso autore, (2006), *L'evoluzione delle imprese pubbliche locali. Il caso Enia*, Il Mulino, Bologna; infine, si veda anche CERRATO D. (2004), *I percorsi di sviluppo delle Public Utilities. Risposte strategiche alla liberalizzazione del settore dell'energia*, Cedam, Padova.

Infine, lo studio propone alcune considerazioni di sintesi sul grado di concorrenza presente nel mercato dell'energia elettrica e del gas naturale in Europa e sul nuovo modello di gestione del servizio introdotto nei paesi membri dell'Unione Europea in seguito ai processi di liberalizzazione del mercato e privatizzazione dell'industria dell'energia.

5.2 La “performance” nel settore delle public utility: alcune considerazioni preliminari

La *performance*⁴ di qualsiasi organizzazione deriva dal concorso di due condizioni della sua operatività: l'efficacia e l'efficienza. Tuttavia, per procedere alla misurazione della *performance* aziendale, ovvero alla misurazione dei risultati raggiunti dall'azienda, occorre partire dall'analisi del fine aziendale – per cui l'azienda viene istituita e retta – di cui la misura di *performance* si prefigge di monitorare il raggiungimento.

Nell'azienda, in quanto «*istituto destinato a perdurare, che, per il soddisfacimento dei bisogni umani, ordina e svolge in continua coordinazione la produzione e il procacciamento o il consumo della ricchezza*»⁵, la *performance*, si sostanzia nel raggiungimento, conservazione e miglioramento di condizioni di *equilibrio economico* durevole ed evolutivo⁶, avente come scopo il raggiungimento del fine aziendale, largamente inteso come *creazione di valore* (o incremento del valore economico)⁷⁻⁸

⁴ Per una definizione della nozione di *performance* fornita dalla dottrina si vedano, tra gli altri, CASSANDRO P. E. (1985), “Sulla cosiddetta performance d'azienda e sulle possibilità di una sua valutazione”, in *Rivista italiana di Ragioneria e di Economia Aziendale*, 4-5; FITZGERALD L., JOHNSTON R., BRIGNALL S., SILVESTRO R e VOSS C. (1991), *Misurare la Performance nelle Imprese di Servizi*, Egea, Milano; SILVI R. (1995), *La progettazione del sistema di misurazione della performance aziendale*, Giappichelli, Torino; COMUZZI E. (2001), *Bilancio e misurazione della «performance»*. *Il ruolo della chiarezza, correttezza e verità nel bilancio destinato a pubblicazione*, Giappichelli, Torino.

⁵ Cfr. ZAPPA G. (1957), *Le produzioni nell'economia delle imprese*, Giuffrè, Milano, p. 37.

⁶ Si sottolinea, infatti, che in dottrina è ampiamente riconosciuto che l'equilibrio economico assume un significato solo se proiettato nel tempo. Sul punto si vedano, tra gli altri, AMADUZZI A. (1967), *L'azienda nel suo sistema e nell'ordine delle sue rilevazioni*, Utet, Torino, p.192 e seg., e GIANNESI E. (1982), *L'equazione del fabbisogno di finanziamento e le possibili vie della sua soluzione*, Giuffrè, Milano, in cui l'autore afferma che «... entro i limiti del lungo andare, l'equazione economica esprime condizioni essenziali di equilibrio e si riconnette con le possibilità stesse di evoluzione del sistema azienda». Dello stesso avviso è Cavalieri, il quale osserva che «*La funzione aziendale deve pertanto ritenersi assolta quando l'unità è in grado di garantire la continuità della sua vita nel tempo. Ciò si realizza nella misura in cui essa può rialimentare, al tempo opportuno e nel modo adeguato: a) il rinnovo degli investimenti attuati nei fattori produttivi mediante il flusso dei ricavi, che scaturisce, nella successione dei cicli economici, dalle operazioni di vendita dei prodotti che fattori e condizioni produttive hanno concorso ad ottenere, b) il mantenimento e il miglioramento del livello delle condizioni produttive intangibili, c) circuiti produttivi tali da realizzare beni e servizi graditi ai potenziali utilizzatori, d) la remunerazione dei portatori di capitale di rischio coerentemente con la forma giuridica prescelta*». Cfr. CAVALIERI E. e FERRARIS FRANCESCHI R. (2008), *Economia Aziendale*, volume I, Giappichelli, Torino.

⁷ La dottrina economico-aziendale sembra concordare sull'identificazione del fine aziendale nella creazione di valore. Secondo Bruni «*La natura dell'impresa non lascia alcun dubbio sullo scopo che essa persegue, la sua ragion d'essere consiste nel creare ricchezza aggiungendo valore alle risorse esistenti e disponibili, mediante l'organizzazione e lo sviluppo coordinato dei processi economici, produttivi e di mercato*». Cfr. BRUNI G. (1990), *Contabilità per l'Alta direzione. Il processo informativo funzionale alle decisioni di governo dell'impresa*, Etas Libri, Milano, p. 5-6. A tal proposito Cavalieri afferma che «... l'azienda deve sviluppare le proprie coordinazioni produttive assicurando nel tempo il mantenimento di condizioni di equilibrio economico. Questa logica, applicabile a qualsiasi azienda, implica la fondamentale esigenza di sviluppare l'attività produttiva in modo tale che il valore economico della produzione ... risulti sistematicamente superiore al valore dei fattori produttivi che vengono consumati nel processo produttivo. In tal senso, si è detto, l'attività dell'azienda crea valore». Cfr. CAVALIERI E. e FERRARIS FRANCESCHI R. (2008), *op. cit.* Sulla stessa linea di pensiero, Catturi osserva che «*la funzione, ovvero la missione di ogni organismo aziendale è quella di “creare” valore, non ne esiste nessun'altra, non ne può esistere di diversa:*

per l'azienda stessa e per le differenti categorie di portatori di interessi comunque coinvolti e socialmente riconosciuti⁹.

L'azienda è un organismo che deve "creare" valore». Cfr. CATTURI G. (2003), L'azienda universale. L'idea forza, la morfologia e la fisiologia, Cedam, Padova, p. 363.

⁸ Nonostante la teoria della creazione di valore sia andata progressivamente affermandosi a livello internazionale a partire metà degli anni Ottanta del secolo scorso, si ritiene utile sottolineare che nella più autorevole dottrina economico-aziendale italiana pregressa possono essere agevolmente rinvenuti i principi fondanti della moderna teoria del valore. Secondo l'Amaduzzi, infatti, tutte le aziende si pongono l'obiettivo di raggiungere il miglior risultato possibile indipendentemente dalla loro classificazione, ovvero «... la distinzione tra aziende di produzione e aziende di erogazione è affidata ... alla natura della loro attività, ma non al fatto che le une abbiano fine lucrativo e le altre non abbiano il fine di un margine economico positivo». Cfr. AMADUZZI A. (1965), *Sull'economia delle aziende pubbliche di erogazione*, Giappichelli, Torino, p. 3. Sulla stessa linea di pensiero, l'Amodeo afferma che tutte le aziende sono accomunate da «una profittabile condizione, cioè da un opportuno assoggettamento degli atti di gestione ad una condizione economica di minimo mezzo». Cfr. AMODEO A. (1964), *Ragioneria generale delle imprese*, Giannini, Napoli, p. 15. Dello stesso avviso anche il Giannessi, il quale sottolinea che «l'azienda, essendo un fenomeno unitario ha un solo scopo. Questo scopo, tuttavia non è né il conseguimento del lucro, né il soddisfacimento di bisogni umani» bensì il conseguimento di «un determinato equilibrio economico a valere nel tempo». Cfr. GIANNESSI E. (1961), *Interpretazioni del concetto di azienda pubblica*, Colombo Corsi Editore, Pisa, p. 13-14. Sul punto il De Dominicis osserva che «la "produzione" in senso economico è creazione di utilità, ossia di cose (materiali o immateriali) o di esseri umani, giudicati utili». Cfr. DE DOMINICIS U. (1966), *Lezioni di ragioneria generale*, volume I, *Introduzione allo studio della ragioneria*, Azzoguidi, Bologna, p. 7. Inoltre, si vuole ricordare il pensiero dell'Onida, che introduce in dottrina il concetto di "autosufficienza economica", ripreso poi da molti studiosi, il quale sembra contenere al suo interno la nozione di creazione di valore, e che, in definitiva, rappresenta l'accettazione da parte dell'autore della tesi dell'equilibrio economico. L'autosufficienza economica viene infatti definita dall'Onida come «l'attitudine della gestione a remunerare, con i ricavi, alle condizioni richieste dal mercato (o, in generale, alle condizioni a cui l'impresa si deve ritenere vincolata) tutti i fattori produttivi (compreso il capitale, qualunque forma esso abbia) onde l'azienda abbia vita continua e conveniente sviluppo». Cfr. ONIDA P. (1971), *Economia d'azienda*, Utet, Torino, p. 58. Infine, si riprende il pensiero dell'Amaduzzi, che per primo mette in evidenza il principio della "autorigenrazione", quale condizione riferita alle gestione aziendale nel suo complesso, da perseguire per raggiungere e mantenere il tendenziale equilibrio economico. L'autore afferma infatti che il principio dell'autorigenerazione «consiste nella possibilità che investimenti di ricchezza, effettuati dalle imprese, possano essere, dalla gestione, rigenerati in nuove risorse, da reinvestire», successivamente egli rileva anche che «il principio [dell'autorigenerazione] si traduce in una ulteriore, specifica e concreta, analisi delle condizioni che si debbono verificare per il tendenziale equilibrio, [ovvero] 1) il totale dei costi dell'esercizio ... deve trovare copertura nella corrente dei ricavi (proveniente dal fatturato operativo) cosicché il reddito netto d'esercizio consenta incrementi di capitale o dei "mezzi propri" nonché anche erogazione di utile all'imprenditore o ai soci; 2) il reddito netto di esercizio ... non deve essere influenzato dalla stima di "rimanenze iniziali e finali" e da "variazioni di valori" di componenti della struttura patrimoniale; 3) il reddito netto di esercizio è riferito, ai fini della verifica di autorigenerabilità, alla gestione tipica dell'impresa, ma se a tale gestione se ne aggiungono altre, diversificate, il risultato complementare di tali altre gestioni deve soddisfare le medesime condizioni di rigenerabilità; 4) l'aspetto reddituale della rigenerazione deve avere riscontro nei flussi finanziari e monetari, in modo da consentire la formazione di liquidità di "tesoreria" atta a fronteggiare i fabbisogni finanziari correnti e quelli necessari per nuovi investimenti, sostitutivi o incrementativi; 5) l'autorigenerazione comprende il rapporto di breve termine tra i flussi monetari e finanziari, positivi e negativi (cioè l'autofinanziamento); 6) dal punto di vista patrimoniale, l'autorigenerazione deve quindi consentire la politica di scelta degli investimenti correlabili alle fonti di finanziamento ...; 7) il principio di autorigenrazione, regola il grado di rischio che i piani di investimenti e di disinvestimento comportano, nonché la probabilità che l'autorigenerazione, verificata nel dato tempo, possa prospettarsi anche in tempi successivi». Cfr. AMADUZZI A. (1993), "Il sistema degli studi aziendali sulla base dei principi", in *Rivista Italiana di Ragioneria e di Economia Aziendale*, n. 1-2.

⁹ Sul punto si veda, tra gli altri, Mechelli, il quale rileva che «l'essenza del processo produttivo aziendale, o per meglio dire la funzione svolta da ogni azienda, è quella di aggiungere valore ai fattori che sono consumati al suo interno, e questo processo di creazione di valore deve realizzarsi avendo riguardo al carattere della durabilità dell'azienda che, per sua natura, è per l'appunto atta a perdurare nel tempo». L'autore sottolinea che «ogni azienda svolge questo processo e, al fine di soddisfare le attese non solo dei proprietari, ma di tutti i soggetti che sono portatori d'interessi rispetto allo svolgimento dell'attività aziendale, deve assolvere al meglio questa funzione, creando valore nel più alto grado possibile ed in maniera durevole nel tempo. Lo scopo, la ragion d'essere, di ogni azienda è dunque quello di creare valore nel tempo in maniera durevole, ossia porre in vita processi di produzione di beni e servizi il cui valore riconosciuto dall'ambiente attraverso la loro cessione da parte dell'azienda sia superiore al valore dei beni e/o servizi realizzati». Cfr. MECHELLI A. (2005), *Creazione di valore e stima del risultato di periodo. Principi, modelli e metodologie*, Giuffrè, Milano, p. 8-9. A tal proposito Di Carlo osserva, inoltre, che «nel lungo periodo è

Le condizioni del tendenziale equilibrio dell'impresa che perduri nel tempo – e che può essere ritenuto l'obiettivo finalistico dell'azienda – vanno verificate nella loro integrazione¹⁰. Le condizioni economiche, finanziarie ed organizzative che guidano il comportamento dell'azienda verso il raggiungimento del fine aziendale, ovvero verso la creazione di valore, sono pertanto sintetizzabili nella ricerca continua di posizioni di equilibrio economico, finanziario, monetario e strategico complessivo a valere nel tempo¹¹.

Si osserva, inoltre, che l'equilibrio economico, il quale esprime la capacità di reintegro (attraverso i ricavi remuneratori) del valore reale o monetario delle risorse a vario titolo acquisite ed impiegate per attuare la produzione, presenta in realtà diversi aspetti. Visto dal lato dei risultati che l'azienda deve raggiungere, esso implica l'esistenza di una convenienza economica nel rapporto tra sistema dei ricavi e sistema dei costi attribuiti alla competenza economica del periodo di tempo di cui si rileva la redditività dell'azienda. Considerato negli aspetti finanziari, esso richiede una situazione di solidità patrimoniale e finanziaria collegata alla disponibilità dei mezzi finanziari e della liquidità commisurati ai tempi e all'entità dei fabbisogni. Visto, infine, dalla prospettiva dei rapporti con l'esterno, l'equilibrio economico significa per l'azienda operare sul mercato in posizioni di soddisfacente competitività e porsi nei confronti della collettività in maniera positiva e socialmente responsabile.

Raggiungere e mantenere condizioni di equilibrio economico durevole ed evolutivo implica, quindi, che l'azienda, nello svolgimento della sua attività, segua il criterio di *economicità* della gestione¹². In altri termini, l'economicità deve qualificare il comportamento delle aziende nel senso di permanente tensione all'efficacia e all'efficienza¹³.

Pertanto l'economicità è il criterio di scelta che guida l'azione nella determinazione della convenienza economica delle singole operazioni che contribuiscono alla gestione aziendale, e si estrinseca nell'ottenimento di un flusso di ricavi che consenta la reintegrazione dei costi sostenuti per l'acquisto dei fattori produttivi necessari per la realizzazione delle produzioni (compresi quelli derivanti dalla copertura esterna, a titolo di prestito, di eventuali fabbisogni finanziari dovuti a sfasamenti tra uscite, necessarie per attuare gli investimenti, ed entrate, derivanti dal graduale processo di recupero degli stessi per il tramite della progressiva acquisizione dei ricavi in veste monetaria), offrendo così un'adeguata remunerazione a tutti i

praticamente impensabile che l'azienda generi valore solo per gli azionisti, senza aver adeguatamente tenuto conto degli interessi degli altri stakeholder. In altri termini, si ritiene che il profitto ... rappresenti la sintesi del valore creato per gli azionisti e per coloro che partecipano, comunque alla sua formazione». Cfr. DI CARLO E. (2009), I gruppi aziendali tra economia e diritto, Giappichelli, Torino, p. 164.

¹⁰ Sul punto si veda AMADUZZI A. (1993), "Il sistema degli studi aziendali sulla base dei principi", in *Rivista Italiana di Ragioneria e di Economia Aziendale*, n. 1-2.

¹¹ In merito alle finalità delle aziende e alle condizioni per il loro raggiungimento si veda, tra tutti, lo studio del gruppo di ricerca SIDREA, coordinato dal prof. E. Cavalieri, sulle tematiche concernenti l'oggetto degli studi di economia aziendale e le aziende, in AA.VV. (2009), *I Convegno Nazionale "La Ragioneria e l'Economia aziendale: dinamiche evolutive e prospettive di cambiamento"*, Siena, 8-9 Maggio, Franco Angeli, Milano.

¹² Si osserva inoltre che, se l'azienda opera con economicità, essa presenta anche il carattere della *durabilità*, che riguarda l'attitudine a sopravvivere e a svilupparsi nel tempo, sia pure in presenza di modificazioni nel suo modo di operare. In altri termini, l'economicità garantisce la durabilità dell'azienda. Sul punto si veda, tra gli altri, FERRERO G. (1987), *Impresa e management*, Giuffrè, Milano.

¹³ Cfr. RANALLI F. (1988), *Considerazioni sul tema dell'economicità*, Clua Editrice, Pescara, pp. 13-18.

fattori utilizzati, in modo da legarli stabilmente all'economia dell'azienda¹⁴. L'ottenimento di un flusso di ricavi remuneratori consente all'azienda di rialimentare i cicli produttivi, e quindi, in ultima istanza, di raggiungere e mantenere posizioni di equilibrio economico¹⁵.

Appare evidente che i due concetti di economicità e di equilibrio economico si collocano su due livelli differenti. L'economicità può essere qualificata come un "metodo per l'azione", mentre l'equilibrio economico deve essere inteso come l'obiettivo da cogliere mediante l'azione aziendale, ovvero le condizioni da soddisfare affinché l'azienda riesca a sopravvivere e a svilupparsi nel tempo¹⁶. In altri termini, la gestione aziendale deve essere economica, cioè deve rispettare la condizione di permanente tensione all'equilibrio economico a valere nel tempo, che si estrinseca nella capacità dell'azienda di rialimentare continuamente i cicli produttivi mediante il flusso dei ricavi remuneratori.

L'economicità può quindi essere intesa come criterio di scelta di convenienza economica delle operazioni aziendali e si realizza in un "efficiente" impiego delle scarse risorse disponibili, utilizzate appunto in un'attività di produzione, pervenendo a risultati che debbono esprimere la loro "efficacia" nel soddisfare i bisogni che esprimono le esigenze degli individui¹⁷, le quali costituiscono il punto di riferimento di ogni attività aziendale¹⁸.

In generale, l'*efficienza* riguarda l'operatività aziendale ed esprime la capacità dell'organizzazione produttiva di realizzare la produzione, ai dovuti livelli qualitativi e quantitativi, con il minor impiego di risorse disponibili o – se si preferisce – perseguendo il miglior risultato attraverso l'impiego delle risorse disponibili. L'*efficacia*, invece, è la capacità dell'organizzazione produttiva di selezionare ed attuare, con logica innovativa, produzioni atte ad incontrare e soddisfare le complessive attese degli utilizzatori. In altri termini, è la capacità di destinare le risorse al raggiungimento degli obiettivi predefiniti¹⁹.

¹⁴ Cfr. CAVALIERI E. e FERRARIS FRANCESCHI R. (2008), *op. cit.*

¹⁵ Sul punto Ranalli osserva che «la razionalità delle decisioni dipende, quindi, dai contributi che i risultati delle conseguenti azioni sono in grado di apportare al raggiungimento degli obiettivi prefissati. Tra più alternative praticabili, la preferenza deve essere accordata a quella che presenta una maggiore economicità. In altri termini, sono da preferirsi le alternative che più sembrano favorire il raggiungimento degli obiettivi dell'impresa». L'autore prosegue sottolineando, con riferimento all'intera attività dell'azienda, che «l'economicità della condotta aziendale si estrinseca, invece, nella capacità dell'impresa di soddisfare i vincoli che ne qualificano le condizioni di durevole esistenza, [quindi] tale concetto indica la capacità dell'impresa di vivere in condizioni di equilibrio economico». Egli conclude affermando che «si manifesta per l'impresa, la fondamentale esigenza di sviluppare la produzione in modo tale che, dal collocamento della medesima sui mercati di sbocco, essa riesca ad ottenere un flusso di ricavi che le permetta di reintegrare i costi sostenuti per realizzarli, anzi – preferibilmente – di offrire un'adeguata remunerazione ai vari fattori utilizzati, in modo da legarli stabilmente alla propria economia». Cfr. RANALLI F. (1988), *op. cit.*, p. 17.

¹⁶ Sul punto si veda CAFFERATA R. (1983), *Pubblico e privato nel sistema delle imprese*, Franco Angeli, Milano.

¹⁷ La funzione strumentale dell'azienda rispetto al soddisfacimento dei bisogni economici è stata sottolineata in dottrina, tra gli altri, dal Ferrero, il quale afferma «i bisogni umani appagabili mediante consumo di beni economici costituiscono la ragion d'essere e lo scopo dell'attività economica sia essa di consumo o di produzione: la ragion d'essere perché l'uomo esplica un'attività è sempre l'appagamento di questi bisogni che l'uomo persegue attraverso il proprio agire... L'azienda può essere correttamente concepita come strumento dell'umano operare in campo economico». Cfr. FERRERO G. (1968), *Istituzioni di economia d'azienda*, Giuffrè, Milano. Sul punto l'Onida osserva che «l'azienda è l'istituto economico che trova ragione di vita nella soddisfazione dei bisogni umani, in quanto questa soddisfazione esiga consumo di beni economici e quindi anche di produzione o acquisizione di questi beni». Cfr. ONIDA P. (1970), *La logica e il sistema delle rilevazioni quantitative d'azienda*, Giuffrè, Milano.

¹⁸ Cfr. FARNETI G., MAZZARA L. e SAVIOLI G. (1996), *Il sistema degli indicatori negli enti locali*, Giappichelli, Torino.

¹⁹ Cfr. BERGAMIN BARBATO M. (1991), *Programmazione e controllo in un'ottica strategica*, Utet, Torino, p. 66.

Pertanto l'efficacia dell'attività aziendale si estrinseca nell'attitudine dell'azienda a cogliere soddisfacenti gradi di "efficacia economica", la quale consiste nella capacità di raggiungere adeguati livelli di produttività economica²⁰, a cui si affianca in talune imprese, e soprattutto nelle imprese pubbliche, l'esigenza di soddisfare livelli crescenti di "efficacia sociale", intesa come capacità di soddisfare i fini sociali assegnati all'impresa dal soggetto economico .

D'altronde, nello svolgimento della propria attività, l'azienda non può nemmeno trascurare di soddisfare simultaneamente condizioni di "efficienza interna" – ovvero di produttività tecnica congiunta dei fattori produttivi utilizzati – e di "efficienza esterna", intesa come competitività sui mercati, soprattutto di sbocco, su cui l'azienda opera²¹.

Tuttavia, sia l'efficienza interna sia la competitività dell'azienda si legano peraltro, in primo luogo e con riferimento a periodi di tempo più lunghi, alla "capacità innovativa" della stessa, cioè alla sua attitudine ad operare nelle funzioni tipiche in modo da individuare nuove prospettive su cui convogliare le risorse di cui dispone o è in grado di disporre. In secondo luogo, con riferimento al breve periodo, l'efficienza si concentra nel "rapporto risultato-risorse", alla ricerca del raggiungimento degli obiettivi prefissati, con il minore costo possibile o – se si preferisce – con l'ottenimento dei massimi rendimenti dall'insieme delle risorse utilizzate.

Le *local utility*, in quanto unità produttive²² di servizi di pubblica utilità, rientrano sicuramente tra le "aziende": sono, pertanto, istituti economici destinati a perdurare nel tempo e finalizzati alla creazione *durevole* di valore. Le *local utility* sono caratterizzate dalla presenza di uno specifico vincolo che sono tenute a rispettare nello svolgimento della propria attività, ovvero il vincolo dell'interesse pubblico alla fornitura del servizio di pubblica utilità. Infatti, la particolare natura dell'attività svolta dalle *local utility* (così come dalle altre imprese di servizi di pubblica utilità), ovvero la fornitura di un servizio pubblico, impone alle stesse il rispetto di specifici vincoli, nel corso del loro operare, affinché sia garantito a tutti i cittadini l'accesso ai servizi di pubblica utilità offerti (a prezzi ragionevoli). La tutela dell'interesse pubblico, e quindi il rispetto del vincolo, alla fornitura del servizio a tutti i cittadini è di norma assicurata dalla legislazione, ovvero dalle norme di regolazione del settore dei servizi di pubblica utilità, stabilite dai singoli Stati membri dell'Unione Europea sulla scorta della normativa comunitaria di riferimento. In ragione di ciò, la tutela dell'interesse pubblico alla fornitura del servizio rappresenta, per le *local utility*, uno specifico vincolo *obbligatorio* da rispettare nello svolgimento della propria attività aziendale, che è comunque finalizzata alla creazione di valore economico.

²⁰ Sul concetto di produttività economica si rinvia all'Onida, il quale afferma che «*si parla di essa in due sensi: o con riferimento a distinti fattori o processi produttivi per designare i rendimenti più o meno elevati che l'impresa riesce a trarre dai detti fattori o processi; o con riferimento alla complessiva economia dell'impresa, per significare la maggiore o minore attitudine di quest'ultima – in virtù dei rendimenti ma pure della razionalità ed efficienza della complessiva organizzazione e delle condizioni di mercato – a remunerare congruamente il lavoro umano ed il capitale [ovvero in modo adeguato i fattori produttivi] in essa impiegati [al fine di tenerli vincolati a sé], ed a fornire prodotti a prezzi che favoriscono il consumo, la competitività e lo sviluppo d'impresa*». Cfr. ONIDA P. (1971) *op. cit.*

²¹ Sul tema dell'efficienza interna ed esterna si veda, tra tutti, PIVATO G. (1967) *L'efficienza delle imprese pubbliche*, Giuffrè, Milano.

²² Per il corretto inquadramento del concetto di "unità produttive" si rinvia a AZZINI L. (1975), *I gruppi aziendali*, Giuffrè, Milano.

Quindi, secondo una prospettiva economico aziendale, le *local utility* possono essere considerate una particolare tipologia di “azienda”. Tuttavia, ad uno sguardo più attento appare evidente che, soprattutto negli ultimi venti anni, le *local utility* hanno attraversato un periodo di forte cambiamento organizzativo, tecnologico e normativo che ha concorso, da un lato, alla loro trasformazione da aziende autonome (e municipalizzate in alcuni paesi europei, quali Italia e Germania) a società quotate in borsa e, dall’altro lato, all’introduzione dei meccanismi tipici del mercato competitivo nel settore delle *public utility*. Pertanto, sotto il profilo aziendale, le *local utility* rientrano a tutti gli effetti nella categoria delle “imprese”, cioè quella particolare classe di aziende che si caratterizza per la presenza di competitività sul mercato sia dal lato dell’approvvigionamento che dal lato dello sbocco della produzione ottenuta²³.

Inoltre, l’esigenza di gestire l’elevata complessità aziendale – derivante dalla fornitura di molteplici servizi di pubblica utilità – e ragioni di convenienza economica hanno indotto le *public utility* ad adottare la forma organizzativa di “gruppo aziendale”²⁴. Di più, la tendenza verso il consolidamento dell’industria ha spinto anche le *local utility* – oltre agli *incumbent* (ex monopolisti del mercato) – ad aggregarsi per raggiungere una massa critica adeguata per competere sul mercato globale dell’energia elettrica e del gas naturale.

Questi fenomeni hanno quindi portato alla costituzione di nuove realtà aziendali complesse, qualificabili come “gruppi di unità produttive di servizi di pubblica utilità”. Più propriamente, ogni *local utility* può essere considerata una “azienda-gruppo” (o “impresa-gruppo”) di società di servizi di pubblica utilità²⁵, che si caratterizza per la presenza di un unico soggetto economico ed una pluralità di soggetti giuridici distinti, ove le singole *unità*

²³ Un’impresa è un’azienda che opera su mercati competitivi sia dal lato della domanda (per l’acquisizione dei fattori produttivi) sia dal lato dell’offerta (ovvero nella fase di vendita dei prodotti e/o prestazione del servizio). Cfr. CAVALIERI E. e FERRARIS FRANCESCHI R. (2008), *op. cit.*

²⁴ Secondo la più recente dottrina economico aziendale, un gruppo aziendale corrisponde ad una *pluralità di unità produttive* (di beni o servizi), *con soggettività giuridica distinta (società) o condivisa* (divisioni non correlate di una società), *sottoposte al controllo di uno stesso soggetto economico* (persona fisica o gruppo di persone fisiche), che può essere qualificata, a seconda dei casi, “gruppo di imprese” o “impresa gruppo”. Peraltro, è importante evidenziare che l’individualità giuridica delle unità produttive, pur rappresentando un carattere di estrema importanza per interpretare i vantaggi economici derivanti dalla presenza di strutture giuridiche separate, non rappresenta un carattere indispensabile affinché sia possibile parlare di gruppo. Si osserva infatti che un “gruppo di società” sussiste solo dove una pluralità di società (soggetti giuridici distinti) è ricondotta ad unità dalla guida unitaria che una di essa esercita sulle altre. Quindi, accogliendo l’approccio che individua nel concetto di *controllo* il potere del soggetto economico di indirizzare le unità aggruppate, a prescindere dagli strumenti in concreto utilizzati (es. partecipazioni, contratti, vincoli economici), il gruppo aziendale si configura come “impresa gruppo” (di società o divisioni) nel caso in cui tale potere decisionale strategico può essere totalmente esercitato dal soggetto economico controllante, esso si configura invece come “gruppo di imprese” quando tale potere di indirizzo può essere delegato dal soggetto economico, in modo più o meno ampio, agli imprenditori delegati delle singole unità produttive controllate. Pertanto, le società controllate, pur appartenendo ad un’aggregazione configurabile come unica entità economica, talvolta, assumono valore per gli studi economico-aziendali, potendo essere considerate *unità aziendali* individualmente rilevanti, per quanto concerne l’osservazione dei loro equilibri economico-finanziari. Cfr. DI CARLO E. (2009), *op. cit.*, pp. 68-70.

²⁵ Si sottolinea, che, nonostante in taluni casi sia possibile definire “azienda gruppo” sia il gruppo di società che la società con struttura multidivisionale, è sempre utile distinguere le due fattispecie. Questo in quanto «nel “gruppo di società” ogni soggetto giuridico opera con proprie responsabilità, economiche e giuridiche, nei confronti degli stakeholder, che limitano l’autonomia decisionale del soggetto economico controllante nell’indirizzo delle controllate, [mentre], nella “società multidivisionale” il soggetto economico controlla più unità produttive che svolgono la loro attività all’interno di un unico soggetto giuridico». Cfr. DI CARLO E. (2009), *op. cit.*, pp. 41-42 e 51-57.

produttive appartenenti al gruppo sono prive dei caratteri di aziendalità – sintetizzabili nella visione sistemica, nell'economicità e nell'autonomia decisionale – essendo essi presenti, nella loro unitarietà, esclusivamente con riferimento al gruppo unitariamente considerato. Raramente si riscontra, invece, la presenza di “gruppi di aziende” di servizi di pubblica utilità, fenomeno osservabile soltanto quando all'interno del gruppo vengono perseguite anche strategie di diversificazione non correlata tra le attività²⁶.

In ragione di ciò, per indagare la *performance* delle *local utility* è lecito studiare l'economicità dell'“azienda gruppo” o “impresa-gruppo” di società di servizi di pubblica utilità, intesa come regola di condotta della gestione aziendale, sia dal punto di vista strategico (efficacia) che operativo (efficienza), avente come obiettivo la creazione di valore e quindi la ricerca di condizioni di tendenziale equilibrio economico. L'economicità che – come abbiamo visto – in una prospettiva sociale può anche essere intesa come capacità dell'impresa di operare remunerando adeguatamente nel tempo tutti i fattori produttivi impiegati al fine di mantenerli avvinti all'economia della stessa, in concreto si estrinseca nell'ottenimento di un flusso di ricavi remuneratori che consenta la reintegrazione dei costi sostenuti per l'acquisto dei fattori produttivi necessari per la realizzazione delle produzioni, e che permetta, come conseguenza, la rialimentazione continua dei cicli produttivi avviati affinché l'impresa possa raggiungere, conservare e migliorare posizioni di tendenziale equilibrio economico.

Tuttavia, osserva l'Onida che, anche se l'oggetto dell'azienda è di tipo economico «*non significa che l'azienda in concreto abbia fini unicamente o prevalentemente economici e che la sua vita ponga soltanto problemi economici. Come istituto sociale l'azienda serve ad elevare il benessere dell'uomo, a favorire lo sviluppo della sua personalità ed a far meglio realizzare i fini della vita umana associata che sono essenzialmente di natura etica*»²⁷.

In tale ottica, la *performance* aziendale non può essere considerata solo una *performance* di carattere economico, ma deve tener conto anche del contributo dato alla qualità dell'ambiente e al sistema sociale, attraverso la consapevolezza dei legami esistenti tra la dimensione economica, sociale ed ambientale e delle ripercussioni che una decisione assunta in uno di questi ambiti esercita – più o meno visibilmente – sui restanti²⁸.

Questo aspetto assume ancor più rilevanza nel caso delle *local utility* in ragione della spiccata valenza sociale della funzione specifica assegnata alle aziende di servizi di pubblica utilità, ovvero la fornitura diretta di servizi pubblici ai cittadini, destinatari finali del servizio.

²⁶ Per una trattazione esaustiva della definizione di gruppo aziendale, della distinzione tra “azienda gruppo”, “gruppo di aziende” e “gruppo di società”, e dei requisiti di aziendalità del gruppo si rinvia a DI CARLO E. (2009), *op. cit.*, pp. 1-74.

²⁷ Cfr. ONIDA P. (1971), *op. cit.*

²⁸ Sul punto Vicari osserva: «*Taluno [...] parla di finalità assumendo che essa coincida con la funzione sociale: essa infatti genera occupazione, riduce le tensioni sociali, crea condizioni di cultura e responsabilità civile. Queste tuttavia sono funzioni assegnate dalla collettività all'impresa e non riguardano le finalità. Essa nasce con riferimento all'impresa stessa e non ad altri. La funzione è il compito che viene assegnato, mentre la finalità è lo scopo ultimo che è elemento costitutivo di qualunque sistema è [...] Ciò non toglie che qualunque impresa può prosperare solo se sa tenere conto dell'operare concreto della rete di interessi collettivi, se è capace di far rientrare nei propri meccanismi di funzionamento le aspettative della società, se è in grado di giocare un ruolo consonante con le attese della comunità. Anzi possiamo osservare come la crescita della sensibilità sociale di strati crescenti della popolazione abbia oggi una fortissima ripercussione sul funzionamento di molte imprese sul tema della corporate social responsibility [...]. Tuttavia ciò non significa che la finalità dell'impresa sia soddisfare questi obiettivi sociali. L'unica finalità possibile per essa deriva dall'essere impresa, cioè un sistema che opera in una logica di continua creazione di valore economico*». Cfr. VICARI S. (2007), “Soggetti o sistema? Osservazioni sulla natura dell'impresa”, *Sinergie*, n. 72.

Servizi che sono, peraltro, orientati al soddisfacimento di bisogni primari dei cittadini. Inoltre, bisogna tener conto del vincolo ambientale alla produzione di energia, che è divenuto sempre più stringente negli ultimi anni ed è destinato a rappresentare, nel prossimo futuro, l'aspetto determinante per il raggiungimento di uno sviluppo sostenibile. Infatti, dato il carattere prettamente industriale dei servizi energetici, la produzione ed erogazione di energia impatta in misura rilevante sull'ambiente e sul cambiamento climatico.

5.3 La misurazione della performance aziendale

La misurazione delle *performance* raggiunte dalle *local utility* si sostanzia quindi nella misurazione del grado di raggiungimento in termini di efficacia ed efficienza di prestabiliti obiettivi di economicità aziendale. Oggetto della misurazione è pertanto l'economicità aziendale, quando esprime la sintesi dell'efficacia e dell'efficienza delle operazioni che danno contenuto all'attività aziendale e attraverso le quale si soddisfano i bisogni degli individui.

L'economicità aziendale è tendenzialmente qualificabile attraverso l'elaborazione di dati aventi natura quantitativo-monetaria, espressi negli esiti reddituali, i quali possono essere quindi considerati una *proxy* del profitto generato dall'azienda²⁹.

²⁹ Invero il concetto di economicità è più ampio di quello di massimizzazione del profitto per due ordini di ragioni. Il primo è di natura prettamente economica, il secondo riguarda maggiormente il carattere sociale e istituzionale dell'azienda.

Da un punto di vista squisitamente economico, «è preferibile limitarsi ad una esplicitazione [del concetto di equilibrio economico delle aziende] in termini soggettivi, salvo specificare che, nelle imprese private e in talune pubbliche, il limite minimo di equilibrio soggettivo corrisponde al raggiungimento dell'autosufficienza economica e, quindi, a condizioni oggettivamente determinabili». In altri termini, «le condizioni di economicità dell'azienda si estrinsecano nelle relazioni tra costi e ricavi ritenute congrue dal soggetto economico. Tale relazione potrà, a seconda dei casi, tendere alla massimizzazione del divario tra ricavi e costi nel lungo periodo – più probabile nelle imprese di grandi dimensioni – oppure ad un'eccedenza soddisfacente della prima componente sulla seconda – di maggiore verifica nelle imprese grandi e/o di piccole dimensioni». Cfr. RANALLI F. (1988); *op. cit.*, p.75.

D'altra parte, in una prospettiva sociale, si osserva che la massimizzazione del profitto non può essere ottenuta a scapito dell'adeguata remunerazione degli altri fattori produttivi affinché sia rispettato il requisito di economicità. «Non si può parlare di economicità se l'azienda ottiene l'equilibrio reddituale grazie solo a particolari condizioni di acquisto di materie prime e dei servizi di terzi o grazie solo ad una politica dei prezzi imposti particolarmente elevati». Cfr. AIROLDI G., BRUNETTI G., CODA V. (1994), *Economia aziendale*, Il Mulino, Bologna, p. 185. In altri termini, in azienda non si possono considerare i problemi della produzione della ricchezza disgiuntamente da quelli di una sua equa ripartizione tra i differenti soggetti che hanno concorso a determinarla. Sul punto si veda anche la *teoria dei massimi simultanei* dell'Onida, il quale afferma che: «la non effimera prosperità dell'impresa, pur tenuta ad operare nel mercato secondo criteri di economicità aziendale, esige, non già la massimizzazione di un solo elemento, quale il profitto, ma la realizzazione di massimi simultanei, per quanto riguarda salari, dividendi e autofinanziamenti, dinamicamente insieme combinati, anche nelle loro variazioni relative, al fine del loro mutuo rafforzamento, pur praticando – per i prodotti forniti dall'impresa – prezzi idonei a sostenere e dilatare la domanda». Cfr. ONIDA P. (1971), *op. cit.*, p. 91.

Inoltre, non si può parlare di economicità ponendo enfasi sul profitto di breve termine. L'altro attributo rilevante del concetto di azienda, evidenziato nella definizione data dallo Zappa, è infatti l'*attitudine a perdurare*. Condizione di *economica e duratura esistenza* dell'azienda è rappresentata dalla razionale distribuzione della ricchezza prodotta fra coloro che hanno concorso a determinarla. Cfr. CATTANEO M. (1991), "L'impresa agli inizi degli anni Novanta", in *Finanza, Marketing e Produzione*, n. 4; si veda, inoltre, CATTURI G. (1994), *La teoria dei flussi e degli stocks ed il "sistema dei valori" dell'impresa*, Cedam, Padova. Il concetto della durabilità aziendale è stato indagato anche da Bertini, il quale osserva che «Quando le problematiche della gestione sono vissute in un'ottica temporale di lungo periodo, infatti, tutte le questioni si relativizzano al cospetto del tema dominante della continuità aziendale... Si relativizza il profitto che diventa un mezzo per assicurare una maggiore stabilità all'impresa... Qualora invece prevalga un approccio di breve andare, tutto tende ad esasperarsi: la ricerca dell'utile quotidiano sacrifica future occasioni di profitto; i conflitti

Nelle aziende (e più propriamente nelle imprese) il fine prevalente³⁰ assegnato dal soggetto economico (persona fisica o gruppo di persone fisiche che detiene, di diritto o di fatto, il supremo potere di indirizzo)³¹ è sinteticamente rappresentato dal profitto³², inteso quale remunerazione dell'attività svolta dai portatori di capitale e dell'attività imprenditoriale, o, in altri termini, della capacità del soggetto economico di selezionare opportunamente i rischi aziendali, attitudine riassunta sinteticamente negli elementi che compongono la formula imprenditoriale³³. Il profitto rappresenta perciò un indicatore che, con i limiti riconosciuti dalla dottrina³⁴, è comunque una misura unitaria della complessiva *performance* azienda-

*di interesse tra i diversi protagonisti sono dominati dalla necessità di un immediato egoistico soddisfacimento delle rispettive attese; e fatalmente, viene messo in crisi lo stesso equilibrio del sistema». Cfr. BERTINI U. (1992), "Fattori di successo e condizioni di sviluppo delle piccole e medie imprese", in *Studi e informazioni della Banca Toscana*, n. 1. Sull'argomento si veda anche BERTINI U. (1991), "In merito alle condizioni che determinano il successo aziendale", in *Scritti di politica aziendale*, Giappichelli, Torino.*

³⁰ L'azienda non ha una finalità in sé, essendo un mezzo strumentale dell'agire umano in campo economico. È l'uomo che, quale soggetto con propri bisogni, aspirazioni, ideali – in sintesi quale soggetto pensante – conferisce all'azienda un fine. Il concetto è espresso chiaramente da Bertini «Si vuole con ciò ancora una volta porre in risalto il valore strumentale dell'azienda (fenomeno oggettivo) rispetto alle aspirazioni e al comportamento del soggetto economico (fenomeno soggettivo). Ciò serve a ben chiarire che non può in nessun caso essere confuso il fine dell'azienda, con quello del soggetto economico e che al limite sarebbe assurdo parlare di fine dell'azienda in quanto entità astratta fondata sul presupposto di manifestazioni oggettive e volute e concepite all'interno di una logica di tipo assolutamente personalistico». Cfr. BERTINI U. (1990), *Il sistema d'azienda. Schemi d'analisi*, Giappichelli, Torino.

³¹ La visione del soggetto economico delle imprese quale espressione del capitale di rischio è venuta evolvendosi con l'ampliamento dimensionale delle imprese stesse e con il loro crescente impatto sociale ed ambientale. L'area del soggetto economico è così ampliata a soggetti e forze diverse dall'imprenditore proprietario. Per le diverse impostazioni sul concetto di soggetto economico si vedano, tra gli altri, AMADUZZI A. (1967), *L'azienda nel suo sistema e nell'ordine delle sue rilevazioni*, Utet, Torino; ONIDA P. (1971), *Economia d'azienda*, Utet, Torino; MASINI C. (1982), *Lavoro e risparmio*, Utet, Torino; FERRERO G. (1968), *Istituzioni di economia d'azienda*, Giuffrè, Milano; CAVALIERI E., RANALLI F. (1999), *Economia aziendale, Aree funzionali e governo d'impresa*, volume II, Giappichelli, Torino; SARACENO P. (1966), *La produzione industriale*, Libreria Universitaria, Venezia; AZZINI L. (1982), *Istituzioni di economia d'azienda*, Giuffrè, Milano; CODA V. (1982), "La tensione verso obiettivi di economicità", in *La determinazione del reddito nelle imprese del nostro tempo alla luce del pensiero di Gino Zappa*, Cedam, Padova; BERTINI U. (1991), "Il governo dell'impresa tra managerialità e imprenditorialità", in *Scritti di politica aziendale*, Giappichelli, Torino; AIROLDI G., BRUNETTI G., CODA V. (1994), *Economia Aziendale*, Il Mulino, Bologna; FERRARIS FRANCESCHI R. (2008), "L'azienda: caratteri discriminanti, criteri di gestione, strutture e problemi di governo economico", in E. CAVALIERI, R. FERRARIS FRANCESCHI, *Economia aziendale*, volume I, Giappichelli, Torino.

³² Sul punto Di Carlo osserva, con riferimento ai gruppi aziendali, «...il fine generico del gruppo aziendale si identifica con il fine del soggetto economico controllante, riassumibile nella creazione di valore (profitto) da parte dell'aggregato, da intendersi come incremento del suo valore economico». Cfr. DI CARLO E. (2009), *op. cit.*, p. 15.

³³ Per la definizione di profitto si veda per tutti AMADUZZI A. (1967), *L'azienda nel suo sistema e nell'ordine delle sue rilevazioni*, Utet, Torino, pp. 163-166. Sul concetto di formula imprenditoriale si vedano, tra gli altri, CODA V. (1988), *L'orientamento strategico d'impresa*, Utet, Torino; e RANALLI F. (1992), *Aree funzionali e governo d'impresa*, Aracne, Roma, pp. 45-72 e 295-316. In merito al concetto di profitto Ranalli osserva, inoltre, che esso «può essere anche inteso come la maggior remunerazione, rispetto all'interesse corrente, che il capitale di proprietà consegue in relazione alla capacità del soggetto economico di individuare e perseguire efficacemente alternative strategiche vincenti». Oltre a ciò, l'autore sottolinea che «il conseguimento del profitto non è indipendente dai rapporti sociali sottostanti, anzi li presuppone. [Tuttavia l'esigenza di remunerare congruamente i fattori produttivi] ha una funzione strumentale rispetto a quella di remunerare congruamente il soggetto economico aziendale». Cfr. RANALLI F. (1988), *op. cit.*, p. 43.

³⁴ Limiti dovuti innanzitutto all'inadeguatezza del metro contabile ad esprimere l'effettiva produzione di ricchezza del periodo. Cfr. ZAPPA G. (1950), *Il reddito d'impresa*, Giuffrè, Milano. Per la distinzione tra *reddito contabile* e *reddito reale* si veda AMADUZZI A. (1981), *L'azienda*, Utet, Torino.

In secondo luogo, poiché il reddito ancorché "reale" nel senso indicato dall'Amaduzzi, non può ancora esprimere compiutamente la variazione del valore del capitale dell'impresa in relazione agli investimenti in beni immateriali ed al rischio di investimento in atto, la dottrina moderna, prevalentemente di matrice nord-

le, rappresentando la sintesi del valore creato per gli azionisti e per coloro che partecipano, comunque, alla sua formazione³⁵. Secondo tale accezione, inoltre, il profitto riassume in sé l'efficacia e l'efficienza: tanto maggiore è l'efficienza gestionale tanto più efficace sarà l'organizzazione nel raggiungimento del proprio obiettivo, rappresentato dal massimo risultato economico³⁶.

L'*efficienza* è la capacità di minimizzare le risorse impiegate a parità di output ottenuto o, alternativamente, la capacità di massimizzare il risultato dato un certo quantitativo di mezzi di produzione messi a disposizione. L'efficienza, che rappresenta quindi la condizione interna di razionalità economica, è misurabile attraverso indicatori quantitativo-monetari e fisico-tecnici. Essa è pertanto esprimibile nel rapporto fra input immessi nel processo produttivo ed output ottenuto. Più in dettaglio, l'efficienza complessiva di un'organizzazione, espressa dal costo unitario di un determinato prodotto o servizio, è la risultante di due componenti:

- l'*efficienza tecnica*, cioè la capacità dell'unità di produzione di raggiungere il massimo output ottenibile con la dotazione di mezzi a disposizione, dato un certo livello di tecnologia³⁷;

americana, fa riferimento alla variazione del *capitale economico* (o del *valore azionario*, nella terminologia anglosassone) quale espressione della ricchezza prodotta dall'impresa in un dato periodo di tempo per effetto della gestione. Si veda al riguardo FRUHAN W.E. (1979), *Financial Strategy: Studies in the Creation, Transfer and Destruction of Shareholder Value*, Irwin, New York; RAPPAPORT A. (1990), *La strategia del valore*, Franco Angeli, Milano; GUATRI L. (1991), *La teoria della creazione del valore*, Egea, Milano; ZATTONI A. (2006), *Aspetti proprietari e corporate governance*, Egea, Milano.

In terzo luogo, la letteratura e l'osservazione empirica hanno messo in luce che, accanto agli effetti della gestione sull'economia propria dell'azienda, vi è anche la creazione di economie e diseconomie esterne, prodotte nell'ambiente e nella società in cui l'impresa opera. Sulla misurazione della *performance* complessiva dell'impresa da tale punto di vista si vedano, tra gli altri, BANDETTINI A. (1987), "Spunti di riflessione sulle esperienze dei maggiori paesi europei in tema di bilancio sociale", in AA.VV. *Saggi di economia aziendale per Lino Azzini*, Giuffrè, Milano; GABROVEC MEI O. (1991), "Bilancio e contabilità sociale d'impresa", in AA.VV., *Studi in onore di Ubaldo De Dominicis*, Lint, Trieste; MIOLO VITALI P. (1987), "Considerazioni in merito all'inserimento dei costi ecologici nel bilancio di esercizio", in AA.VV., *Saggi di Ragioneria e di Economia Aziendale. Scritti in onore di Domenico Amodeo*, Cedam, Padova; RUSCONI G. (1988), *Il bilancio sociale d'impresa. Problemi e prospettive*, Giuffrè, Milano; TERZANI S. (1987), "La responsabilità sociale dell'azienda", in AA.VV. *Saggi di Ragioneria e di Economia Aziendale. Scritti in onore di Domenico Amodeo*, Cedam, Padova. Più in generale, sul tema della *corporate social responsibility* si vedano il Libro Verde della Commissione Europea del 2001 e in dottrina MOLTENI M. (2004), *Responsabilità sociale e performance d'impresa. Per una sintesi socio-competitiva*, Vita e Pensiero, Milano; CODA V. (2005), "Responsabilità sociale e strategica d'impresa", in AA.VV., *Guida critica alla responsabilità sociale e al governo d'impresa. Problemi, teorie ed applicazioni della CSR*, a cura di L. SACCONI, Bancaria Editrice, Roma; ZATTONI A. (2006) *Aspetti proprietari e corporate governance*, Egea, Milano; CAVALIERI E. (2008), *op. cit.*; DI CARLO E. (2009), *op. cit.*

³⁵ Sul punto Di Carlo osserva: «il soddisfacimento delle attese dei vari stakeholder è di fondamentale importanza, ma va reso compatibile con il raggiungimento di un adeguato livello di profitto. Questa considerazione si ritiene importante in quanto la corporate social responsibility rischia di portare, in taluni casi, ad un travisamento del fine delle imprese capitalistiche, che, a nostro avviso, rimane sempre e comunque il perseguimento del profitto». Cfr. DI CARLO E. (2009), *op. cit.* p. 264. Peraltro, questo sembra essere l'orientamento del codice di autodisciplina delle società quotate redatto dalla Borsa Italiana, per il quale «gli amministratori agiscono con cognizione di causa ed autonomia, perseguendo l'obiettivo prioritario della creazione di valore per gli azionisti». Cfr. BORSA ITALIANA (2006, 1.P.2.).

³⁶ Cfr. ANTHONY R. N., YOUNG D.W. (2003), *Management Control in Nonprofit Organizations* (7th ed.), Mc Graw Hill, Irwin, New York, pp. 11-12.

³⁷ Il mancato raggiungimento del massimo output possibile (inefficienza) dipende pertanto dalla combinazione non ottimale fra i fattori produttivi impiegati (capitale/lavoro) e/o dall'imperfetto utilizzo dei mezzi a disposizione, spesso dovuto alla sottoutilizzazione degli impianti, a fenomeni di assenteismo e demotivazione

- *l'efficienza gestionale o economica*, ossia la capacità di minimizzare il costo unitario di produzione³⁸. In altri termini, l'efficienza gestionale implica il pieno sfruttamento dei fattori della produzione, dato sia dai costi di acquisizione delle risorse sia dalle diverse modalità nella loro composizione.

L'*efficacia* rappresenta la capacità dell'organizzazione produttiva di destinare le risorse disponibili alla realizzazione di obiettivi vincenti³⁹. Gli obiettivi possono essere considerati "vincenti" quando l'azienda impiega i fattori acquisiti dal sovrasisistema ambientale in cui è inserita per la realizzazione di produzioni atte ad incontrare e soddisfare le complessive attese degli utilizzatori⁴⁰. In altri termini, l'efficacia rappresenta il grado di raggiungimento degli obiettivi del sistema aziendale in termini sia quantitativi sia qualitativi, e quindi, in ultima istanza, la capacità dell'azienda di servizi di pubblica utilità di soddisfare i bisogni dei cittadini consumatori-utenti del servizio.

Perciò nella misurazione dell'efficacia, alla prospettiva interna all'organizzazione – caratteristica dell'analisi dell'efficienza – si affianca la dimensione esterna, che mette in relazione l'azienda con il mercato e, più in generale, con l'ambiente esterno. La soddisfazione degli utilizzatori si sostanzia infatti nella disponibilità a pagare prezzi (*valori di scambio*) remuneratori per ricevere il prodotto, quando l'azienda opera su mercati competitivi; mentre si sostanzia anche in apprezzamenti e valutazioni positive sulle prestazioni rese agli stessi (*valori d'uso*), quando l'azienda opera in ambienti particolari e in condizioni di competizione attenuata ed indiretta, al cui interno le quantità di denaro pagate per l'acquisto di fattori, ma soprattutto quelle ricevute per la cessione dei prodotti perdono, almeno in parte, il significato di misuratori di valore oggettivizzati dal mercato⁴¹.

Si osserva, peraltro, che il mercato in cui operano le *local utility* si caratterizza sempre più per l'esistenza di un libero gioco competitivo tra le parti sia dal lato dell'offerta sia dal lato della domanda.

Tuttavia, in ragione della funzione sociale assegnata alle imprese fornitrici di servizi pubblici, l'efficacia di un'impresa di servizi di pubblica utilità va anche riferita all'ultimo stadio del processo produttivo pubblico, ovvero alla fase di trasformazione dei servizi pre-

del personale. Sul punto il Giannessi osserva che «*le condizioni tecniche di svolgimento dei processi produttivi e il grado di utilizzazione della capacità produttiva rappresentano condizioni influenti sulla formazione dell'equilibrio economico dell'azienda*». Cfr. GIANNESI E. (1982), *Il Kreislauf tra costi e prezzi come elemento determinante delle condizioni di equilibrio del sistema azienda*, Giuffrè, Milano.

³⁸ Tale concetto introduce nella definizione di efficienza della funzione di costo. La minimizzazione del costo unitario (efficienza complessiva) richiede infatti non solo che la produzione avvenga in maniera tecnicamente efficiente, ma anche che la combinazione dei fattori produttivi tenga conto dei costi di acquisizione relativi ai medesimi, modificando eventualmente la combinazione tecnicamente ideale sino a che il costo unitario di produzione non abbia raggiunto il minimo. Sul punto ONIDA P. (1971), *op. cit.*

³⁹ Cfr. CAVALIERI E. e FERRARIS FRANCESCHI R. (2008), *op. cit.*

⁴⁰ Sul punto Di Carlo osserva che «*tale condizione è alla base della creazione del valore*». Cfr. DI CARLO E. (2009), *op. cit.*, p. 267. In questa prospettiva, quindi, la soddisfazione degli utilizzatori del servizio è strumentale alla realizzazione del fine aziendale, ovvero alla creazione del valore economico.

⁴¹ Sul punto si veda SIDREA (2009), "Oggetto degli studi di economia aziendale", risultati della ricerca del gruppo di studio, coordinato dal prof. E. Cavalieri, sulle tematiche concernenti l'oggetto degli studi e le aziende (caratteri distintivi – classi – finalità – soggetti), in AA.VV., *I Convegno Nazionale "La Ragioneria e l'Economia aziendale: dinamiche evolutive e prospettive di cambiamento"*, Siena, 8-9 maggio, Franco Angeli, Milano.

stati in benessere economico e sociale⁴². Si tratta, cioè, di verificare il grado di raggiungimento degli obiettivi aziendali in termini di soddisfacimento della domanda⁴³. Questi ultimi, possono attenersi a mutamenti indotti nel benessere dei cittadini (miglioramento dello stato di salute, delle condizioni abitative, dei livelli culturali o di istruzione, dei livelli occupazionali) oppure in termini di mutamenti della qualità con cui i servizi vengono erogati⁴⁴.

In sintesi, oggetto della misurazione delle *performance* delle *public utility* sono pertanto i risultati attesi o conseguiti dalle prestazioni connesse allo svolgimento dei processi organizzativi e gestionali preordinati al raggiungimento dei suddetti risultati. Si vuole inoltre sottolineare che nei processi valutativi, ciò che diviene rilevante ai fini dell'analisi è che la misurazione deve essere correlata alle peculiarità ed esigenze degli utilizzatori delle misure⁴⁵. I parametri che vanno ogni volta opportunamente individuati rappresentano perciò modalità specifiche di misurazione delle *performance* aziendali e si articolano in misure di economicità conseguibili attraverso la realizzazione di condizioni di efficacia ed efficienza⁴⁶.

Più in dettaglio, le *misure dell'economicità* sono segnaletiche della capacità dell'azienda di operare secondo un criterio di convenienza economica nella scelta delle singole operazioni, che, a livello di azienda nel suo complesso, conduce al tendenziale equilibrio economico della gestione. Le *misure di efficienza* aziendale si riferiscono al rendimento fisico-tecnico dei processi produttivi e quindi alla relazione che intercorre tra risultati conseguiti e mezzi impiegati⁴⁷. Le *performance di efficacia* misurano invece la capacità di raggiungere al meglio gli obiettivi aziendali e possono essere misurate e rappresentate da parametri quantitativi monetari (ad esempio l'aumento della quota di mercato relativamente alle imprese) o fisico-tecnici (con riferimento ai processi operativi aziendali) oppure di natura qualitativa (il grado di soddisfazione dell'utenza dei servizi pubblici)⁴⁸.

⁴² In merito alla necessità di integrare le analisi di efficienza dei servizi con forme di rilevazione di efficacia delle prestazioni si rinvia a BACCARINI C. (1988), *Mutamenti ambientali e condotta strategica delle imprese municipalizzate*, Cedam, Padova, che a p. 10 così afferma: «Da questo punto di vista, si osserva che nel campo dei servizi pubblici la prestazione può dirsi efficace nel momento in cui i membri della collettività possono goderne, indipendentemente dalle condizioni di reddito e dalle zone di residenza, ad un livello di qualità sufficiente "a risolvere" il problema di fondo insito nella formazione di un bisogno collettivo. Ciò in quanto la prestazione di servizi pubblici ha in sé connotato un preciso carattere di socialità connesso al bisogno a cui s'indirizza».

⁴³ Sul punto si veda MULAZZANI M. (1984), "I costi della Pubblica Amministrazione", in AA.VV., *Pubblica amministrazione. Prospettive aziendali e analisi d'intervento*, Giuffrè, Milano.

⁴⁴ Queste due dimensioni del concetto di efficacia – benessere dei cittadini e qualità – possono a volte essere distinte tra loro; in tal caso il miglioramento della qualità va considerato come strumentale al miglioramento del benessere. Tuttavia, per i servizi di pubblica utilità, i due aspetti del problema sono spesso coincidenti, come nel caso del servizio di fornitura di energia elettrica e gas naturale. Cfr. FRANCE G. (1988), (a cura di) *I servizi del governo locale: misurare la qualità per migliorarla*, Consiglio Nazionale delle Ricerche, Istituto di Studi sulle Regioni.

⁴⁵ Sul punto si vedano, tra gli altri, GIANNESI E. (1979), *Appunti di economia aziendale*, Pacini, Pisa; AMADUZZI A. (1967), *op. cit.*; ONIDA P. (1951), *Le discipline economico-aziendali. Oggetto e metodo*, Giuffrè, Milano.

⁴⁶ Cfr. MARCHI L. (1994), "Economicità ed equilibrio di medio e lungo periodo. Quali possibilità di verifica?", in R. MELE, P. POPOLI (a cura di), *La gestione delle aziende pubbliche. Principi e tecniche innovative*, Maggioli, Rimini.

⁴⁷ Cfr. BRUNETTI G. (1989), "L'economicità e la rilevazione", in G. AIROLDI, G. BRUNETTI, V. CODA, *Lezioni di economia aziendale*, Il Mulino, Bologna.

⁴⁸ Cfr. BERGAMIN BARBATO M. (1991), *op. cit.*

In conclusione, nell'ambito della visione sistemica dell'azienda, la misurazione della *performance* è costituita dalla misura del grado di raggiungimento in termini di efficacia ed efficienza di prestabiliti obiettivi di economicità⁴⁹. Peraltro, l'economicità non può che riguardare la capacità di fissare obiettivi strategici competitivi vincenti (efficacia) e di raggiungerli con il minimo impiego di risorse (efficienza). Il *rapporto tra risultati e obiettivi* misura quindi il grado di *efficacia* e il *rapporto tra input* – fattori produttivi impiegati nel processo di trasformazione produttiva – e *output* – prodotti e/o servizi forniti – misura il livello di *efficienza*.

5.4 Gli approcci all'analisi della performance tra innovazione e tradizione

Prima di procedere ulteriormente nella misurazione delle *performance* delle *local utility* si ritiene opportuno soffermarsi brevemente sugli approcci all'analisi della *performance* aziendale e sui relativi indicatori utilizzabili per la misurazione. Attualmente nella dottrina economico-aziendale si osservano, infatti, due differenti approcci nella misurazione della *performance* effettivamente realizzata dalle imprese, uno di stampo tradizionale, ovvero l'analisi di bilancio per indici e flussi, e l'altro – di matrice anglosassone – più innovativo, a cui sono riconducibili i modelli di misurazione del valore creato. Ognuno di essi è guidato da logiche economiche e scopi di analisi differenti, che vengono di seguito indagate.

5.4.1 L'ANALISI DI BILANCIO

Gli strumenti tradizionali di misurazione delle *performance* aziendale sono costituiti dai metodi contabili di stima del reddito di periodo, che si sostanziano principalmente nell'analisi di bilancio per indici e flussi. L'utilizzo di questi indicatori consente di indagare i profili economici, finanziari e patrimoniali delle imprese oggetto d'indagine. Infatti, la valutazione delle *performance* di un'impresa mediante l'analisi di bilancio mira a verificare il livello di redditività, nonché degli equilibri finanziari e patrimoniali della stessa.

Tuttavia la misurazione delle *performance* effettuata ricorrendo all'analisi di bilancio appare fortemente influenzata dall'origine contabile dei dati. Occorre mettere in risalto che gli indicatori dei risultati economici e degli andamenti finanziari hanno una effettiva capacità di rappresentazione della *performance* conseguite solo se i dati riportati in bilancio sono attendibili. Infatti, nella definizione di un modello di analisi delle *performance* non si può prescindere dalla considerazione di due aspetti: il primo attiene alla natura e alla complessità delle operazioni che interessano l'economia dell'impresa, il secondo riguarda la qualità e la quantità delle informazioni che sono necessarie per alimentare il modello⁵⁰.

Inoltre, le condizioni di equilibrio del sistema d'impresa si caratterizzano per il loro dinamismo e la loro continua evoluzione, analogamente i modelli di analisi delle *performance* devono essere tempestivamente adattati ogniqualvolta intervengano modifiche di rilievo

⁴⁹ Sul tema si vedano FARNETI G., MAZZARA L. e SAVIOLI G. (1996), *op. cit.*; MUSSARI R. (1993), "La performance dei servizi pubblici: una messa a punto concettuale", in *Comuni d'Italia*, n. 7-8; SILVI R. (1995), *op. cit.*

⁵⁰ Giova segnalare, peraltro, che l'attendibilità dei valori di bilancio può essere inficiata anche dalla presenza di politiche di bilancio o, peggio, da manovre tese a falsare i valori riportati in bilancio.

nell'operatività aziendale⁵¹. L'utilizzo degli indicatori di bilancio, calcolati ad intervalli regolari di tempo, deve essere volto, pertanto, a sottolineare i cambiamenti verificatisi nelle variabili che sintetizzano gli aspetti cruciali della gestione e a focalizzare i momenti di inversione di tendenza.

Con l'analisi di bilancio è quindi possibile cogliere l'intrinseca dinamica di alcuni fenomeni (livelli e dinamiche della produzione di ricchezza; grado di rotazione dei fattori e dei prodotti e livelli di efficienza e produttività; composizione degli investimenti e dei finanziamenti e reciproche correlazioni; grado di capitalizzazione); la cui conoscenza permette di esprimere una valutazione sul grado di raggiungimento dell'equilibrio economico e finanziario, valutazione peraltro correlata alle peculiarità del settore in cui l'impresa opera.

Questa conoscenza può quindi essere ottenuta attraverso la creazione di un sistema di indicatori di economicità (indici di composizione del conto economico, indici di redditività, indici di produttività; indici di efficienza operativa) e di solidità e solvibilità patrimoniale (indici di composizione dello stato patrimoniale, indici di indebitamento e sua onerosità, indici di solidità patrimoniale, indici di solvibilità e indici di struttura)⁵².

Al fine di ottenere un'analisi complessiva della situazione economica, finanziaria e patrimoniale dell'impresa il sistema degli indici di bilancio è accompagnato dall'analisi della dinamica finanziaria dell'impresa, sviluppata mediante lo studio dei flussi finanziari dell'impresa⁵³. L'analisi dei flussi di capitale circolante netto e del *cash flow* originato dalla gestione aziendale contribuisce all'analisi della variabilità dei principali indici finanziari, quali l'indice di disponibilità, l'indice di tesoreria e l'indice di autocopertura del capitale fisso. Sotto questo profilo, l'analisi per flussi costituisce un necessario supporto interpretativo degli indici finanziari di struttura ed un indispensabile strumento di analisi a disposizione del sistema informativo per indici di bilancio.

⁵¹ Sul punto si veda CHIRICO A. (2005), *La valutazione delle performance delle Sim: indicatori e modelli*, Giappichelli, Torino, pp. 57-59.

⁵² Per un approfondimento delle tecniche di analisi e la scelta degli indicatori più significativi si rinvia alla vasta letteratura sul tema, tra cui si segnalano AZZINI L. (1957), *Le situazioni d'impresa investigate nella dinamica economica delle produzioni. Le situazioni patrimoniali*, Giuffrè, Milano; ANTHONY R.N. (1966), *Contabilità per la direzione*, Etas Libri, Milano; BERGAMIN BARBATO M. (1974), "Il valore segnaletico degli indici di bilancio in rapporto ai criteri seguiti per la loro determinazione", in V. CODA, G. BRUNETTI, M. BERGAMIN BARBATO, *Indici di bilancio e flussi finanziari*, Etas Libri, Milano; CATTANEO M. (1976), *Analisi finanziaria e di bilancio*, Etas Libri, Milano; SUPERTI FURGA F. (1978), *Le valutazioni di bilancio*, ISEDI, Milano; BERGAMIN BARBATO M., CODA V., BRUNI G. (1979), *Le strutture di bilancio*, ISEDI, Milano; RANALLI F. (1984), *Sulla capacità informativa delle strutture di bilancio*, Cedam, Padova; e, dello stesso autore, (1994), *Schemi per l'analisi dell'economicità aziendale*, Aracne, Roma; INVERNIZZI G., MOLTENI M. (1990), *Analisi di bilancio e diagnosi strategica*, Etas Libri, Milano; BRUNETTI G., CODA V., FAVOTTO S. (1991), *Analisi, previsioni, simulazioni economico-finanziarie d'impresa*, Etas Libri, Milano; CARAMIELLO C. (1993), *Indici di bilancio*, Giuffrè, Milano; FERRERO G., DEZZANI F., PISONI P., PUDDU L. (2006), *Analisi di bilancio e rendiconti finanziari*, Giuffrè, Milano.

⁵³ Sull'analisi della dinamica finanziaria dell'impresa si vedano, tra gli altri, CAPALDO P. (1971), "Il cash flow e le analisi finanziarie nella gestione d'impresa", in *Rivista dei Dottori Commercialisti*, n. 6; CODA V., BRUNETTI G., BERGAMIN BARBATO M., *Indici di bilancio e flussi finanziari*, Etas Libri, Milano; CATTANEO M. (1988), *Finanza aziendale: il capitale circolante netto*, Utet, Torino; POTTITO L. (1980), *Il rendiconto finanziario nelle imprese*, Giannini, Napoli; CARAMIELLO C. (1993), *Il rendiconto finanziario*, Giuffrè, Milano; FACCHINETTI I. (2007), *Rendiconto finanziario e analisi dei flussi*, Il Sole24Ore, Milano; FERRERO G., DEZZANI F., PISONI P., PUDDU L. (2006), *op. cit.*; TEODORI C. (1994), *La costruzione e l'analisi dei flussi finanziari e monetari. Il rendiconto finanziario*, Giappichelli, Torino.

In definitiva, l'analisi di bilancio (per indici e flussi) costituisce un valido strumento per analizzare gli andamenti storici della gestione aziendale, infatti essa consente all'analista, da un lato, di ottenere un'approfondita conoscenza dei risultati ottenuti dall'impresa e la loro evoluzione nel tempo e, dall'altro, di esprimere una valutazione critica della situazione economico, finanziaria e patrimoniale della stessa. Inoltre, l'analisi di bilancio fornisce utili informazioni sulla gestione strategica dell'impresa e consente di valutare l'azione della direzione strategica, la quale assume particolare rilevanza nelle fasi di cambiamento e riposizionamento strategico.

5.4.2 I MODELLI DI MISURAZIONE DEL VALORE CREATO

La misurazione del valore delle imprese è un problema che risale alla nascita dell'impresa capitalistica, ma da non molto tempo ha raggiunto l'importanza che oggi gli è generalmente riconosciuta. La nascita di un nuovo approccio alla creazione di valore si può far risalire alla metà degli anni Ottanta. Secondo la nuova teoria del valore creato, la "creazione di valore" è un obiettivo la cui realizzazione assicura lo sviluppo e la sopravvivenza nel lungo periodo dell'impresa, nell'interesse di tutta la collettività e non solo dei diretti partecipanti alla vita dell'impresa, tale approccio si fonda sulla convinzione che creare valore per l'azionista significa creare valore per tutti⁵⁴.

Questo nuovo approccio alla creazione di valore ha assunto particolare rilevanza nella misurazione della *performance* aziendale. Infatti, i tradizionali strumenti dell'analisi di bilancio scontano la natura contabile della base informativa su cui si fondano. È noto che i dati contabili sono soggetti alle regole giuridico-formali che condizionano pesantemente i risultati di bilancio, tra cui si sottolinea il ruolo giocato dal principio di prudenza nella valutazione delle attività e delle passività. Inoltre, i risultati di bilancio sono inficiati da stime e congetture, ed esposti al rischio di politiche di bilancio, non di rado utilizzate al fine di comporre contrapposti interessi delle varie categorie di stakeholders

In secondo luogo, i dati contabili sono inevitabilmente orientati al passato, cosicché essi non scontano (o scontano solo parzialmente) le modificazioni che intervengono nei rischi che gravano sull'impresa e nelle attese di futuri flussi reddituali. In altri termini, gli indici di bilancio vengono calcolati facendo riferimento a strutture di reddito e di capitale che, seppur rielaborate, esprimono grandezze "cristallizzate" che per loro natura non possono considerare le modificazioni che avvengono nell'ineliminabile sistema dei rischi che grava sull'economia dell'impresa⁵⁵. Quindi, l'analisi storica non è sufficiente per effettuare ragio-

⁵⁴ Sulla teoria di creazione di valore si vedano i contributi di RAPPAPORT A. (1986), *Creating Shareholder Value*, The Free Press, New York; REBOA M. (1989), *Strategie economico-finanziarie. Parametri e modelli di valutazione*, Egea, Milano; GUATRI L. (1991), *op. cit.*; DONNA G. (1992), *La valutazione economica delle strategie d'impresa*, Giuffrè, Milano; e, dello stesso autore, (1999), *La creazione di valore nella gestione dell'impresa*, Carocci, Roma; GUATRI L., MASSARI M. (1992), *La diffusione del valore*, Egea, Milano; COPELAND T.E., KOLLER T., MURRIN J. (1996), *Valuation, Measuring and Managing the Value of Companies*, Wiley, New York; VIGANÒ R. (2001), *Il valore d'azienda. Analisi storica ed obiettivi di determinazione*, Cedam, Padova.

⁵⁵ Sulla "variabile entità" dei rischi si consulti BERTINI U. (1987), *Introduzione allo studio dei rischi nell'Economia Aziendale*, Giuffrè, Milano, pp. 129-135.

nevoli previsioni sugli andamenti futuri, in termini di flussi di reddito (o di cassa) attesi e di apprezzamento del grado di rischio ad essi correlato.

In terzo luogo, i risultati contabili, legati al modello dello scambio, hanno storicamente trascurato la dinamica del valore e, in modo particolare, la considerazione dei beni immateriali (o *intangibles*). La conoscenza, le competenze, le esperienze, le motivazioni sono elementi intangibili della gestione che, non essendo negoziabili per definizione, non trovano manifestazione negli atti di scambio, e quindi non possono essere tradotte in quantità mediante l'unità di misura monetaria né possono essere oggetto di rilevazione come componenti del bilancio civilistico.

Inoltre, una serie di elementi ha contribuito alla ricerca di nuovi strumenti di misurazione delle *performance*. Ci riferiamo, in particolare, al rapido mutamento dello scenario competitivo stimolato dalla caduta delle barriere e dei vincoli all'operatività, alla segmentazione dei mercati, alla nascita di nuovi concorrenti e alle innovazioni tecnologiche e finanziarie. In altri termini, l'aumento della pressione concorrenziale e la connessa riduzione dei margini, unitamente alla percezione di maggiori rischi gravanti sulla gestione, hanno spinto le imprese a cercare un innalzamento del livello di *performance* aziendale in termini di valore creato, idoneo a garantire la sopravvivenza nell'ottica di una perdurante prospettiva di sviluppo delle stesse. In tale ottica assume notevole rilievo non solamente la valutazione *della performance* attuale ma, soprattutto, quella in chiave prospettica dell'impresa, con strumenti di misurazione volti ad indagare la creazione di nuovo valore⁵⁶.

Pertanto, questo nuovo approccio alla creazione di valore ha spostato il baricentro dell'analisi delle *performance* dallo studio degli accadimenti passati all'indagine delle previsioni sul futuro andamento dell'impresa. In questa prospettiva, allo scopo di misurazione la *performance* aziendale in termini di nuovo valore creato sono stati definiti nuovi indicatori, capaci di cogliere il processo di creazione (o distruzione di valore) e, quindi, di esprimere in termini quantitativi l'incremento di valore economico prodotto dall'impresa per effetto della gestione.

Ci riferiamo agli indicatori di *performance* del valore creato, ovvero, l'*Economic Value Added* (o EVA), il *Risultato Economico Integrato Residuale* (o REIR) e il *Free Cash Flow* (o FCF), di cui verranno di seguito evidenziati sia la capacità informativa sia i principali limiti nella misurazione del valore effettivamente creato dall'impresa.

1) L'EVA e l'Economic Profit

L'*Economic Value Added* (o EVA) è una misura del risultato di periodo che, previa una peculiare forma di normalizzazione del reddito contabile, assume come aspetto qualificante la detrazione del "costo" di tutti i capitali investiti, quindi sia del capitale proprio sia dei capitali presi a prestito da terzi. In altri termini, l'EVA esprime il valore creato per l'azionista in termini di profitto economico (o *economic profit*⁵⁷), e si calcola sottraendo al reddito opera-

⁵⁶ Sul punto si veda CHIRICO A. (2005), *La valutazione delle performance delle Sim: indicatori e modelli*, Giappichelli, Torino, pp. 103-108.

⁵⁷ Giova sottolineare che l'*Economic Value Added* non va confuso con l'*Economic Profit*, il quale rappresenta un'evoluzione e un affinamento del concetto di reddito residuale (o profitto economico), ma si differenzia sostanzialmente dall'EVA per le rettifiche apportate al reddito operativo, che sfociano in una diversa configu-

tivo opportunamente rettificato e normalizzato il costo d'opportunità del capitale impiegato nell'attività aziendale⁵⁸. Quindi l'EVA assumerà valori positivi solo se il rendimento delle risorse investite in azienda è superiore al costo delle stesse.

L'EVA si ispira al concetto di *Reddito Residuale*⁵⁹ proposto da Anthony, da cui si distingue per due principali ragioni: la prima è che la depurazione del reddito dal costo dei capitali è completa, cioè afferisce a tutti i capitali investiti ed è basata sul loro costo medio ponderato; la seconda attiene al processo di normalizzazione del reddito che considera non solo le normalizzazioni ma anche ulteriori rettifiche di natura sia contabile che finanziaria al fine di esprimere un reddito normalizzato rettificato, denominato NOPAT (o *Net Operating Profit Adjusted Taxes*)⁶⁰.

L'idea alla base dell'EVA è quella di avvicinare il reddito normalizzato e rettificato al concetto di flusso di cassa. A tale riguardo si segnala la scelta di adottare criteri di cassa piuttosto che criteri di competenza con riguardo a diverse poste di bilancio, ovvero al fondo imposte, al fondo svalutazione crediti, al fondo di obsolescenza del magazzino, ai fondi di garanzia, ai ratei e risconti in genere nel calcolo del reddito normalizzato. Per esempio, la considerazione dell'incremento del fondo imposte nel reddito normalizzato sostituisce la misura delle imposte maturate (di competenza) con l'importo delle imposte pagate avvicinando così la nozione dell'EVA a quella di flusso di cassa.

Quindi, secondo l'approccio dell'EVA, l'*Economic Value* dell'impresa è dato dalla somma tra il valore del capitale impiegato⁶¹ e il *Market Value Added* (MVA), una grandezza che esprime il valore attuale della somma di tutti gli EVA futuri⁶².

razione del reddito normalizzato, denominato NOPLAT (o *Net Operating Profit Less Adjusted Taxes*), che è dato appunto dal reddito operativo al netto della tassazione, e può quindi essere considerato una misura del rendimento del capitale investito. Pertanto, l'*Economic Profit*, dato dalla differenza tra il rendimento (ROIC) e il costo (WACC) del capitale investito moltiplicata per il valore del capitale investito, esprime il rendimento netto del capitale complessivamente investito nella gestione. Sul punto si veda, tra gli altri, CHIRICO A. (2005), *op. cit.*, pp. 172-177.

⁵⁸ In letteratura si riscontrano numerosi contributi sull'EVA. Tra di essi si rimanda a STEWART III G.B. (1991), *The Quest for Value*, Harper Collins, New York (trad. it. A cura di M. SPINI, *La ricerca del valore*, Egea, Milano, 1998); STERN J.M. (2001), *The EVA challenge: implementing value-added change in an organization*, Wiley, New York; GUATRI L. (2009), *Nuovo trattato sulla valutazione delle aziende*, Egea, Milano.

⁵⁹ Il concetto di *reddito residuale* proposto da Anthony si basa sulla depurazione del reddito contabile dagli interessi figurativi su una parte del capitale proprio (quella componente del patrimonio netto contabile di pertinenza degli azionisti e non dell'istituzione aziendale). Tale concezione ha il pregio di neutralizzare l'effetto della leva finanziaria, in quanto rende omogenei e confrontabili i risultati ottenuti da società caratterizzate da diverse strutture finanziarie, ed è in grado di incorporare informazioni sul rischio di mercato, che non sono evidenziate dalle misurazioni contabili dell'utile, nella scelta del tasso per il calcolo degli interessi sul patrimonio netto degli azionisti. Cfr. ANTHONY R.N. (1986), *Contabilità e bilancio*, Franco Angeli, Milano, pp. 26 e ss.; p. 160 e ss. Si osserva, tuttavia, che risulta difficile accettare, in questa operazione di depurazione del reddito dagli interessi sul capitale, l'idea di limitare la stima degli interessi figurativi e perciò la depurazione ad una sola parte del capitale proprio, cioè al cosiddetto "capitale degli azionisti". Cfr. GUATRI L. (1998), *Trattato sulla valutazione delle aziende*, Egea, Milano, p. 451.

⁶⁰ Sulle modalità di calcolo del NOPAT si veda, per tutti, STEWART III G.B. (1991), *op. cit.*

⁶¹ Il capitale dell'impresa risulta costituito dalle risorse complessivamente investite nell'azienda, indipendentemente dalla fonte di finanziamento. Cfr. STEWART III G.B. (1991), *op. cit.*

⁶² Il *Market Value Added* esprime la differenza tra il valore di mercato dell'impresa (inteso come valore economico o capitale potenziale) e l'ammontare del capitale investito contabile. In altri termini, il MVA rappresenta il maggior valore creato dall'impresa rispetto alle risorse investite. Il MVA può anche essere espresso come somma del *Future Growth Value* (FGV) – che misura la porzione di valore di mercato dell'impresa attri-

In sintesi, si può affermare che il modello dell'EVA fornisce una misura del valore attuale dei flussi di cassa attesi, o, in altri termini, un indicatore della *performance* aziendale in termini di valore attuale del flusso di redditi futuri espresso a valori correnti. Inoltre, giova sottolineare, che il metodo dell'EVA, a differenza di quello dei flussi di cassa attualizzati, evidenzia che «è la qualità e non il livello corrente del flusso di cassa scontato quello che veramente conta»⁶³.

L'EVA si caratterizza per una notevole capacità informativa in termini di valore creato. Infatti, individua un indicatore che, grazie alle rettifiche apportate alle risultanze contabili, cerca di riflettere i valori economici. In secondo luogo, se utilizzato a supporto della valutazione del capitale economico aziendale, esso consente di determinare valori correnti e allineati con i giudizi espressi dai mercati finanziari. Il valore attuale degli EVA prospettici, ovvero il MVA può infatti essere considerato una buona approssimazione del «valore di mercato che il management aggiunge o sottrae al valore del capitale investito»⁶⁴.

D'altro canto, il modello dell'EVA non è privo di limiti. Il limite più evidente e riconosciuto è l'orientamento al breve periodo, che potrebbe generare interpretazioni distorte delle reali capacità dell'impresa di generare valore nel tempo (si pensi alla presenza di consistenti progetti d'investimento con ritorno nel medio-lungo periodo), e quindi una sorta di «miopia decisionale»⁶⁵. Inoltre, l'EVA risente dei limiti tipici della misurazione contabile delle *performance* e rimane fortemente ancorato al principio della prudenza. Esso infatti si basa sul reddito operativo di mera derivazione contabile ancorché le rettifiche proposte abbiano evidenziato un tentativo di passaggio dal criterio di competenza a quello di cassa⁶⁶. Infine, il metodo di calcolo dell'EVA «non fornisce un "tasso di redditività" dell'investimento, ma si limita ad informare se la "redditività" dell'investimento stesso fornisce, al tasso prescelto, un EVA positivo o negativo, dimensionato ad un dato livello (più o meno accettabile quando risulti positivo)»⁶⁷.

Pertanto, i limiti dell'EVA quale indicatore di *performance* del valore creato dall'impresa possono essere ricondotti alla mancata considerazione della variazione di valore del capitale economico, che non consente allo stesso di fornire una valida rappresentazione dell'andamento della gestione aziendale durante l'esercizio⁶⁸.

buibile alla futura crescita dell'EVA (generata dalle attese del mercato in termini di miglioramento della produttività, di crescita dell'organico, di acquisizioni societarie) – e della parte del *Current Operations Value* (COV) che rappresentata dal valore corrente dei flussi futuri dell'EVA attuale. Il *Current Operations Value* (COV) risulta infatti composto dal capitale investito contabile e dal valore corrente dei flussi futuri dell'EVA attuale. Sul punto si veda STERN J.M. (2001), *op. cit.* Per una disamina dei significati attribuiti al concetto di MVA si veda, per tutti, CATTANEO M. (1998), *Principi di valutazione del capitale d'impresa*, Il Mulino, Bologna, pp. 44-46.

⁶³ Cfr. STEWART III G.B. (1991), *op. cit.*, pag. 280 della versione italiana.

⁶⁴ Cfr. STEWART III G.B. (1991), *op. cit.*, pag. 148 della versione italiana.

⁶⁵ Sull'orientamento dell'EVA al breve periodo si vedano, tra gli altri, DE VILLERS J (1997), "The Distortions in Economic Value Added (EVA) Caused by Inflation", in *Journal of Economics and Business*, 49(3): 285-300; e AGLIATI M. (1999), "Modelli contabili e modelli del valore", in *Economia e Management*, n. 6, pp. 51-59.

⁶⁶ Sul punto si vedano, per tutti, BACIDORE J.M., BOQUIST J.A., MILBOURN T.T., THAKOR V. "The Search for the Best Financial Performance Measure", in *Financial Analysts Journal*, 53(3): 11-20.

⁶⁷ Cfr. FERRERO G. (1981), *Finanza aziendale*, Giuffrè, Milano, p. 261 e seg.

⁶⁸ Per un approfondimento dei limiti dell'EVA quale indicatore della *performance* aziendale in termini di valore creato si veda MECHELLI A. (2005), *op. cit.*

In conclusione, la reale novità di un indicatore quale l'EVA deriva dalla facilità di comprensione e implementazione da parte del management, più che dalla formulazione teorica. Il concetto di reddito residuale rispetto alle risorse impiegate non è nuovo così come la definizione delle componenti del costo del capitale che si ispira invece al CAPM. Sicuramente innovativo è, invece, l'impiego sia nei processi di comunicazione economico-finanziaria, sia di pianificazione, controllo e incentivazione di un unico indicatore che rappresenta, seppur con i limiti evidenziati, la misura dell'attitudine dell'impresa a generare valore.⁶⁹

2) Il REIR e il REI (o Risultato Economico Integrato)

Il Risultato Economico Integrato Residuale (o REIR) proposto da Guatri è una misura della *performance* aziendale in termini di creazione (o distruzione) di valore che accoglie, nel risultato di periodo, la variazione di valore di tutti i beni, materiali e immateriali, dell'impresa, includendo nel calcolo della misura della *performance* anche il costo per l'uso del capitale stimato mediante una configurazione dello stesso in cui viene considerato il valore corrente dei beni materiali ed immateriali. Quindi il REIR, nella sua essenza, approssima il concetto di reddito economico o "surplus" prodotto⁷⁰.

Il REIR si distingue dalle altre misure del valore creato (o distrutto) dall'azienda per il significato e la particolare configurazione di risultato economico alla base del calcolo, ovvero il Risultato Economico Integrato (REI). Infatti, il REI è frutto di correttivi apportati alla *performance* contabile secondo una logica di normalizzazione (che conduce, appunto, ad un reddito normalizzato), e una logica d'integrazione (che permette di giungere al risultato economico integrato) del risultato economico di periodo⁷¹. Il REI, che è quindi dato dal reddito normalizzato integrato con la variazione intervenuta nelle plusvalenze (e minusvalenze) inesprese contabilmente e la variazione intervenuta nello *stock* di beni immateriali, è una misura assoluta di *performance* economica, che effettua una valutazione "a struttura finanziaria data". Invece, il REIR depura il risultato economico integrato dal *leverage*, cioè neutralizza la struttura finanziaria attribuendo un onere figurativo ai capitali propri e, quindi, costituisce una misura diretta del valore creato o distrutto⁷².

Il REIR è una misura della *performance* più convincente dell'EVA da momento che considera il valore, e le relative variazioni di valore, dei beni materiali ed immateriali, e non degli ibridi frutto di rettifiche contabili e finanziarie. In altri termini, l'EVA è un indicatore di

⁶⁹ Sul punto si veda CHIRICO A. (2005), *op. cit.*, pp. 178-193.

⁷⁰ Per una disamina sui concetti di reddito si consulti CAPALDO P. (1998), *Reddito, capitale e bilancio d'esercizio. Una introduzione*, Giuffrè, Milano, pp. 206-209.

⁷¹ Il processo di normalizzazione prevede la redistribuzione nel tempo dei costi e dei proventi straordinari; la "sterilizzazione" dei proventi e dei costi rivenienti da *asset* estranei alla gestione, tramite l'adozione dell'ipotesi di investimento del controvalore di tali beni a un tasso sulla liquidità (tasso di mercato monetario); l'eliminazione delle politiche di bilancio. Il processo di integrazione prevede l'esplicita considerazione del valore e della dinamica dei beni immateriali e delle plusvalenze inesprese, elementi trascurati dalla contabilità generale. Quest'ultima, infatti, considera come spese di investimento solo quelle in beni materiali e include, viceversa tra i costi correnti quelli che concorrono ad aumentare il patrimonio intangibile dell'impresa. Accanto a tali rettifiche occorre poi considerare quelle richieste dall'eliminazione degli effetti discorsivi dovuti all'inflazione. Sul punto si veda CHIRICO A. (2005), *op. cit.*, pp. 125-139.

⁷² Sulla definizione, sulle condizioni di applicabilità e sulle difficoltà di misurazione del REI e del REIR si veda, per tutti, GUATRI L. (1998), *Trattato sulla valutazione delle aziende*, Egea, Milano, pp. 457-466.

performance di prevalente derivazione contabile, con limitate integrazioni economiche ed alcune integrazioni di tipo finanziario (trasformazioni di flussi di competenza economica in flussi di cassa), mentre il REIR, essendo basato esclusivamente su integrazioni di natura economiche, esprime in modo più convincente le condizioni di coerenza interna e di razionalità economica.

D'altro canto, il REIR incontra difficoltà di applicazione proprio in ragione di tale capacità, che comporta una maggiore complessità nella sua determinazione. Ci riferiamo, in particolare, alla stima del valore dei beni materiali e immateriali, nonché della loro variazione.

Infatti, per essere correttamente operata, tale stima richiede un'adeguata previsione del contributo di ciascuno di essi alla redditività futura dell'azienda. Inoltre, nella stima dei beni immateriali non solo occorre prevedere quale sarà la redditività futura della data azienda, ma anche quanta parte di questa redditività futura sia da riferire a quel dato bene immateriale, con un'operazione che, frammentando il reddito atteso, è sicuramente dubbia da un punto di vista teorico e, salvo alcuni casi particolari, complessa da un punto di vista pratico. A conferma di tali difficoltà si ricorda che lo stesso Guatri chiude, nel suo trattato sulla valutazione delle aziende, la disamina del REIR chiedendosi se non sia maggiore la complessità di misurare la dinamica dello *stock* dei beni immateriali o la dinamica del valore dell'azienda nel suo complesso, mettendo quindi in dubbio l'applicazione pratica del modello proposto in ragione della notevole onerosità di calcolo⁷³.

3) *Il Free Cash Flow (o FCF)*

Tra le misure che consentono di apprezzare l'attitudine dell'impresa a creare valore, si ravvisa una sorta di dualismo tra le misure di origine reddituale e le misure di origine finanziaria. Le prime, come abbiamo visto, sono costruite partendo dai risultati reddituali conseguiti dall'impresa; le seconde trovano invece fondamento nei flussi finanziari prodotti dalla gestione.

Le ragioni di tale contrapposizione vanno ricercate, oltre che nella prassi contabile che orienta la misurazione dei risultati della gestione e che porta a distinguere tra l'approccio europeo, orientato alla dimensione reddituale, e quello anglosassone, tipicamente finanziario, nelle origini della misurazione delle *performance* orientate al valore creato. Queste misure sono state infatti derivate dai modelli di determinazione del valore economico del capitale, e, in quanto tali, risentono dei procedimenti di valutazione all'uopo impiegati⁷⁴.

⁷³ Cfr. GUATRI L. (1998), *Trattato sulla valutazione delle aziende*, Egea, Milano, p.466.

⁷⁴ La stima del capitale economico è basata su metodi analitici di calcolo tra cui si segnalano i metodi patrimoniali, i metodi reddituali, i metodi finanziari e i metodi misti. I *metodi patrimoniali* si fondano sulla valutazione dei singoli elementi attivi e passivi costituenti il patrimonio. I *metodi reddituali* si basano sull'attualizzazione dei flussi di reddito che l'azienda sarà in grado di generare in prospettiva, fino al momento della cessazione della sua esistenza. I *metodi finanziari*, che rappresentano un'applicazione delle moderne tecniche di analisi economica degli investimenti, giungono ad una valutazione dell'impresa mediante l'attualizzazione dei flussi di cassa previsti. Nella pratica, tuttavia, si utilizzano spesso i *metodi misti* che fondono i principi essenziali dei procedimenti patrimoniali e reddituali. A questi metodi di determinazione del capitale economico si affiancano dei *metodi indiretti*, di matrice empirica, che fanno riferimento ad indicatori e moltiplicatori di mercato. Per un approfondimento dei metodi di determinazione del valore economico del capitale si vedano GUATRI L. (2009), *Nuovo trattato sulla valutazione delle aziende*, Egea, Milano, pp. 114-138; 473-627 e 631-760; e CATTANEO M. (1998), *Principi di valutazione del capitale d'impresa*, Il Mulino, Bologna, pp. 61-83.

Si osserva, inoltre, che i primi contributi sulla misurazione del valore generato dall'impresa hanno ampiamente enfatizzato la rilevanza degli indicatori di derivazione finanziaria. L'approccio finanziario, basato sull'assunto che esiste una correlazione significativa tra il valore di mercato di un'impresa e i suoi flussi di cassa scontati, si fonda sul presupposto che il valore economico dell'impresa sia determinato dal valore attuale dei futuri flussi di cassa relativi alla gestione operativa, scontati sulla base del costo del capitale e considera, quindi, determinante per l'apprezzamento delle *performance* aziendali la prospettiva finanziaria dell'impresa.

Tra le numerose misure del valore di origine finanziaria appare opportuno soffermarci sul *Free Cash Flow* (FCF o flusso di cassa gestionale)⁷⁵. Questo indicatore, che si fonda sul concetto di *Shareholder Value Added* (SVA) proposto da Rappaport⁷⁶, si ottiene dalla differenza tra le entrate monetarie (*cash inflow*) e le uscite monetarie (*cash out flow*) riferibili alla gestione corrente dell'impresa, ed indica, quindi, la ricchezza disponibile per gli azionisti che hanno conferito il capitale di rischio all'impresa⁷⁷. Quindi il valore dell'impresa è dato dalla

⁷⁵ Tra le misure del valore di origine finanziaria si ricordano, inoltre, il *Cash Value Added* (CVA) e il *Cash Flow Return On Investment* (CFROI).

Il CVA è la differenza fra il *cash flow* operativo e il *cash flow* richiesto da i portatori di capitale. L'idea sottostante tale metodo è che l'azienda, durante la sua esistenza, effettuerebbe investimenti strategici, quali ad esempio il lancio di un nuovo prodotto o l'ingresso in un nuovo mercato, allo scopo di creare nuovo valore per gli azionisti, mentre gli investimenti non strategici avrebbero la funzione di mantenere il valore creato dagli investimenti strategici in precedenza effettuati. Quindi, il metodo del CVA suggerisce di trattare gli investimenti non strategici come costi di esercizio dato che non contribuiscono ad accrescere il valore esistente, essendo sostanzialmente assimilati a costi di mantenimento.

Il CFROI è una misura del tasso di rendimento del complesso degli investimenti posti in essere dall'impresa. Questo metodo si fonda sul *Life Cycle Model* proposto da Stigler nel 1963, e poggia sull'assunto che, nel corso del tempo, gli investimenti effettuati tendono ad allinearsi ai rendimenti medi e, nel lungo periodo, al costo del capitale. Perciò il valore del capitale può essere stimato ponendolo pari al valore attuale dei flussi di cassa relativi agli investimenti attualmente in essere, più il valore attuale dei flussi di cassa relativi ad investimenti futuri, che debbono però essere considerati se e solo se è legittimo assumere che gli stessi daranno luogo a rendimenti diversi dal costo del capitale. Occorre, però, tenere presente che è ragionevole attendersi che i rendimenti dei futuri investimenti tendano gradualmente a ridursi, sino ad eguagliare il costo del capitale, eliminando, quindi, nel tempo, ogni possibilità di creare nuovo valore. L'esplicita considerazione del modello del ciclo di vita dei rendimenti aziendali (con la conseguente analisi dell'andamento dei suddetti investimenti) è sicuramente il pregio del CFROI. D'altra parte, però, questo metodo presenta un grave limite come modello di misurazione della *performance*, infatti non considera la dinamica del valore, e fornisce flussi (con cui si procede alla stima della performance del valore) relativamente stabili nel tempo.

Tuttavia, entrambi i metodi descritti sembrano più efficacemente utilizzabili in sede di scelte di investimento, piuttosto che come misure di apprezzamento della performance periodica in ragione dell'elevata complessità del processo di calcolo sottostante e le grandezze prese a riferimento. Sul tema si vedano OTTONSON E., WEISSENREIDER F., (1996), CVA – Cash Value Added, a new method for measuring financial performance, in *Gothenburg Studies in Financial Economics*, n. 1; MADDEN B.J. (1998), *The CFROI Valuation Model A Total System Approach to Valuing the Firm*, Butterworth-Heinemann, Oxford; STIGLER G. (1963), *Capital and Rate of Return in Manufacturing Industries*, Princeton University Press, Princeton; e AMADUZZI A. (2000), *Obiettivi e valore dell'impresa: misure di performance*, Il Sole24Ore, Milano, pp. 195-221.

⁷⁶ Cfr. RAPPAPORT A. (1986), *Creating Shareholder Value*, The Free Press, New York.

⁷⁷ Questo indicatore si basa sull'approccio del *Levered Cash Flow*, che considera il flusso di cassa disponibile per i soli azionisti (*Free Cash Flow to Equity* – FCFE). Alternativamente, è possibile considerare l'approccio *Unlevered Cash Flow* che si impernia sul concetto di reddito operativo inteso come reddito disponibile per la remunerazione dei mezzi propri e di terzi. In questo senso, si parla di *Free Cash Flow to Firm* (FCFF). Sul punto si veda CHIRICO A. (2005), *op. cit.*, p. 120.

somma del valore attuale dei *cash flow* gestionali annui e il valore residuo attribuito all'impresa in funzionamento⁷⁸.

Nella sostanza il *Free Cash Flow* tende ad approssimare il flusso di liquidità generato dalle attività operative dell'impresa da destinare alla remunerazione del capitale di rischio. Considerando che, in un'ottica squisitamente finanziaria, la finalità principale dell'impresa è rappresentata dalla generazione della liquidità un flusso monetario congruo dovrebbe essere in grado di garantire la sopravvivenza dell'impresa ed assicurare adeguati livelli di remunerazione dei prestatori di capitale a rischio.

Tuttavia, questa misura del valore creato, e più in generale tutti gli indicatori di natura finanziaria, porta a concentrare l'attenzione prevalentemente sugli effettivi movimenti delle disponibilità monetarie, e, di conseguenza, fornisce evidenza del grado di raggiungimento dell'equilibrio finanziario della gestione, trascurando, invece, l'aspetto economico della stessa. Inoltre, la logica finanziaria si caratterizza per un elevato grado di soggettività associato alla stima dei flussi di cassa futuri nel breve termine. Infine, si sottolinea che «*i flussi economici (sia storici, sia prospettici) stanno in stretta relazione causale, anche nel breve termine con l'efficacia della gestione, della quale sono la misura naturale e di generale accettazione; mentre i flussi di cassa, nel breve termine (ed anche nel medio), non hanno tale legame causale ed in questa ottica presentano un andamento in buona parte dipendente da altri fattori (in prima linea, lo sviluppo o il contenimento dell'attività e degli investimenti)*»⁷⁹.

Sulla base di queste considerazioni appare chiara una preferenza per l'impiego di modelli di misurazione del valore creato imperniati sulla logica reddituale piuttosto che su quella finanziaria, che consente di dare evidenza dell'aspetto economico della gestione.

5.4.3 L'ANALISI DELLE PERFORMANCE DELLE LOCAL UTILITY TRA INNOVAZIONE E TRADIZIONE

In realtà i due approcci alla misurazione delle *performance*, quello tradizionale dell'analisi di bilancio e quello più innovativo della creazione di valore, più che alternativi appaiono essere complementari. L'analisi di bilancio, infatti, determina il valore creato a partire dalla gestione effettivamente realizzata, ma è comunque una misura del valore creato. Inoltre, giova sottolineare che, entrambi gli approcci alla misurazione delle *performance* partono, in definitiva, dalla stessa base informativa, ovvero i dati contabili, quello che cambia è la prospettiva di analisi, che nel caso dei modelli di misurazione del valore creato è più orientata al futuro poiché incorpora anche le previsioni dei flussi futuri attesi.

Tuttavia ai fini della presente analisi la scelta dell'approccio alla misurazione delle *performance* è ricaduta sull'analisi di bilancio per le ragioni di seguito esposte.

- a) *L'orizzonte temporale di riferimento dell'analisi delle strategie e delle performance delle local utility è relativo al periodo 2004-2007. Il riferimento temporale dell'analisi delle performance è quindi costituito dagli anni immediatamente seguenti alla liberalizzazione del mercato,*

⁷⁸ Sulle modalità di calcolo del *Free Cash Flow* si consulti CATTANEO M. (1998), *Principi di valutazione del capitale d'impresa*, Il Mulino, Bologna, pp. 66-68.

⁷⁹ Cfr. GUATRI L. (1998), *Trattato sulla valutazione delle aziende*, Egea, Milano, pp. 195.

con lo scopo di valutare gli effetti delle strategie attuate dalle *local utility* a seguito del processo di liberalizzazione del mercato.

- b) *Un peso non particolarmente rilevante degli intangibles.* Il settore energetico è un'industria caratterizzata da investimenti altamente *capital intensive*, in cui il peso degli *intangibles*, seppur rilevante come in ogni altra industria nell'era della conoscenza, non risulta essere determinante in confronto ad altri settori in cui il *know how* rappresenta senza dubbio la fonte principale del vantaggio competitivo (come ad esempio nel caso dei settori Hi-tech, Bio-tech, eccetera). D'altro canto, occorre segnalare che le competenze distintive, il capitale umano, e le risorse intangibili in generale, al giorno d'oggi, non possono essere trascurate in nessuna industria, e, in futuro, potrebbero costituire la fonte del vantaggio competitivo anche in industrie *capital intensive*, come quella della produzione di energia, specialmente con riferimento allo sviluppo delle conoscenze nel campo delle energie "pulite", come l'energia nucleare e le fonti rinnovabili di energia.
- c) *L'analisi di bilancio risulta essere più funzionale all'integrazione con l'analisi di settore, quest'ultima svolta con riferimento all'industria energetica europea.* In particolare, il *benchmarking* con imprese similari, appartenenti al medesimo settore operativo, trova naturale applicazione in analisi rivolte all'individuazione dei punti critici e di eventuali anomalie della gestione, effettuate attraverso il confronto degli indicatori economici e finanziari che presentano significative differenze. Tali analisi, imperniate su dati provenienti dal passato, consentono di fare luce sulle differenti scelte strategiche ed operative adottate da ciascuna delle imprese sottoposte a confronto e rappresentano utili strumenti per giudicare la bontà del posizionamento strategico dell'impresa da valutare, nonché la qualità della sua formula imprenditoriale.
- d) *I dati contabili risultano essere più facilmente reperibili* rispetto alle informazioni necessarie per l'applicazione dei modelli di misurazione del valore per due ordini di motivi. Da un lato, si riscontra l'oggettiva difficoltà di reperimento dei piani di sviluppo delle *local utility*, con riferimento a flussi di cassa futuri, previsioni economico finanziarie di fatturato, degli investimenti, eccetera. Infatti i piani di sviluppo sono dati prevalentemente interni del controllo di gestione, difficilmente reperibili da parte dell'analista esterno. Dall'altro lato, si rileva l'elevata soggettività che permea i modelli di misurazione del valore secondo l'approccio del valore creato, con particolare riferimento alla determinazione del tasso di sconto e del costo di opportunità del capitale investito (si pensi, ad esempio, all'EVA. Inoltre, giova evidenziare che gli indicatori di *performance* del valore creato, precedentemente definiti, sono comunque frutto, anche se talvolta in modo parziale, di rielaborazioni dei dati contabili.

Occorre, peraltro, segnalare gli indici di bilancio non possono, infatti, prendere in considerazione per "vizio d'origine" le prospettive future dell'impresa o la possibilità di muta-

menti che potrebbero compromettere gli equilibri raggiunti in passato poiché i risultati contabili sono ancorati alla gestione effettuata nei precedenti periodi. Nonostante ciò, il ricorso ai risultati contabili si rileva comunque utile laddove essi si prendano a riferimento per effettuare congetture sulla capacità funzionale e sulla redditività dell'impresa stessa nel suo divenire⁸⁰.

L'analisi che segue è, pertanto, volta a costruire un modello integrato di indicatori idonei a consentire la valutazione dei risultati economici e degli andamenti finanziari delle *local utility*. In questo studio si elabora, quindi, un modello di valutazione delle *performance* delle *local utility* basato sulle informazioni desumibili dal loro bilancio d'esercizio. Il modello di valutazione si basa sulla rielaborazione delle informazioni di carattere economico e finanziario tratte dai documenti che compongono il bilancio d'esercizio, che devono essere, allo scopo, opportunamente riclassificati. La rielaborazione delle strutture del reddito e del capitale delle *local utility* risponde a precisi obiettivi conoscitivi dell'analisi delle *performance*.

La conoscenza del reddito netto che scaturisce dalla contrapposizione fra costi e ricavi di competenza economica del periodo, di per sé non permette di studiare in modo compiuto l'economicità della gestione e, di conseguenza, la capacità dell'impresa di sopravvivere nel tempo. Pertanto per analizzare efficacemente la situazione economica dell'impresa e le sue prospettive evolutive, occorre procedere ad una disarticolazione della gestione globale per aree di gestione, individuando il contributo positivo o negativo che ciascuna di esse apporta alla gestione complessiva. Con riferimento alla situazione finanziaria, la rielaborazione dei valori contenuti nello stato patrimoniale è effettuata in funzione delle indagini sulla solvibilità, sull'equilibrio finanziario e la struttura delle fonti e degli impieghi delle *local utility*.

In sintesi, nel prosieguo dell'analisi, si analizzeranno dapprima le *performance* economico-finanziarie raggiunte dalle *local utility* oggetto dell'indagine, al fine di esaminare il grado di economicità della gestione. Successivamente si tenterà di valutare il grado di soddisfacimento dei vincoli pubblici imposti a queste imprese, e quindi, in ultima istanza, di esprimere un giudizio sul grado di efficacia sociale della liberalizzazione del servizio energetico, intesa come capacità di soddisfare i bisogni dei cittadini, consumatori del servizio.

5.5 Le performance economico-finanziarie delle local utility

Per valutare le *performance* economico-finanziarie raggiunte dalle *local utility* per il tramite della gestione aziendale si procede all'analisi di bilancio dei bilanci consolidati di gruppo⁸¹

⁸⁰ Secondo il Ceccherelli «l'analisi di bilancio considerata come procedimento di scomposizione e di ricomposizione dei valori attribuiti agli elementi del capitale... consente di fissare le caratteristiche economiche e finanziarie del capitale d'impresa dalle quali si possono dedurre fondate congetture sulla capacità funzionale e sulla redditività dell'impresa stessa nel suo divenire». Cfr. CECCHERELLI A. (1970), *Il linguaggio dei bilanci*, Le Monnier, Firenze, p. 356.

⁸¹ Si ricorda infatti che il bilancio consolidato predisposto ai fini civilistici, fornendo una rappresentazione integrata degli aspetti qualitativi e quantitativi del capitale, dei flussi finanziari e di quelli economici, permette di verificare la realizzazione degli equilibri necessari alla continuità del gruppo aziendale e di analizzare i risultati e le scelte relativi alle variabili-chiave caratterizzanti l'identità strategica del gruppo, il posizionamento competitivo e la coerenza delle variabili interne di gestione con quelle ambientali. Si vedano in merito, tra gli altri, MARCHI L., ZAVANI M. (1998), *Economia dei gruppi e bilancio consolidato: una interpretazione degli andamenti economici e finanziari*, Giappichelli, Torino.

delle *local utility* oggetto d'indagine di questo studio – ovvero Iberdrola, EnBW, Union Fenosa, e, con specifico riferimento all'Italia, A2A, Hera, Iride ed Acea – per il periodo relativo agli esercizi amministrativi 2004, 2005, 2006 e 2007⁸². Giova, infatti, sottolineare che si ritiene significativo iniziare l'analisi dall'avvio della seconda fase della liberalizzazione del mercato europeo dell'energia elettrica e del gas naturale al fine di studiare gli aspetti determinanti della *performance* aziendale ottenuta dalle *local utility* in condizioni di mercato più competitive. In particolare, si indagherà sulla situazione economica, sulla struttura finanziaria e sulla situazione finanziaria così da poter esprimere una valutazione economica e finanziaria della gestione delle *local utility* analizzate⁸³. Questo perché attraverso l'analisi di bilancio è possibile valutare lo stato di salute dei gruppi aziendali sia dal punto di vista economico sia dal punto di vista finanziario: il giudizio sulla situazione economica si traduce nell'accertamento delle capacità del gruppo di produrre reddito, invece il giudizio sulla situazione finanziaria riguarda l'accertamento della capacità del gruppo di fronteggiare in modo tempestivo ed economico gli impegni finanziari⁸⁴.

Si procede, pertanto, ad un'analisi comparativa dei risultati aziendali ottenuti dalle *local utility* analizzate, affrontando prima l'analisi della situazione economica per poi passare all'analisi degli investimenti effettuati e dei finanziamenti ottenuti. Sotto il profilo economico, l'analisi di bilancio consente di studiare la relazione esistente tra la capacità remunerativa del flusso dei ricavi e la redditività della gestione. Infatti, il flusso dei ricavi di competenza dell'esercizio rappresenta il mezzo di copertura del flusso di costi e oneri di varia natura, sostenuti per effettuare la combinazione produttiva, ad esso contrapponibili per competenza. Il surplus che eventualmente ne risulta, cioè il risultato positivo dell'esercizio, costituisce la fonte di remunerazione (immediata o differita) del capitale di pieno rischio (o patrimonio netto). Ne segue che l'eventuale quota residua di reddito accantonabile a riserva assume il ruolo di “fattore stabilizzante” della capacità remunerativa dei ricavi d'esercizio e rappresenta il manifestarsi della condizione di “durevole permanere” dell'impresa come fonte di reddito.

Tuttavia, ai fini dell'analisi economica, non è sufficiente constatare se il reddito netto dell'esercizio è positivo o meno e se è sufficientemente capiente come base remunerativa

⁸² Si sottolinea che per il gruppo A2A si sono presi in considerazione i bilanci semestrali al 30 giugno 2007 (pro-forma) e al 30 giugno 2008 e il bilancio consolidato pro-forma relativo all'esercizio amministrativo 2007, poiché il gruppo ha iniziato ad operare dal 1 gennaio 2008, a seguito della fusione tra Aem Milano e Asm Brescia. Anche per Iride si sono esaminati gli unici bilanci disponibili, ovvero quelli relativi agli esercizi amministrativi 2005 (pro-forma), 2006 e 2007, poiché anche questo gruppo ha iniziato ad operare solo alla fine del 2006, a seguito della fusione tra Aem Torino e Amga Genova (avvenuto il 31 ottobre 2006). Si rileva inoltre che, nonostante una leggera perdita di comparabilità dei risultati ottenuti dall'analisi, si è preferito includere comunque queste *local utility* nell'analisi comparativa data la notevole significatività operativa di queste realtà. Ciò vale con maggior forza nel caso di A2A, poiché il gruppo è relativamente giovane e, allo stesso tempo, rappresenta il primo gruppo italiano di servizi di pubblica utilità, e, nello specifico, il primo gruppo energetico per capacità elettrica installata e venduta.

⁸³ Per una disamina dei concetti di situazione economica, situazione finanziaria e struttura finanziaria si vedano, tra gli altri, AZZINI L., (1976) *Flussi di valori, reddito e conservazione del capitale delle imprese*, Giuffrè, Milano, e FERRERO G., DEZZANI F., PISONI P., PUDDU L. (2006), *Analisi di bilancio e rendiconti finanziari*, Giuffrè, Milano.

⁸⁴ Sul punto, si vedano, tra gli altri, AA.VV. (2003), *Analisi di bilancio: valutazioni, rating e simulazioni*, Ipsoa, Milano.

del capitale proprio. È infatti necessario analizzarne anche la varia origine, intesa come contributo delle diverse gestioni (operativa, accessoria, finanziaria, straordinaria) alla sua formazione. Emerge così, la necessità di indagare sulla varia capienza del risultato operativo e sulle molteplici relazioni che possono sussistere tra questo risultato e quello netto⁸⁵.

Sostanzialmente, l'analisi si snoda attraverso lo studio dell'evoluzione nel tempo e nello spazio degli elementi positivi e negativi di reddito e dei risultati parziali e totali. Nei raffronti con le altre imprese simili del settore occorre, però, fare molta attenzione perché ogni processo produttivo si qualifica in modo peculiare, inoltre raffronti con dati medi di settore possono essere fuorvianti perché l'attendibilità degli stessi può anche essere praticamente nulla. Di maggiore significatività sono, invece, le analisi degli andamenti temporali, che possono essere svolte su tre diversi piani: le relazioni tra andamento della gestione caratteristica e redditività netta; i riflessi della struttura dei finanziamenti sulla redditività netta; le influenze sulla redditività netta dei risultati delle diverse aree gestionali in cui l'attività aziendale può essere suddivisa⁸⁶.

L'analisi di bilancio delle *performance* economico-finanziarie delle *local utility* può quindi essere analizzata con riferimento ai seguenti aspetti:

- 1) l'andamento e la tipologia dei ricavi conseguiti;
- 2) l'andamento e la tipologia dei costi sostenuti;
- 3) il grado di efficienza e di produttività;
- 4) l'andamento della redditività;
- 5) la composizione della struttura finanziaria;
- 6) l'andamento degli investimenti e delle fonti di finanziamento;
- 7) la tendenza di sviluppo.

Nei paragrafi successivi si procederà all'esame di ciascuno dei punti sopraindicati.

5.5.1 L'ANALISI DEI RICAVI

L'analisi della situazione economica delle *local utility* oggetto di questa indagine prende quindi l'avvio dallo studio dei componenti positivi di reddito derivanti dalla gestione⁸⁷.

Innanzitutto è da rilevare la maggior dimensione delle *local utility* estere. Infatti il fatturato di EnBW (pari a 15,7 miliardi di € nel 2007), Union Fenosa (pari a 6,16 miliardi di € nel 2007) e Iberdrola (pari a 17,72 miliardi di € nel 2007) è sensibilmente superiore al fatturato delle *local utility* italiane, nel corso di tutto il periodo considerato. Invero, in Italia, il fatturato più elevato risulta essere quello di Hera che, nel 2007, ha ottenuto dalla vendita ricavi pa-

⁸⁵ Sul punto si vedano, tra gli altri, FERRERO G., DEZZANI F., PISONI P., PUDDU L. (2006), *Analisi di bilancio e rendiconti finanziari*, Giuffrè, Milano.

⁸⁶ Si veda RANALLI F. (1984), *Sulla capacità informativa delle strutture di bilancio*, Cedam, Padova.

⁸⁷ Si segnala che, ai fini dell'analisi, si è proceduto a riclassificare il Conto Economico consolidato di gruppo a ricavi e costi della produzione venduta con valori riclassificati per aree di gestione – a partire dai ricavi netti di vendita a livello complessivo di gruppo – determinando così le diverse classi di ricavo e di costo analizzabili immediatamente nelle loro relazioni *verticali* (il risultato economico generale, i risultati economici particolari e le incidenze dei singoli valori sui ricavi di vendita) ed *orizzontali* (il *trend* storico dei ricavi, dei costi e dei risultati economici).

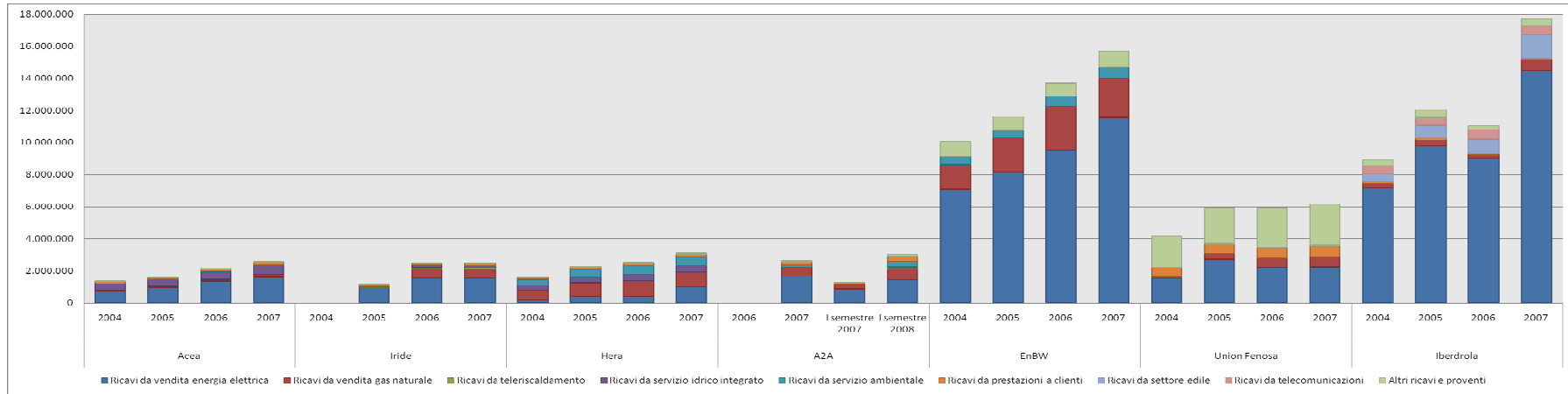
ri a 3,08 miliardi di € seguita da A2A, Acea e Iride, rispettivamente con 2,59; 2,58 e 2,49 miliardi di €. Tuttavia, a livello italiano, va segnalato che il fatturato ottenuto da A2A nella prima metà del 2008 (pari a 3 miliardi di €) è sensibilmente superiore a quello ottenuto nel corso dell'intero periodo amministrativo precedente, il che lascia supporre una crescita elevata del fatturato di A2A nel corso del 2008. Infatti, dagli ultimi dati pubblicati dal gruppo nel corso del 2009, si osserva un fatturato relativo al periodo amministrativo 2008 pari a 5,96 miliardi di €, equindi prossimo ai livelli registrati da Union Fenosa. D'altra parte, a livello europeo, si osserva che EnBW e Iberdrola hanno una dimensione significativamente maggiore rispetto a tutte le altre *local utility* analizzate. Difatti, EnBW si colloca sempre al primo posto per fatturato nel periodo considerato, tranne che nel 2007, anno in cui la fusione tra Iberdrola e Scottish Power è divenuta effettiva. Per maggiori dettagli sul *trend* del fatturato si veda la Tavola 5.1.

All'interno dei ricavi ottenuti è importante segnalare anche l'apporto fornito dalle singole *aree di business*. Dall'analisi della composizione del fatturato – riportata nella Tavola 5.2 – emerge una netta prevalenza del settore dell'*energia elettrica*, che contribuisce alla gestione in media per il 56,29%, arrivando a segnare più dell'80% dei ricavi, nel caso di Iberdrola. Invece, il settore del *gas naturale* in media è pari al 14,51% dei ricavi complessivi nel corso del periodo considerato, segnando un aumento del 4,1% dal 2004. Questo fenomeno conferma la strategia di focalizzazione sul *business* energetico e la tendenza verso la diversificazione nel settore del gas naturale, avviata dalle *local utility* in seguito alla liberalizzazione del mercato e all'aumento dei prezzi dei combustibili fossili. Tuttavia, si osserva che Hera ha una composizione del fatturato più diversificata rispetto alle altre *local utility*, dato che rispecchia la spiccata vocazione *multiutility* del gruppo e la sua particolare modalità di costituzione. Infatti, nel 2007, il fatturato di Hera è diviso equamente tra energia elettrica (31,08%) e gas naturale (29,91%), mentre il servizio ambientale e quello idrico contribuiscono alla gestione rispettivamente per il 17,96% e il 13,22%.

Volgendo lo sguardo agli altri ricavi, si osserva che il *servizio idrico integrato* è pari in media al 6,80% del fatturato, mentre le *prestazioni di servizi ai clienti* rappresentano in media il 5,59% dei ricavi complessivi, seguite dai ricavi rivenienti dalla fornitura del *servizio ambientale* (4,85%). Si sottolinea, inoltre, che il servizio idrico integrato rappresenta una componente significativa del fatturato, oltre che per Hera, anche nel caso di Acea. Infatti, i ricavi rivenienti dalla fornitura del servizio idrico sono pari al 22,37% dei ricavi complessivi del gruppo nel corso del 2007, dato che conferma la forte presenza di Acea in questo settore.

Per quanto riguarda i *ricavi da teleriscaldamento*, si osserva che solo Iride e A2A forniscono il dettaglio della contribuzione di questi ricavi al fatturato complessivo. Le altre *local utility*, invece, inseriscono tali ricavi all'interno della voce relativa al servizio elettrico, poiché il teleriscaldamento, seppur in crescita, non rappresenta ancora un'attività rilevante. Inoltre, i ricavi rivenienti dalle attività svolte nel *settore delle costruzioni* e in quello delle *telecomunicazioni* sono dettagliatamente espressi solo da Iberdrola (rispettivamente pari all'8,56% e al 2,94% dei ricavi ottenuti dal gruppo nel 2007) poiché per l'*utility* spagnola rappresentano una quota significativa del *business*. Infine, gli *altri ricavi e proventi* non rappresentano una quota significativa dell'attività delle *local utility* analizzate, ad eccezione del caso di Union Fenosa, che ha condotto una politica di maggiore diversificazione del *business* (soprattutto nell'*engineering*

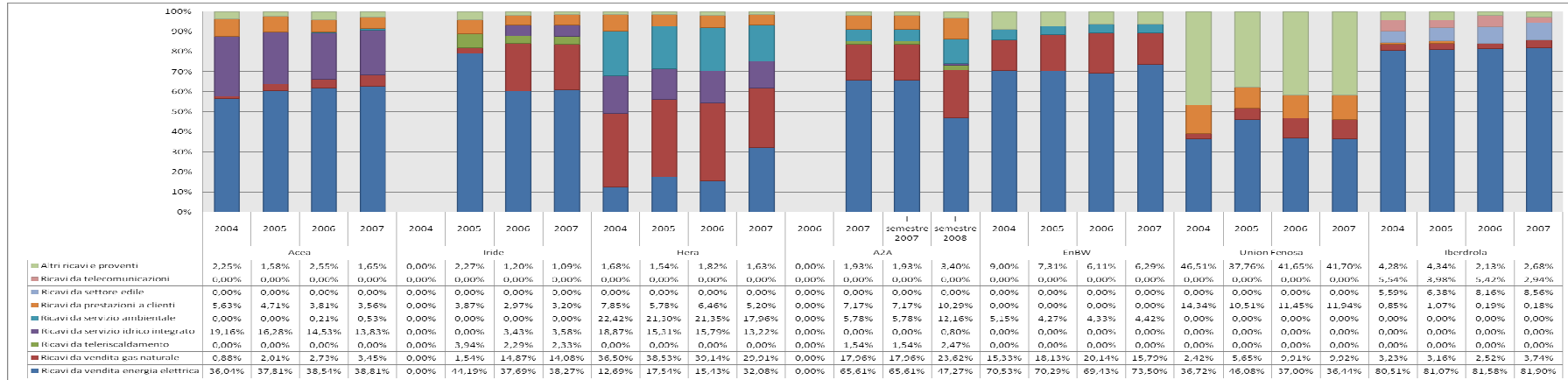
TAVOLA 5.1 - L'andamento del fatturato per tipologia di ricavi



Nota: valori espressi in migliaia di €.

Fonte: Elaborazione propria, 2009

TAVOLA 5.2 - La composizione del fatturato



Fonte: Elaborazione propria, 2009

e nel settore minerario – *business* strettamente correlati alle attività *core* del gruppo – e nelle telecomunicazioni).

Dall'analisi della distribuzione geografica dei ricavi, si osserva una netta prevalenza dell'attività svolta direttamente nel paese di origine delle *local utility*. Più in dettaglio, le *local utility* italiane hanno scelto di concentrare la propria attività esclusivamente in Italia, tranne nel caso di Acea, che svolge un'attività di fornitura del servizio idrico integrato anche in Sud America, la quale risulta, tuttavia, marginale rispetto alle altre attività svolte dal gruppo (pari allo 0,6% dei ricavi complessivi nel 2007).

Contrariamente al caso italiano, le *local utility* del resto d'Europa svolgono un'attività geograficamente più diversificata. Tuttavia EnBW, che ha svolto all'estero circa il 2,7% delle proprie attività nel corso del biennio 2004-2005, nel biennio successivo ha scelto di concentrare l'attività esclusivamente in Germania. Invece Union Fenosa svolge in media il 58,1% delle proprie attività nella penisola iberica e il 41,9% del proprio *business* all'estero. Infine, con riferimento ad Iberdola, si segnala che la quota di ricavi rivenienti dalle attività svolte in Spagna è scesa dall'84,2% del 2004 al 51,9% del 2007, ed è destinata a ridursi ancora nel corso del 2008 (per effetto dell'acquisizione di Energy East). Questa tendenza conferma la vocazione prettamente internazionale dell'*utility* spagnola e la scelta di competere al livello dei grandi *player* del mercato energetico globale. Invero il portafoglio di attività svolte all'estero da Iberdola si è modificato notevolmente nel corso del periodo considerato, infatti nel 2004 l'attività del gruppo era concentrata esclusivamente in Messico e Guatemala (10,03% dei ricavi) e nel resto del Sud America (per il 5,79%). Nel 2007, invece, la quota maggiore di ricavi ottenuti all'estero da Iberdola è concentrata nell'Unione Europea, e soprattutto in Gran Bretagna – per effetto dell'acquisizione di Scottish Power (28,32% dei ricavi) – mentre le quote di ricavi rivenienti dalla gestione delle attività svolte in Sud America sono rimaste sostanzialmente immutate rispetto al 2004 (rispettivamente pari a 10,14% in Messico e Guatemala e 6,30% nel resto del Sud America).

5.5.1 L'ANALISI DEI COSTI

Passando all'analisi del costo complessivo della produzione venduta si nota che il suo andamento segue l'andamento dei ricavi di vendita, infatti il costo complessivo cresce di pari passo all'aumento del volume di affari delle *local utility* analizzate, come illustrato dalla Tavola 5.3.

Per capire le ragioni della crescita del costo della produzione venduta è necessario studiare l'andamento di tutti i costi che contribuiscono alla sua generazione, prima però è opportuno segnalare che, nel periodo considerato, il costo del venduto non ha mai superato l'ammontare dei ricavi di vendita per nessuna delle *local utility* analizzate, anzi, in aggregato, il costo del venduto si è mantenuto in media inferiore ai ricavi di vendita del 7%. Perciò, nel corso del quadriennio analizzato, tutti i gruppi aziendali considerati hanno registrato un reddito operativo positivo.

Tuttavia, appare evidente fin d'ora che l'andamento della gestione economica delle *local utility* europee risente degli ingenti costi sostenuti con lo scopo di perseguire una strategia di crescita dimensionale del *core business*, attuata per fronteggiare il cambiamento del contesto

competitivo, determinato, in via principale, dalla liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica e del gas naturale all'interno dell'Unione Europea.

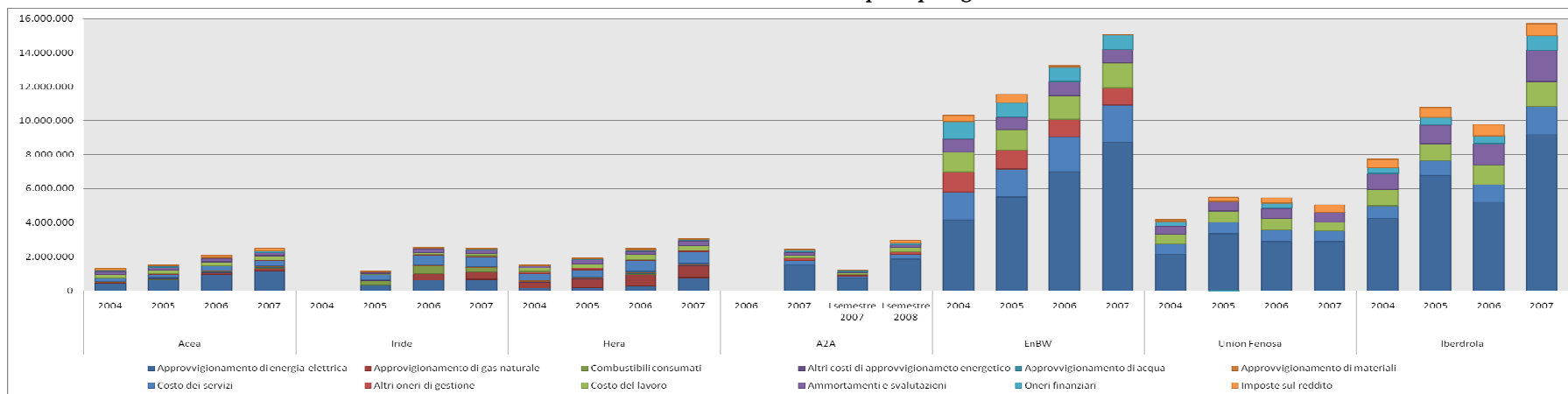
Analizziamo ora più in dettaglio le componenti di costo che determinano il costo complessivo della produzione venduta. In primo luogo, si segnala l'esiguità delle *scorte di prodotti*, dovuta alla particolare natura dei beni prodotti e commercializzati, infatti si tratta prevalentemente di beni non immagazzinabili, quali l'energia elettrica e il calore. Lo stoccaggio del gas naturale è invece gestito da società specializzate in questo settore. Anche i *lavori in economia*, che rappresentano costi capitalizzati relativi alla realizzazione di immobilizzazioni materiali e immateriali destinate ad essere utilizzate all'interno del gruppo aziendale che le ha realizzate, costituiscono una percentuale esigua del costo di produzione. Di conseguenza, la differenza tra il costo complessivo della produzione realizzata e il costo complessivo della produzione venduta è trascurabile ai fini dell'analisi. Pertanto concentreremo il nostro studio sui tassi d'incidenza delle varie componenti di costo sul costo totale della produzione realizzata⁸⁸.

La componente di costo più significativa è senza dubbio l'*acquisto di materie prime*⁸⁹, che, in aggregato, incide in media sul costo della produzione realizzata per il 53,55% nel corso del periodo analizzato, come illustrato dalla Tavola 5.4. L'incremento del costo di acquisto delle materie prime avvenuto nel quadriennio è dovuto principalmente all'aumento del volume degli acquisti di energia e combustibili, effettuati dalle *local utility* nel periodo considerato, oltre che all'aumento dei prezzi. Infatti, l'ammontare degli acquisti di materie prime nel 2004 è pari in media al 44,96% del costo complessivo della produzione realizzata, contro il 57,80% del 2007, con un aumento – nel corso del quadriennio – pari al 12,84%. La seconda componente di costo per rilevanza è quella relativa ai *costi per servizi*, che, in aggregato, rappresentano in media il 15,33% del costo della produzione realizzata, e registrano – nel corso del periodo analizzato – una riduzione complessiva dell'1,39% (passando dal 16,53% del 2004 al 15,14% del 2007), determinata principalmente dalla riduzione delle esternalizzazioni di servizi e dalla ricerca di una maggiore efficienza nella gestione aziendale. I *costi del lavoro*, che, in aggregato, rappresentano in media il 10,24% del costo complessivo della produzione realizzata, registrano una riduzione globale del 4,8% (passando dal 13,46% all'8,67%), dovuta alla riduzione del personale, avvenuta principalmente nel corso del biennio 2004-2005, e dalla conseguente ricerca di maggiore efficienza. Al fine di contenere il costo complessivo del lavoro, si segnalano, infatti, l'adozione di una politica di contenimento degli straordinari e la riduzione del costo medio del lavoro (relativamente alle nuove assunzioni).

⁸⁸ Si sottolinea inoltre che, purtroppo, non è possibile scindere i costi sostenuti per aree di *business* poiché le *local utility* analizzate non forniscono informazioni dettagliate sull'andamento dei costi generati dalle singole gestioni nemmeno nel *segment reporting*.

⁸⁹ Ai fini dell'analisi, la voce "acquisti di materie prime" include i costi relativi all'approvvigionamento di energia elettrica, di gas naturale e di combustibili, oltre agli altri costi di approvvigionamento energetico e degli altri materiali. Infatti alcune *local utility*, tra cui ricordiamo EnBW, Union Fenosa e Iberdrola, non forniscono il dettaglio del costo di *procurement*. I costi di approvvigionamento dell'acqua, che consistono in un canone di concessione pagato all'ente locale per lo sfruttamento delle falde acquifere, nonostante costituiscono una quota esigua del costo complessivo della produzione realizzata per le *local utility* che forniscono questo servizio, ovvero Acea, Hera e Iride, vengono trattati come voce separata di costo.

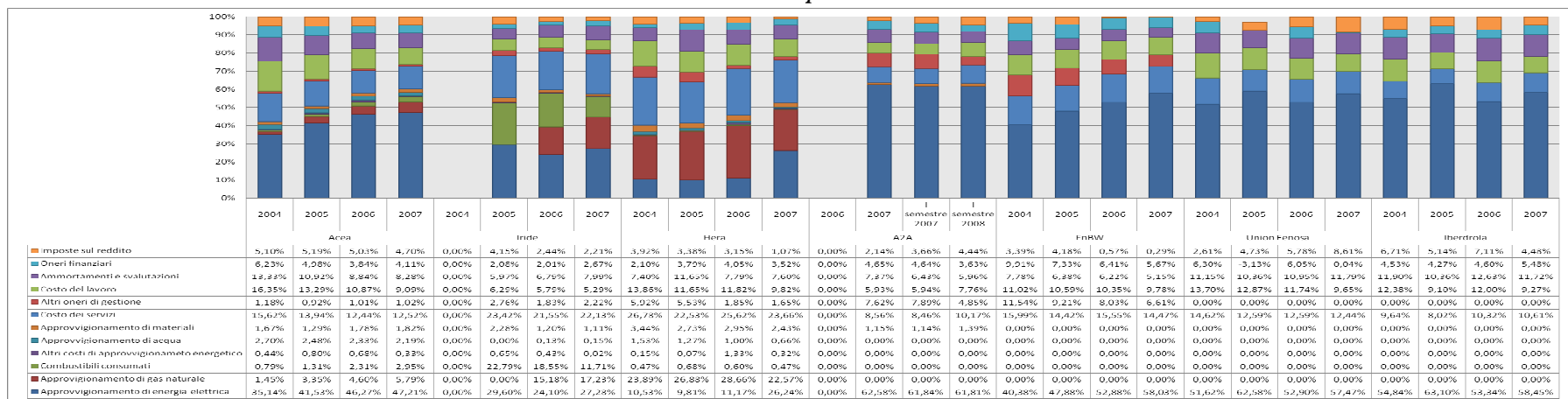
TAVOLA 5.3 – L'andamento dei costi per tipologia di costo



Nota: valori espressi in migliaia di €.

Fonte: Elaborazione propria, 2009

TAVOLA 5.4 – La composizione dei costi



Fonte: Elaborazione propria, 2009

È interessante considerare, inoltre, l'andamento nel tempo degli *ammortamenti* e degli *accantonamenti*. Il tasso d'incidenza di questa voce di costo – nel corso del periodo analizzato – è in media pari all'8,95% del costo totale della produzione realizzata aggregato. Si segnala, dunque, una sostanziale riduzione della quota percentuale degli ammortamenti e accantonamenti effettuati nel corso del quadriennio dalle *local utility*. Infatti, tale voci di costo sono passate dall'10,31% del 2004 all'8,36% del 2007, registrando una contrazione di circa due punti percentuali. Gli *altri oneri di gestione*, che, in aggregato, sono pari in media al 3,14% del costo complessivo della produzione realizzata, registrano – nel corso del quadriennio – una riduzione complessiva dell'1,39% (passando dal 3,73% al 2,33%). Tuttavia, la gestione non caratteristica non costituisce una componente significativa della gestione. Invece, gli *oneri finanziari*, che, in aggregato, rappresentano in media il 4,22% del costo complessivo della produzione realizzata, registrano – nel corso del periodo analizzato – una riduzione di circa tre punti percentuali (passando dal 5,82% al 3,59%). Tale andamento è imputabile, in via principale, alla riduzione graduale dell'indebitamento delle *local utility*. Una significativa esposizione finanziaria risulta, infatti, strumentale alla politica di crescita attuata dalle *local utility* soprattutto con riferimento al periodo immediatamente successivo alla liberalizzazione del mercato energetico.

Infine, appare significativo considerare l'andamento nel tempo delle *imposte sul reddito*. Il tasso d'incidenza di questa voce di costo – che, in aggregato, è in media pari al 4,01% del costo totale della produzione realizzata – è leggermente diminuito, nel corso del periodo analizzato (di circa l'1%). La quota percentuale delle imposte sul reddito è quindi diminuita gradualmente nel corso del quadriennio analizzato. Tale andamento è dovuto più che ad una riduzione della tassazione all'aumento relativo del peso delle altre voci di costo.

5.5.2 L'ANALISI DELL'EFFICIENZA E DELLA PRODUTTIVITÀ

Dopo aver descritto brevemente il peso delle diverse componenti di costo sul costo totale della produzione realizzata (e venduta), si ritiene interessante indagare il grado di efficienza e di produttività ottenuto dalle *local utility*. L'andamento del costo della produzione venduta sul totale dei ricavi e l'andamento delle sue componenti di costo in relazione alla produzione venduta sono osservabili nella Tavola 5.5, che schematizza gli **indici di efficienza** della gestione.

Lo studio del grado di efficienza operativa della gestione conferma i risultati dell'analisi dell'andamento delle voci di costo che compongono il costo della produzione realizzata e venduta. Infatti, il costo dell'energia elettrica, del gas naturale e dei combustibili rappresenta, per tutte le *local utility* analizzate, la voce di costo più significativa. Il *tasso d'incidenza del costo dell'energia elettrica, del gas naturale e dei combustibili* si attesta in media al 52,60% del totale dei ricavi rivenienti dalla vendita in aggregato, segnando un aumento del 12,22% nel corso del quadriennio analizzato (dal 44,67% del 2004 al 56,89% del 2007).

Anche il *tasso d'incidenza dei servizi e degli altri oneri di gestione* si mantiene al secondo posto per peso percentuale, e rappresenta in media il 20% dei ricavi di vendita aggregati, passando dal 21,8% del 2004 al 18,5% del 2007, con una riduzione – nel corso del quadriennio – del 3,3%. Il *costo del lavoro* registra, in aggregato, un tasso d'incidenza sui ricavi di vendita del 10% con una riduzione del 4,91% (dal 13,38% del 2004 all'8,47% del 2007). Il *tasso di inci-*

denza degli ammortamenti e accantonamenti si attesta in media all'8,73% dei ricavi aggregati, segnando una riduzione – nel corso del quadriennio – pari al 2,09% (passando dal 10,14% del 2004 all'8,05% del 2007). Inoltre, il *tasso di incidenza degli oneri finanziari*, coerentemente con l'analisi compiuta in precedenza, rappresenta in media il 3,46% dei ricavi rivenienti dalla vendita in aggregato, e registra una diminuzione, nel corso del periodo analizzato, di circa un punto percentuale. Infine, il *tasso d'incidenza delle imposte sul reddito*, pari in media al 3,84% dei ricavi aggregati, registra, nel corso del quadriennio, una riduzione dello 0,91%.

Volgendo lo sguardo agli **indici di produttività**, illustrati nella Tavola 5.6, si osserva il diverso andamento del *costo medio del lavoro* per le varie *local utility* analizzate. Ad eccezione di A2A, le *local utility* italiane mostrano – nel corso del quadriennio – un costo medio del lavoro annuo (per dipendente) pari a € 45.080. Invece A2A segna un costo medio del lavoro straordinariamente basso, pari a € 26.160. Anche il costo medio del lavoro di Union Fenosa – essendo pari a € 36.410 – è al di sotto della media aggregata, pari a € 47.190. Contrariamente alle altre *utility*, Iberdrola e EnBW mostrano un costo del lavoro annuo decisamente più alto, rispettivamente pari a € 61.830 e € 64.940.

Osservando il *trend* dei ricavi per dipendente, si nota che essi in media si attestano a € 501.070, con un aumento del 64,79% nel corso del quadriennio (passando da € 350.030 a € 576.800). Tuttavia, osservando le vendite per dipendente ottenute dalle diverse *local utility*, si rileva un notevole scostamento, non tanto nel loro andamento (che mostra una tendenza crescente in quasi tutti i casi analizzati⁹⁰) quanto piuttosto nel loro valore medio. Infatti, le *local utility* italiane mostrano un fatturato medio per dipendente al di sotto della media aggregata, pari a € 352.220 per Acea, a € 363.710 per Hera, e a € 428.340 per A2A. Iride registra, invece, il fatturato annuo per dipendente più elevato, pari a € 829.160. Il fatturato annuo per dipendente delle altre *local utility* europee è estremamente variegato. Infatti, i ricavi di vendita per dipendente si attestano in media a € 352.910 per Union Fenosa, mentre nel caso di Iberdrola e EnBW essi sono rispettivamente pari a € 654.570 e € 590.410.

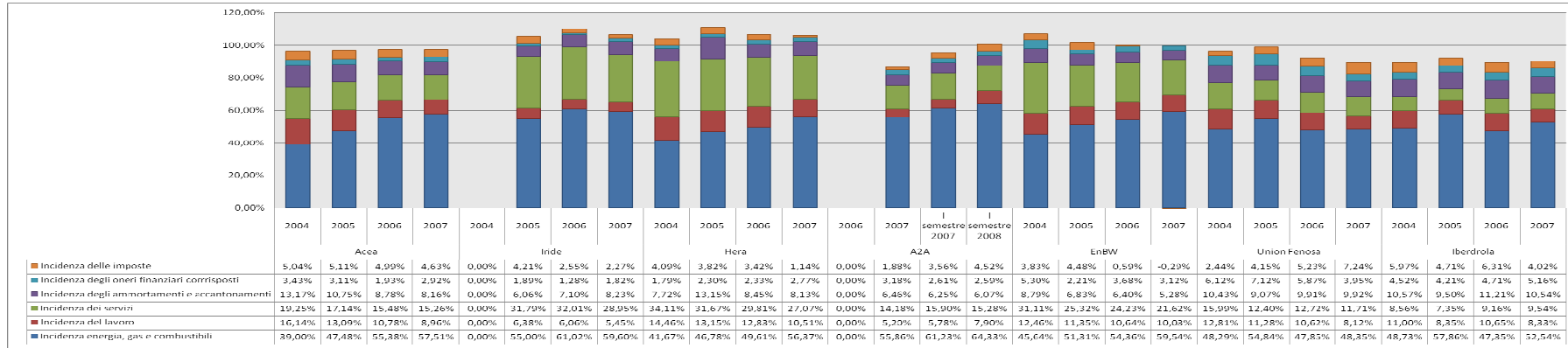
È interessante, inoltre, considerare il *grado di leva operativa*, indice che esprime il differente impatto che le variazioni dei ricavi e dei costi variabili esercitano sul reddito operativo⁹¹. In altri termini, il grado di leva operativa è un indicatore di struttura della gestione operativa che indica la sensibilità del reddito alla variazione dei ricavi. Innanzitutto, si nota una sostanziale prossimità dei gradi di leva operativa delle diverse *local utility* analizzate, che non si discostano molto dalla media aggregata pari a 1,52. Inoltre, si osserva un andamento decrescente del grado di leva operativa, che, in aggregato, scende dall'1,63 del 2004 all'1,40 del 2007, con una riduzione percentuale del 14,08%. La *local utility* che ha il grado di leva operativa più basso è Hera (pari a 1,19) mentre il gruppo aziendale con il grado di leva operativa più elevato risulta essere A2A, che mostra un indice in media pari all'1,92⁹².

⁹⁰ Si osserva che, nel caso di A2A, il fatturato per dipendente diminuisce nel raffronto tra il primo semestre del 2007 e il primo semestre del 2008 di € 117.150.

⁹¹ Si ritiene opportuno sottolineare un limite dell'analisi, ovvero il calcolo del margine di contribuzione, che è determinato sulla base dei dati di bilancio, e quindi risulta essere un'approssimazione – tuttavia ragionevole – del margine “effettivo” di contribuzione alla copertura dei costi fissi.

⁹² È appena il caso di ricordare che una leva operativa elevata determina una maggiore vulnerabilità rispetto alle possibili contrazioni di attività, ma determina maggiori opportunità di miglioramento delle posizioni di equilibrio economico rispetto a possibili espansioni dell'attività. Cfr. RANALLI F. (1984), *op. cit.*

TAVOLA 5.5 – Gli indici di efficienza



Fonte: Elaborazione propria, 2009

TAVOLA 5.6 – Gli indici di produttività (con valori espressi in migliaia di euro)

| Indici di produttività | Acea | | | | Iride | | | | Hera | | | | AZA | | | | EnBW | | | | Union Fenosa | | | | Iberdrola | | | |
|------------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|------|-----------|-----------------|-----------------|------------|------------|------------|------------|--------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2006 | 2007 | I semestre 2007 | I semestre 2008 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 |
| Costo del lavoro | 211.279 | 205.910 | 226.149 | 225.194 | - | 73.331 | 148.635 | 133.617 | 215.863 | 227.639 | 296.598 | 300.912 | - | 144.000 | 73.000 | 229.000 | 1.137.000 | 1.222.200 | 1.367.700 | 1.476.200 | 572.100 | 687.900 | 643.100 | 487.800 | 960.004 | 979.832 | 1.173.721 | 1.455.108 |
| Numero totale occupati | 4.841 | 4.707 | 5.517 | 5.931 | - | 1.507 | 3.003 | 2.698 | 5.100 | 5.212 | 6.265 | 6.209 | - | 5.582 | 2.791 | 8.635 | 19.055 | 19.333 | 20.145 | 21.402 | 19.463 | 16.893 | 17.099 | 12.871 | 16.687 | 17.009 | 16.923 | 23.159 |
| Costo medio del lavoro | 43,64 | 43,75 | 40,59 | 37,97 | - | 48,66 | 49,50 | 49,52 | 42,33 | 43,68 | 47,34 | 48,46 | - | 25,80 | 26,16 | 26,52 | 59,67 | 63,22 | 67,89 | 68,97 | 29,39 | 40,72 | 37,61 | 37,90 | 57,53 | 57,61 | 69,36 | 62,83 |
| Ricavi netti | 1.308.947 | 1.573.514 | 2.097.868 | 2.514.451 | - | 1.148.746 | 2.453.800 | 2.450.052 | 1.492.572 | 1.730.723 | 2.311.450 | 2.863.298 | - | 2.771.000 | 1.864.000 | 2.899.000 | 9.124.300 | 10.769.300 | 12.859.500 | 14.712.200 | 4.465.000 | 6.098.800 | 6.056.700 | 6.010.600 | 8.724.713 | 11.738.228 | 11.017.408 | 17.468.037 |
| Numero totale occupati | 4.841 | 4.707 | 5.517 | 5.931 | - | 1.507 | 3.003 | 2.698 | 5.100 | 5.212 | 6.265 | 6.209 | - | 5.582 | 2.791 | 8.635 | 19.055 | 19.333 | 20.145 | 21.402 | 19.463 | 16.893 | 17.099 | 12.871 | 16.687 | 17.009 | 16.923 | 23.159 |
| Vendite per dipendente | 270,39 | 334,29 | 380,26 | 423,95 | - | 762,27 | 817,12 | 908,10 | 292,66 | 332,07 | 368,95 | 461,15 | - | 496,42 | 452,88 | 335,73 | 478,84 | 557,04 | 638,35 | 687,42 | 229,41 | 361,03 | 354,21 | 466,99 | 522,84 | 690,12 | 651,03 | 754,27 |
| Margine di contribuzione | 385.324 | 404.562 | 450.915 | 532.910 | - | 170.580 | 254.980 | 297.382 | 237.773 | 253.378 | 225.625 | 223.776 | - | 871.000 | 313.000 | 505.000 | 2.174.000 | 2.357.800 | 2.446.500 | 2.292.100 | 1.125.700 | 1.393.900 | 1.825.700 | 1.987.600 | 2.765.927 | 3.103.895 | 3.614.732 | 5.169.823 |
| Reddito operativo | 210.464 | 232.570 | 290.546 | 323.362 | - | 131.892 | 174.226 | 201.645 | 177.257 | 178.387 | 231.320 | 220.581 | - | 360.000 | 164.000 | 351.000 | 1.242.500 | 1.318.500 | 1.451.200 | 1.559.200 | 763.100 | 924.000 | 1.306.800 | 1.466.000 | 1.990.078 | 2.262.218 | 2.654.450 | 3.697.465 |
| Grado di leva operativa | 1,83 | 1,74 | 1,55 | 1,65 | - | 1,29 | 1,46 | 1,47 | 1,34 | 1,42 | 0,98 | 1,01 | - | 2,42 | 1,91 | 1,44 | 1,75 | 1,79 | 1,69 | 1,47 | 1,48 | 1,51 | 1,40 | 1,36 | 1,39 | 1,37 | 1,36 | 1,40 |
| Valore Produzione Realizzata | 1.356.565 | 1.624.377 | 2.187.324 | 2.583.325 | - | 1.198.453 | 2.509.928 | 2.491.816 | 1.528.865 | 1.767.959 | 2.364.444 | 2.905.087 | - | 2.814.000 | 1.289.000 | 2.988.000 | 10.057.900 | 11.655.800 | 13.747.900 | 15.753.500 | 4.465.000 | 6.098.800 | 6.056.700 | 6.010.600 | 9.106.516 | 12.262.400 | 11.252.579 | 17.943.038 |
| Capitale investito | 3.689.151 | 3.722.370 | 4.570.488 | 5.026.270 | - | 2.178.966 | 3.813.861 | 3.962.374 | 2.745.352 | 3.926.831 | 4.360.526 | 4.774.240 | - | 6.481.000 | 6.843.000 | 10.860.000 | 23.927.500 | 25.119.100 | 28.148.300 | 28.414.300 | 15.269.400 | 17.731.000 | 16.762.700 | 17.877.200 | 26.188.839 | 30.478.660 | 33.060.843 | 67.532.361 |
| Produttività aziendale | 0,37 | 0,44 | 0,48 | 0,51 | - | 0,55 | 0,66 | 0,63 | 0,56 | 0,45 | 0,54 | 0,61 | - | 0,43 | 0,19 | 0,28 | 0,42 | 0,46 | 0,49 | 0,55 | 0,29 | 0,34 | 0,36 | 0,34 | 0,35 | 0,40 | 0,34 | 0,27 |

Fonte: Elaborazione propria, 2009

TAVOLA 5.7 – La ripartizione del valore aggiunto (con valori espressi in migliaia di euro)

| Valore Aggiunto | Acea | | | | Iride | | | | Hera | | | | AZA | | | | EnBW | | | | Union Fenosa | | | | Iberdrola | | | |
|--------------------------------|---------|---------|---------|---------|-------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|------|---------|-----------------|-----------------|-----------|-----------|-----------|-----------|--------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2006 | 2007 | I semestre 2007 | I semestre 2008 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 |
| Costo del lavoro | 211.279 | 205.910 | 226.149 | 225.194 | - | 73.331 | 148.635 | 133.617 | 215.863 | 227.639 | 296.598 | 300.912 | - | 144.000 | 73.000 | 229.000 | 1.137.000 | 1.222.200 | 1.367.700 | 1.476.200 | 572.100 | 687.900 | 643.100 | 487.800 | 960.004 | 979.832 | 1.173.721 | 1.455.108 |
| Utile di periodo | 115.214 | 132.762 | 151.989 | 173.442 | - | 64.089 | 82.875 | 114.860 | 86.461 | 87.663 | 100.238 | 109.903 | - | 368.000 | 157.000 | 162.000 | 369.800 | 597.000 | 1.120.700 | 1.514.000 | 389.100 | 834.900 | 652.600 | 1.028.400 | 1.207.839 | 1.404.560 | 1.690.885 | 2.396.017 |
| Interessi passivi | 71.178 | 74.372 | 77.973 | 101.288 | - | 26.571 | 46.566 | 64.724 | 32.755 | 74.102 | 101.624 | 107.875 | - | 113.000 | 57.000 | 107.000 | 1.021.800 | 845.900 | 847.000 | 856.400 | 399.400 | 522.100 | 416.600 | 384.300 | 654.977 | 761.000 | 887.250 | 1.671.208 |
| Imposte e tasse | 65.908 | 80.384 | 104.766 | 116.518 | - | 48.397 | 62.650 | 55.708 | 61.083 | 66.055 | 79.009 | 32.637 | - | 52.000 | 45.000 | 131.000 | 349.400 | 482.900 | 452.200 | 521.700 | 108.900 | 252.800 | 316.700 | 435.400 | 520.565 | 553.250 | 695.291 | 702.789 |
| Valore aggiunto | 464.579 | 493.428 | 560.877 | 616.442 | - | 212.388 | 340.726 | 368.909 | 396.162 | 455.459 | 577.469 | 551.327 | - | 677.000 | 332.000 | 629.000 | 2.878.000 | 3.148.000 | 3.787.600 | 4.368.300 | 1.469.500 | 2.297.700 | 2.029.000 | 2.335.900 | 3.343.385 | 3.698.642 | 4.447.147 | 6.225.122 |
| Numero dipendenti | 4.841 | 4.707 | 5.517 | 5.931 | - | 1.507 | 3.003 | 2.698 | 5.100 | 5.212 | 6.265 | 6.209 | - | 5.582 | 2.791 | 8.635 | 19.055 | 19.333 | 20.145 | 21.402 | 19.463 | 16.893 | 17.099 | 12.871 | 16.687 | 17.009 | 16.923 | 23.159 |
| Valore aggiunto per dipendente | 95,97 | 104,83 | 101,66 | 103,94 | - | 140,93 | 113,46 | 136,73 | 77,68 | 87,39 | 92,17 | 88,79 | - | 121,28 | 118,55 | 72,84 | 151,04 | 162,83 | 188,02 | 204,11 | 75,50 | 136,01 | 118,66 | 181,49 | 200,36 | 217,45 | 262,79 | 268,80 |

Fonte: Elaborazione propria, 2009

Infine, dall'analisi della *produttività aziendale* – intesa come rapporto tra il valore della produzione realizzata e il capitale investito nella gestione – si rileva una crescita graduale della stessa, considerata a livello aggregato, che, in media, passa dal 41,15% del 2004 al 47,74% del 2007, segnando un aumento del 6,59% nel corso del periodo analizzato. Più in dettaglio, nel corso del quadriennio, la produttività aziendale cresce per tutte le *local utility* analizzate, ad eccezione di Iberdrola. Nel caso della *local utility* spagnola, infatti, la produttività diminuisce dell'8% nel corso dei quattro anni, passando dal 35% del 2004 al 27% del 2007. Con riferimento ad A2A, si sottolinea che la produttività del gruppo lombardo, nel 2007, è leggermente al di sotto della media aggregata, mentre nel 2008 considerata l'entità dei ricavi ottenuti dalla gestione, la produttività del capitale investito in A2A dovrebbe attestarsi ad un livello più alto della media complessiva,

Nel complesso, si rileva un miglioramento dell'efficienza produttiva e della produttività aziendale delle *local utility*. Solamente l'incidenza del costo delle materie prime (energia elettrica, gas naturale e combustibili fossili) è aumentata sensibilmente nel corso del periodo analizzato. Questo andamento del costo delle materie prime è imputabile, in via principale, al notevole aumento che il prezzo delle stesse ha subito nel corso del quadriennio, oltre che all'espansione del volume di attività, e quindi all'aumento percentuale della quota di materie prime acquistate rispetto alle altre voci di costo.

Per approfondire l'analisi della situazione economica delle *local utility* si osservi la Tavola 5.7, che mostra la ripartizione del **valore aggiunto** prodotto per il tramite della gestione aziendale⁹³. In dottrina il valore aggiunto è inteso come quel maggior valore che, rispetto ai mezzi inizialmente impiegati, l'impresa è in grado di creare grazie all'attivazione del processo produttivo⁹⁴. L'analisi di questa grandezza economica permette di comprendere l'attitudine dell'azienda a soddisfare le sue funzioni fondamentali, ovvero la produzione di ricchezza e la distribuzione della ricchezza prodotta tra i fattori che partecipano a tale produzione. Mediante l'analisi del valore aggiunto prodotto dall'azienda è, pertanto, possibile conoscere, oltre all'incidenza del valore aggiunto sulla produzione realizzata, l'assorbimento del valore aggiunto netto (ricchezza che non deve essere impiegata per ricostruire le risorse di cui si disponeva inizialmente) da parte degli altri fattori produttivi che hanno partecipato alla gestione aziendale, ovvero il lavoro, il capitale (di prestito e di proprietà), i servizi resi dagli enti territoriali (Stato ed enti locali) e la funzione imprenditoriale. Sviluppando l'analisi nel corso del tempo si può, inoltre, individuare l'evoluzione della capacità dell'azienda di produrre valore aggiunto e remunerare congruamente i vari fattori che hanno partecipato all'attività produttiva. In tal senso, il valore aggiunto può essere assunto quale indice di

⁹³ Si ritiene opportuno sottolineare un ulteriore limite dell'analisi, ovvero il calcolo del valore aggiunto prodotto dalla gestione, che è determinato accogliendo un'ipotesi semplicistica della realtà, in base alla quale si suppone che l'intero ammontare del reddito prodotto dalla gestione sia interamente distribuito agli azionisti, non considerando quindi la quota parte del reddito di periodo trattenuta all'interno del gruppo e destinata a riserva. In altri termini, l'utile netto di periodo comprende sia i dividendi erogati sia il residuo economico che spetta all'imprenditore quale remunerazione per la funzione imprenditoriale svolta nell'azienda.

⁹⁴ Cfr. CAVALIERI E. e FERRARIS FRANCESCHI R. (2008), *op. cit.* Sull'importanza del valore aggiunto come strumento di valutazione delle *performance* non solo delle imprese, ma altresì di altre tipologie aziendali non necessariamente orientate al profitto, si veda in particolare, GABROVENC MEI O., (1995), *Etica e ricerca economica. Il modello del valore aggiunto*, Centro Universitario Etica e Scienza, quaderno 14, Trieste.

economicità dell'azienda, intesa come la capacità dell'azienda di remunerare stabilmente e congruamente i fattori che partecipano al processo produttivo, così da mantenerli avvinti al ciclo produttivo dell'azienda nel lungo periodo, grazie alla soddisfazione delle loro attese. In ragione di ciò il valore aggiunto segnala anche la capacità dell'azienda di sopravvivere nell'attuale contesto competitivo, il che richiede il raggiungimento di *performance* sempre più elevate sia in termini quantitativi che qualitativi.

Volgendo lo sguardo al valore aggiunto complessivo, si osserva che la ricchezza prodotta dalle *local utility* registra un aumento del 26,48%, passando da 1,71 miliardi di € prodotti nel 2004 a circa 2,17 miliardi di € nel 2007. Tuttavia, il valore aggiunto differisce notevolmente, in valore assoluto, tra le *local utility*. Infatti, la ricchezza prodotta rispecchia, nel complesso, la diversa dimensione dei gruppi aziendali esaminati. A tal proposito, si osserva che la ricchezza prodotta dalle *local utility* italiane, nel corso del quadriennio, è in media pari a 476 milioni di €, mentre quella generata dalle altre *local utility* europee è pari a 3,34 miliardi di €, con un massimo, registrato da Iberdrola nel corso 2007, pari a 6,23 miliardi di €.

Dall'osservazione della ricchezza generata per dipendente nell'arco di un anno, si rileva, inoltre, un aumento del valore aggiunto unitario pari al 31,45%, che, in aggregato, passa da € 120.000 (del 2004) a € 158.000 (del 2007). Tuttavia, ad uno sguardo più attento, si osserva un differente andamento del valore aggiunto per dipendente per le diverse *local utility* analizzate. Si può infatti rilevare che Union Fenosa ha ottenuto, nel corso del quadriennio, un incremento della ricchezza prodotta per dipendente del 140,37%, che da € 75.500 è passata a € 181.490. Inoltre, Iberdrola e EnBW hanno aumentato la ricchezza prodotta nel corso del quadriennio di circa il 35%. Il valore aggiunto annuo per dipendente dal 2004 al 2007 è passato rispettivamente da € 200.360 a € 268.800 nel caso di Iberdrola e da € 151.040 a € 204.100 nel caso di EnBW. La crescita del valore aggiunto per le *local utility* italiane appare invece più modesta: Hera ha registrato, nel corso del periodo analizzato, un aumento della ricchezza prodotta annualmente pari al 14,31% mentre Acea ha ottenuto un incremento pari all'8,30%. Contrariamente al *trend* generale, Iride ed A2A hanno visto ridurre, in termini unitari, il valore aggiunto creato. Tuttavia questo andamento anomalo è da imputare in via principale ai recenti fenomeni di aggregazione societaria che hanno visto protagoniste le suddette *local utility*.

Una volta esaminato l'andamento della ricchezza prodotta, possiamo concentrare l'attenzione sull'analisi delle distribuzioni della ricchezza creata tra i fattori produttivi che hanno contribuito alla sua produzione. Nello studio della ripartizione del valore aggiunto prodotto nelle sue componenti, si rileva che il peso maggiore spetta alla remunerazione del lavoro, che, nel corso del periodo considerato, oscilla, in media, tra il 25,79% registrato da Iberdrola e il 52,27% assegnato ai lavoratori da Hera. In termini percentuali, la seconda componente del valore aggiunto è costituita dalla remunerazione del capitale di proprietà e della funzione imprenditoriale, che, in media, si colloca in un intervallo compreso tra il 19,40% (rilevato da Hera) e il 37,82% (registrato da Iberdrola). Invece, la remunerazione del capitale di prestito, costituita dagli interessi passivi, registra, in media, un peso percentuale compreso tra il 14,95% di Acea e il 25,18% di EnBW. Infine, la quota di valore aggiunto assegnata allo Stato e agli altri enti territoriali – attraverso il pagamento delle imposte e delle altre tasse – oscilla, in media, tra il 12,06% di Hera e il 17,21% di Acea.

In termini aggregati, la remunerazione del lavoro ha un peso percentuale medio pari al 31,86%, con una riduzione percentuale dell'8,32% nel corso del quadriennio. Infatti, nel 2004 al lavoro è stato assegnato il 36,21% del valore aggiunto complessivo mentre nel 2007 i lavoratori hanno ottenuto solo il 27,89% del valore aggiunto creato. La remunerazione del capitale di proprietà e della funzione imprenditoriale, invece, esprime in media il 32,34% del valore aggiunto complessivo, collocandosi quindi al primo posto, in aggregato, per peso percentuale. Inoltre, nel corso del periodo analizzato, si rileva un aumento della quota di valore aggiunto destinata al capitale di proprietà pari al 12,3%, che passa dal 25,37% registrato nel 2004 al 37,67% del 2007. Con riferimento alla remunerazione del capitale di prestito è possibile osservare un peso percentuale pari, in media, al 22,21%, con una riduzione nel corso del periodo considerato del 3,71%. Gli interessi passivi, infatti, sono rispettivamente pari al 25,49% del valore aggiunto prodotto nel 2004 e al 21,78% nel 2007. Infine, l'incidenza delle imposte è in media pari al 13,59% del valore aggiunto creato, con una riduzione minima nel corso del quadriennio, pari allo 0,27%.

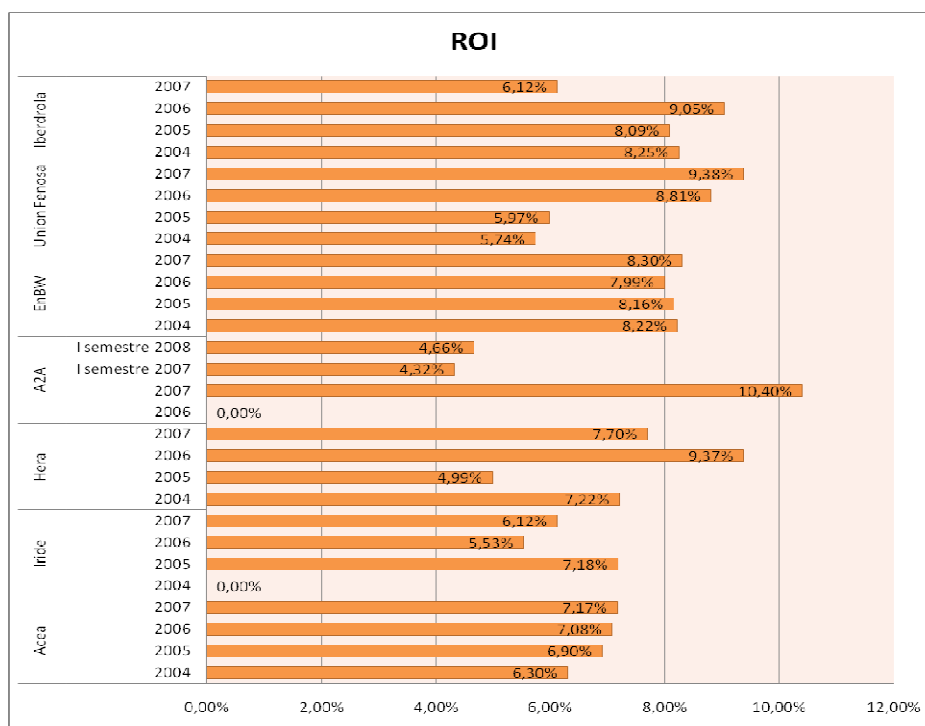
5.5.3 L'ANALISI DELLA REDDITIVITÀ

Poiché tra la redditività operativa e la redditività netta esiste un rapporto diretto è possibile, attraverso una serie di indici di redditività, individuare i punti di forza e di debolezza delle *local utility* in modo da tratteggiare le vie più probabili di evoluzione prospettica dei risultati aziendali. Pertanto, dopo aver esaminato in dettaglio l'andamento della gestione economica delle *local utility* europee durante il periodo 2004-2007, ovvero l'andamento delle componenti positive e negative di reddito derivanti dalla gestione aziendale, proseguiamo la nostra analisi attraverso lo studio degli indici di redditività.

Innanzitutto, osserviamo l'andamento della gestione operativa delle *local utility* analizzate, che è illustrato nella Tavola 5.8. La redditività operativa, in quanto attitudine dell'impresa a rendere congruamente proficui gli investimenti di capitale al servizio della gestione caratteristica, trova la sua sintesi quantitativa nel rapporto istituibile tra il reddito operativo del periodo considerato ed il corrispondente capitale investito nella gestione caratteristica mediamente riferibile al medesimo periodo.

Nel caso specifico, il **ROI** (*Return on Investment*), che esprime il tasso di redditività del capitale investito nella gestione caratteristica, assume, in aggregato, un valore medio pari al 7,5%, con una minima variazione rispetto al 2004. Tuttavia il ROI assume un andamento differente per le singole *local utility* analizzate. Nel corso del quadriennio, infatti, Acea e Iride registrano, in media, un ROI al di sotto del valore aggregato, pari rispettivamente al 6,86% e al 6,28% del capitale investito. Invece, Iberdrola ed EnBW hanno ottenuto in media un ROI molto elevato, rispettivamente pari al 7,88% e all'8,17%. Anche se va rilevato che è A2A a segnare il risultato migliore nel corso del 2007, con un ROI pari al 10,4% del capitale investito. Volgendo lo sguardo all'andamento del ROI nel tempo, si osserva una tendenza negativa del ROI per Iride e Iberdrola, con una riduzione dell'indice rispettivamente pari all'1,06% e al 2,12%. Negli altri casi analizzati, invece, si riscontra una lieve tendenza verso la crescita del ROI. Spicca comunque il risultato di Union Fenosa, che ha visto crescere il ROI di circa il 4% dal 2004.

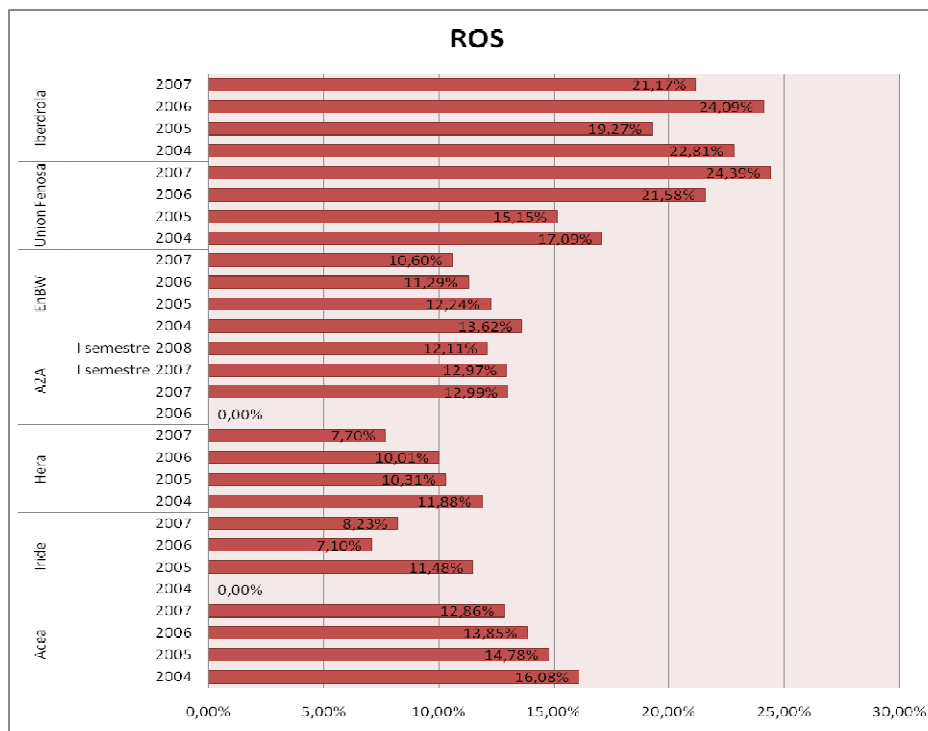
TAVOLA 5.8 - L'andamento del ROI



Fonte: Elaborazione propria, 2009

La Tavola 5.9 mostra, invece, l'andamento del ROS (*Return on Sales*), che esprime la capacità dei ricavi di coprire i costi della gestione operativa.

TAVOLA 5.9 - L'andamento del ROS



Fonte: Elaborazione propria, 2009

Nel caso specifico, il **ROS** assume, in aggregato, un valore medio pari al 14,61%, con una diminuzione del 2,3% osservata nel corso del periodo analizzato. Anche il ROS, come il ROI, assume un andamento differente per le singole *local utility* analizzate. Nel corso del quadriennio, infatti, si rileva un ROS al di sotto del valore aggregato per EnBW e per le *local utility* italiane. In particolare, Hera ed Iride hanno ottenuto un ROS sensibilmente inferiore alla media, pari rispettivamente al 9,97% e all'8,94% dei ricavi di vendita. Invece, Iberdrola e Union Fenosa registrano in media un ROS elevato nel corso del quadriennio, rispettivamente pari al 21,84% e al 19,55% dei ricavi. Volgendo lo sguardo all'andamento del ROS nel corso del tempo, si osserva – per tutte le *local utility* analizzate ad eccezione di Union Fenosa – una tendenza negativa del ROS. Union Fenosa, invece, ha visto crescere il proprio ROS del 7,3% nel corso del periodo analizzato.

Quindi l'indice di redditività delle vendite, che deriva dal rapporto tra reddito operativo ed i corrispondenti ricavi di vendita, segnala, nel complesso, una buona attitudine dei ricavi netti a coprire tutti i costi della gestione caratteristica, oltre che, s'intende, i restanti costi ed oneri d'esercizio. Infatti, un ROS positivo esprime la porzione di ricavo netto ancora disponibile dopo la copertura di tutti i costi attribuiti alla gestione caratteristica. In altre parole, l'indice in oggetto delimita l'ulteriore capienza dei ricavi operativi agli effetti sia della copertura dei restanti costi ed oneri d'esercizio sia alle remunerazione del capitale proprio (e di altri fattori a compenso analogamente ancorato ai risultati di periodo)⁹⁵.

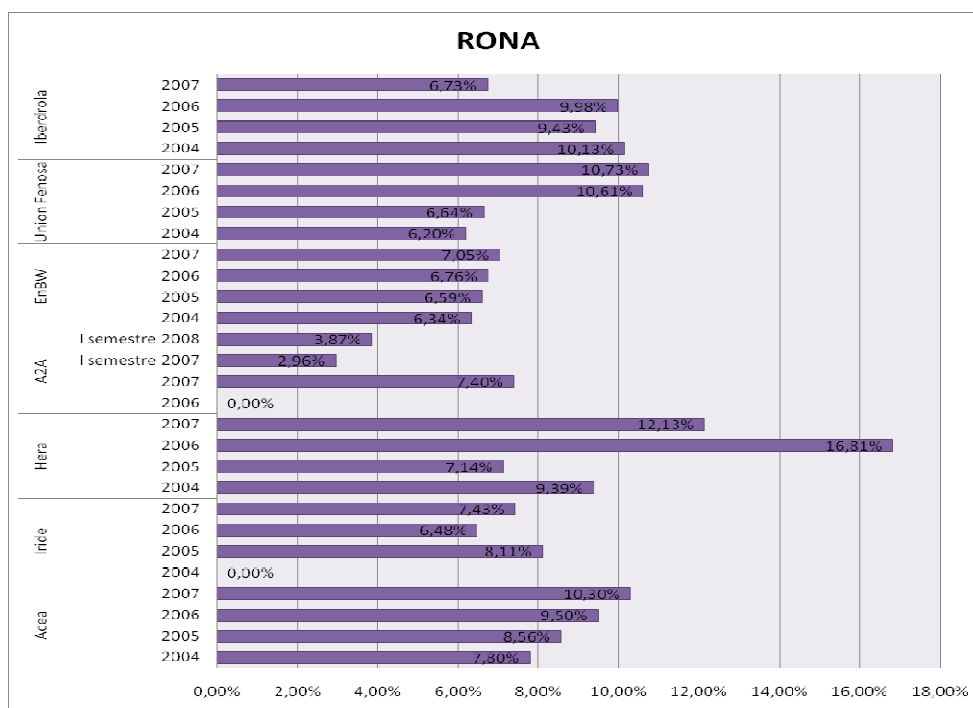
Un diverso e più significativo indice per l'analisi della redditività operativa in un'ottica strategica, è quello che esprime il rendimento di una particolare configurazione di capitale investito netto, che si ottiene aggiungendo al capitale circolante netto operativo il valore delle immobilizzazioni materiali e immateriali⁹⁶. L'indice in questione è il **RONA** (*Return On Net Assets*) che, essendo calcolato come rapporto percentuale tra il reddito operativo ed il capitale investito netto operativo, fornisce ulteriori indicazioni al fine di interpretare l'efficienza gestionale dell'insieme delle attività operative. In aggregato, il RONA è positivo e si attesta all'8,68% del capitale investito netto dalle *local utility*, registrando un lieve aumento nel corso del periodo analizzato, pari allo 0,85%.

⁹⁵ Sul punto si vedano, tra gli altri, FERRERO G., DEZZANI F., PISONI P., PUDDU L. (2006), *op. cit.*, p. 217. Per un approfondimento dell'analisi della redditività si vedano anche AZZINI L. (1957), *Le situazioni d'impresa investigate nella dinamica economica delle produzioni. Le situazioni patrimoniali*, Giuffrè, Milano; ANTHONY R.N. (1966), *Contabilità per la direzione*, Etas Libri, Milano; BERGAMIN BARBATO M. (1974), "Il valore segnalitico degli indici di bilancio in rapporto ai criteri seguiti per la loro determinazione", in V. CODA, G. BRUNETTI, M. BERGAMIN BARBATO, *Indici di bilancio e flussi finanziari*, Etas Libri, Milano; CATTANEO M. (1976), *Analisi finanziaria e di bilancio*, Etas Libri, Milano; SUPERTI FURGA F. (1978), *Le valutazioni di bilancio*, ISEDI, Milano; BERGAMIN BARBATO M., CODA V. BRUNI G. (1979), *Le strutture di bilancio*, ISEDI, Milano; RANALLI F. (1984), *Sulla capacità informativa delle strutture di bilancio*, Cedam, Padova; e, dello stesso autore, (1994), *Schemi per l'analisi dell'economicità aziendale*, Aracne, Roma; INVERNIZZI G., MOLTENI M. (1990), *Analisi di bilancio e diagnosi strategica*, Etas Libri, Milano; BRUNETTI G., CODA V., FAVOTTO S. (1991), *Analisi, previsioni, simulazioni economico-finanziarie d'impresa*, Etas Libri, Milano; CARAMIELLO C. (1993), *Indici di bilancio*, Giuffrè, Milano.

⁹⁶ Per un calcolo appropriato dell'indice le immobilizzazioni immateriali e materiali dovrebbero essere depurate, non solo dai fondi di ammortamento, ma anche dal fondo di indennità di fine rapporto che rappresenta, al pari dei debiti commerciali, una fonte spontanea di finanziamento, il cui onere è implicitamente accolto tra i costi dei fattori produttivi. Cfr. BRUNETTI G. (1990), "La valutazione delle prestazioni di area strategica d'affari", *Rivista dei Dottori Commercialisti*, 2.

Volgendo l'attenzione all'analisi dell'andamento dell'indice per le singole *local utility* si osserva – nel corso del periodo analizzato – un andamento molto variegato. Acea infatti ha un indice in media pari al 9,04% del capitale investito netto, con un aumento nel corso del periodo di due punti percentuali. Iride ed EnBW hanno ottenuto un RONA in media rispettivamente pari al 7,34% e al 6,69%, con una riduzione dello 0,7% nel corso del periodo analizzato. Hera registra, invece, un RONA in media pari all'11,37% che, nonostante un andamento altalenante si è attestato, nel 2006, al 16,81% (il valore più alto). Dal canto suo, A2A, nel 2007, registra un valore dell'indice al di sotto della media, pari al 7,40%. Union Fenosa ed Iberdrola registrano, infine, un RONA in media pari all'8,55% e al 9,07%. Tuttavia, mentre Union Fenosa registra – nel corso del quadriennio – un aumento dell'indice del 4,53%, Iberdrola ha visto diminuire il RONA del 3,4%, come illustra la Tavola 5.10.

TAVOLA 5.10- L'andamento del RONA



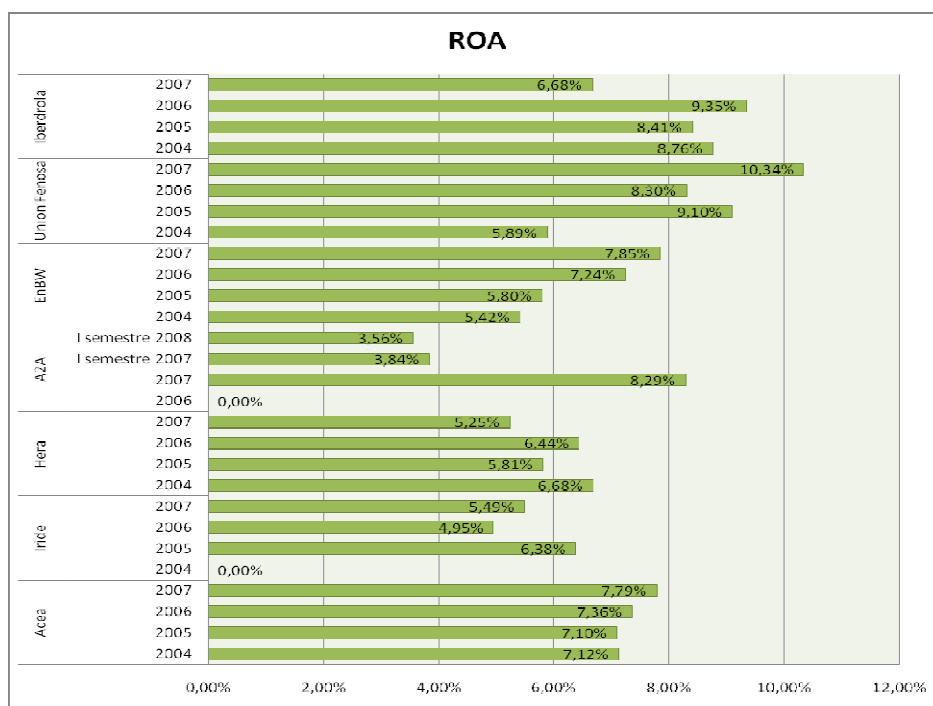
Fonte: Elaborazione propria, 2009

Inoltre, la considerazione degli impieghi atipici e dei proventi finanziari modifica la redditività del capitale investito totale, in questo senso il **ROA** (*Return on Assets*), che misura il rendimento lordo di tutti gli investimenti, assume valori lievemente più bassi del ROI, come illustra la Tavola 5.11 di seguito riportata.

In aggregato, il ROA è, in media, pari al 7,16%, con un aumento nel corso del quadriennio dello 0,61% passando dal 6,77% del 2004 al 7,38% del 2007. Si segnala che Iride, Hera e EnBW hanno un ROA notevolmente basso, che in media è rispettivamente pari a 5,61%, 6,04% e 6,58%. Tuttavia, mentre Iride ed Hera registrano una riduzione dell'indice nel corso del tempo, EnBW ha visto crescere il ROA del 2,42% nel corso del quadriennio. Si osserva, inoltre, che Acea ha un indice della redditività del capitale investito in linea con la

media aggregata, invece Iberdrola ed Union Fenosa hanno ottenuto una elevata redditività del capitale investito totale, che, in media, si attesta rispettivamente all'8,3% e all'8,4%. Si nota che, in quest'ultimo caso, il ROA esprime un risultato migliore rispetto agli altri indici perché, essendo l'espressione della redditività lorda corrente degli investimenti, viene influenzato positivamente dalle poste finanziarie considerate. Tuttavia, si sottolinea che mentre l'indice di Union Fenosa cresce del 4,45%, quello di Iberdrola diminuisce di due punti percentuali nel corso del quadriennio.

TAVOLA 5.11 - L'andamento del ROA



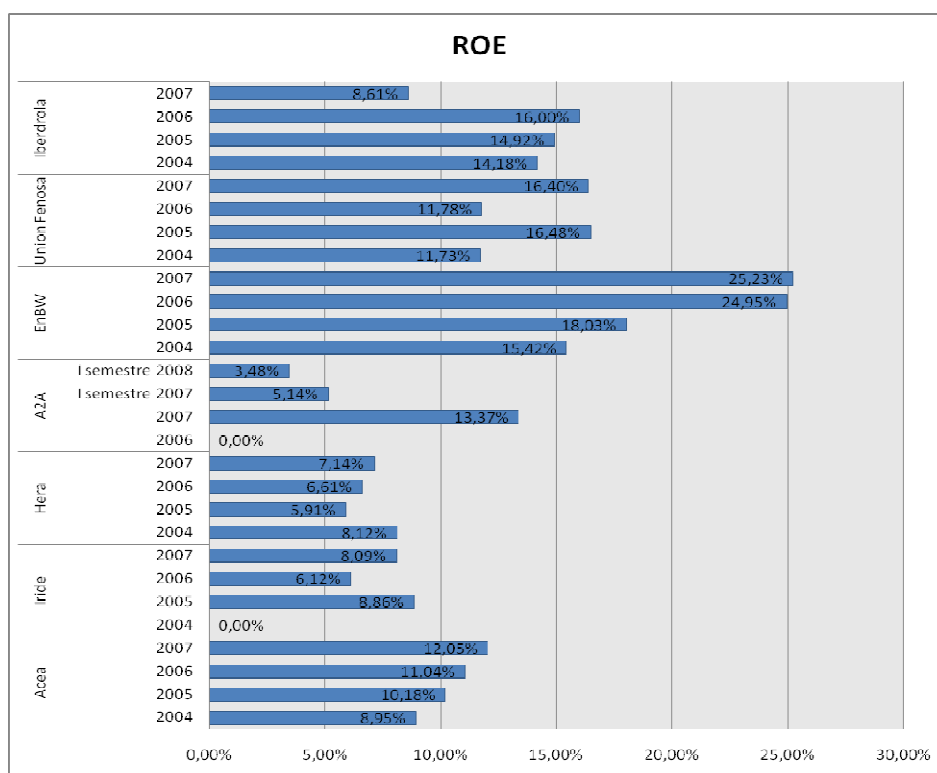
Fonte: Elaborazione propria, 2009

Con riferimento al **ROE** (*Return on Equity*), o quoziente di redditività globale, si ricorda che esso è definito dal rapporto tra il reddito netto globale risultante dal bilancio e il patrimonio netto mediamente risultante dall'accostamento di due stati patrimoniali consecutivi. Esso può essere interpretato come tasso di redditività del capitale proprio, ed indica il livello a cui viene commisurata la base di remunerazione del capitale acquisito dal gruppo con il vincolo del pieno rischio. Nel corso del periodo analizzato, si rileva un ROE aggregato pari, in media al 12,51%, con un aumento dell'1,3% dal 2004. Tuttavia, si registra un andamento variegato dell'indice tra le diverse *local utility* analizzate, come illustrato dalla Tavola 5.12 di seguito riportata.

Più in dettaglio, si osservano valori al di sotto della media per le *local utility* italiane. Infatti, Hera e Irce registrano valori molto bassi dell'indice della redditività netta, rispettivamente pari a 6,95% e 7,69% in media, con una riduzione di circa un punto percentuale nel corso del quadriennio. Acea segna un indice in media pari al 10,55% del capitale netto, realizzando un aumento nel corso del periodo analizzato del 3,1%. A2A, nel 2007, ha ottenuto il

migliore risultato italiano, con un ROE pari al 13,37%. Tuttavia questo risultato è sensibilmente inferiore a quello ottenuto dalle altre *local utility* europee. Infatti, Iberdrola, Union Fenosa e EnBW hanno ottenuto in media un indice della redditività netta rispettivamente pari a 13,43%, 14,10% e 20,9% del capitale netto. Mentre il risultato ottenuto da Iberdrola è inficiato dalla notevole riduzione dell'indice avvenuta nel 2007 – pari a sette punti percentuali – Union Fenosa e, soprattutto, EnBW hanno registrato, nel corso del quadriennio, un aumento del ROE rispettivamente pari al 4,67% e al 9,81%. Si nota, infatti, che EnBW ha ottenuto nell'ultimo biennio una redditività del capitale proprio pari al 25%.

TAVOLA 5.12 - L'andamento del ROE



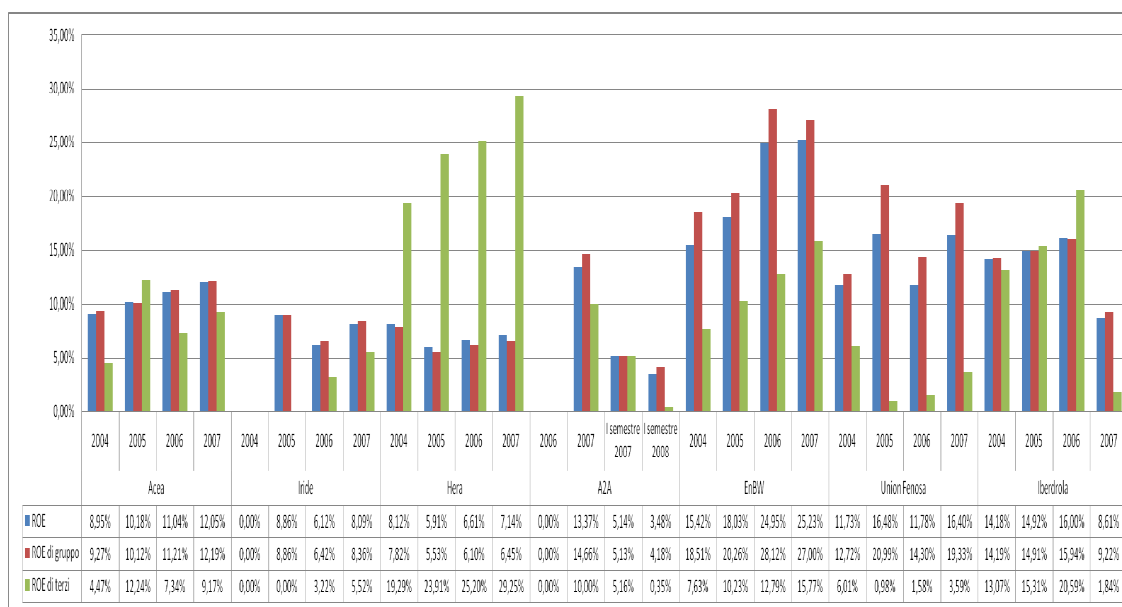
Fonte: Elaborazione propria, 2009

Un'ulteriore considerazione riguarda il rapporto tra il ROE di gruppo e il ROE di terzi. Si nota infatti che, nel complesso, il ROE di gruppo si attesta su valori più elevati del ROE di terzi. In termini aggregati, il ROE di gruppo è in media pari al 13,44%, con un aumento dell'1,39% nel corso del quadriennio. Invece, il ROE di terzi è, in media, pari all'11,26% del capitale di rischio investito da terzi, registrando un aumento dello 0,64% dal 2004. Tuttavia, guardando la dinamica degli indici della redditività netta delle singole *local utility* si rilevano notevoli differenze. Innanzitutto, il rapporto tra ROE di terzi e ROE di gruppo è sensibilmente più basso per le *local utility* italiane, che sono caratterizzate da una proporzione tra i due indici suddetti di 2 a 3. Vale la pena sottolineare che, nel caso di Hera, il ROE degli azionisti di minoranza risulta superiore a quello degli azionisti di maggioranza (per l'inci-

denza delle azioni di risparmio e privilegiate) in modo rilevante⁹⁷. In particolare, nel 2007, il ROE di terzi è cinque volte il ROE di gruppo. Quest'anomalia rispetto alle altre *local utility* analizzate è da imputare alla particolare natura del gruppo, originatasi dall'aggregazione di più di 130 *utility*. Hera, infatti, ha sempre cercato di mantenere una struttura azionaria "aperta", che sia in grado di assicurare la tutela delle minoranze qualificate e non, portatrici di interessi rilevanti nell'economia del gruppo.

Diverso è il caso delle altre *local utility* europee. EnBW è caratterizzata da un rapporto di 1 a 2 tra ROE di terzi e di gruppo. Iberdrola, che inizialmente aveva una redditività del capitale di terzi vicino a quello degli azionisti di maggioranza, ha visto aumentare nel corso del tempo il divario esistente tra i due indici, fino al 2007, anno in cui la redditività del capitale del gruppo è risultata essere pari a cinque volte la redditività del capitale di minoranza. Union Fenosa, invece, ha registrato una redditività del capitale di terzi notevolmente bassa nel corso dei primi tre anni. Tuttavia, nel 2007, il rapporto tra il ROE di gruppo e il ROE di terzi è simile a quello registrato da Iberdrola, come illustrato dalla Tavola 5.13.

TAVOLA 5.13 – L'andamento del ROE di gruppo e del ROE di terzi



Fonte: Elaborazione propria, 2009

Nel complesso, dall'analisi della redditività aziendale emerge una elevata capacità remunerativa dei ricavi nei confronti del capitale investito nella gestione aziendale. In primo luogo

⁹⁷ Si ricordi che, nel complesso, nei dati aggregati dei gruppi privati italiani risulta evidente il fenomeno della sottopatrimonializzazione e del conseguente sbilancio verso l'indebitamento. Ciò è dovuto all'elevata capacità di credito del gruppo, che spesso fa sorgere negli azionisti di comando l'errata convinzione di poter operare sempre più con mezzi altrui. Questa logica viene non di rado sostenuta anche contro gli interessi economici del gruppo e finisce con il pregiudicarne l'equilibrio finanziario. Ciò accade, ad esempio, quando le decisioni di investimento vengono prese con l'unico intento di sfruttare agevolazioni finanziarie vincolate, prescindendo dalla considerazione del ROI della società destinata all'impiego stesso. Sull'argomento si vedano MARCHI L., ZAVANI M. (1998), *op. cit.*

go, si osserva infatti che le *local utility* analizzate sono in grado di remunerare il capitale acquisito facendo leva sulla gestione operativa, che, in aggregato, contribuisce alla redditività netta per circa il 68% in media. Inoltre, la contribuzione della gestione operativa cresce complessivamente nel corso del quadriennio di quasi cinque punti percentuali. Tuttavia si deve rilevare una sensibile flessione della redditività operativa nel corso del 2007 rispetto al 2006, causata principalmente dall'aumento esponenziale dei prezzi del gas naturale e dei combustibili fossili. D'altro canto, si prevede un miglioramento della gestione operativa delle *local utility* nell'esercizio 2008 in ragione della sensibile riduzione dei prezzi delle materie prime, nonostante il manifestarsi di una crisi finanziaria ed economica a livello globale.

In secondo luogo, si rileva che anche le altre gestioni hanno partecipato alla generazione di una redditività netta molto soddisfacente. La diversa dinamicità della redditività netta rispetto alla redditività operativa è da imputare, in via principale, all'andamento della gestione finanziaria che risente sia della dinamica dei finanziamenti ottenuti per finanziare la crescita sia della gestione degli investimenti finanziari, con particolare riguardo alla gestione delle partecipazioni di controllo e collegamento e all'andamento delle attività finanziarie detenute a scopo di negoziazione.

In sintesi, la liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica e del gas naturale, avendo introdotto una maggiore competitività nel mercato, sembra aver spinto – in tutta l'Unione Europea – le *local utility* verso la ricerca di una maggiore efficienza della gestione e, conseguentemente, di una maggiore profittabilità dell'attività aziendale. In questo senso, anche la concessione di maggiori gradi di libertà strategica ed operativa da parte delle istituzioni e degli enti locali proprietari dei pacchetti azionari di controllo ha permesso alle *local utility* di raggiungere un buon equilibrio economico, indispensabile per la sopravvivenza in un ambiente altamente competitivo e dinamico in cui le stesse si trovano attualmente ad operare.

Guardando al futuro, appare cruciale per la sopravvivenza delle *local utility* nel lungo periodo la politica degli investimenti effettuati e dei finanziamenti acquisiti nel corso di questo periodo, anch'essa strettamente legata alla crescita di competitività del mercato europeo dell'energia elettrica e del gas naturale. In ragione di ciò, acquista una particolare rilevanza l'analisi degli investimenti e dei finanziamenti che è di seguito proposta.

5.5.4 L'ANALISI DELLA STRUTTURA FINANZIARIA

L'analisi della struttura finanziaria e della liquidità aziendale consiste nello studio della evoluzione nel tempo della composizione degli investimenti e dei finanziamenti, nonché delle relazioni tra tipi di fabbisogni finanziari evidenziati dagli investimenti in corso e forme tecniche di copertura degli stessi, come sono rappresentati o individuabili dall'articolazione dei dati inseriti nella situazione patrimoniale⁹⁸. A tal fine è necessario procedere alla riclassificazione dei valori degli Stati Patrimoniali di gruppo, determinando i diversi impieghi di capitale e le diverse fonti di finanziamento a livello consolidato, analizzabili immediatamente nelle loro relazioni verticali (l'incidenza dei singoli valori di investimento o di finanzia-

⁹⁸ Sull'argomento si vedano, tra gli altri, CODA V., BRUNETTI G., BERGAMIN BARBATO M., *Indici di bilancio e flussi finanziari*, Etas Libri, Milano; CATTANEO M. (1988), *Finanza aziendale: il capitale circolante netto*, Utet, Torino; RANALLI F. (1984) *Sulla capacità informativa delle strutture di bilancio*, Cedam, Padova.

mento sul totale degli investimenti e/o finanziamenti) ed orizzontali (il *trend* storico degli investimenti e dei finanziamenti).

Ai fini della presente analisi si è scelto di riclassificare gli Stati Patrimoniali consolidati delle *local utility* europee oggetto d'indagine secondo il criterio della liquidità degli impieghi di capitale e dell'esigibilità delle fonti di finanziamento, per il periodo corrispondente agli esercizi 2004-2007. Questo schema di riclassificazione è molto utile per l'analisi della struttura finanziaria dell'impresa poiché permette di studiare sia l'evoluzione nel tempo della composizione degli investimenti e dei finanziamenti sia l'evoluzione delle relazioni tra i fabbisogni finanziari generati dagli investimenti e le forme tecniche di copertura degli stessi. In particolare, attraverso l'analisi e l'interpretazione dei valori riclassificati secondo il criterio della liquidità degli impieghi di capitale e dell'esigibilità delle fonti di finanziamento è possibile ottenere informazioni relative alla politica finanziaria perseguita dal gruppo, al grado di elasticità degli investimenti, al grado di elasticità dei finanziamenti, all'evoluzione nel tempo delle correlazioni tra gli impieghi di capitale e le fonti di finanziamento (ossia della relazione tra il fabbisogno finanziario e le forme di copertura dello stesso), ed infine alla solidità patrimoniale del gruppo. In definitiva, questa struttura di Stato Patrimoniale consente di verificare l'equilibrio della situazione finanziaria del gruppo⁹⁹.

È quindi possibile ricostruire la politica finanziaria perseguita dalle *local utility* europee attraverso l'analisi delle variazioni che gli investimenti di capitale e le fonti di finanziamento fanno registrare nei vari esercizi amministrativi (analisi orizzontale) e mediante l'andamento della composizione della situazione patrimoniale (analisi verticale).

Iniziamo la nostra analisi dallo studio delle politiche d'investimento. Dall'osservazione dell'entità del *capitale investito*, che coincide con la somma dei valori patrimoniali esprimenti, all'epoca del bilancio, scorte liquide in attesa di impiego oppure investimenti in attesa di realizzo¹⁰⁰, si nota immediatamente la diversa ampiezza che questa grandezza assume nei casi analizzati (Tavola 5.14).

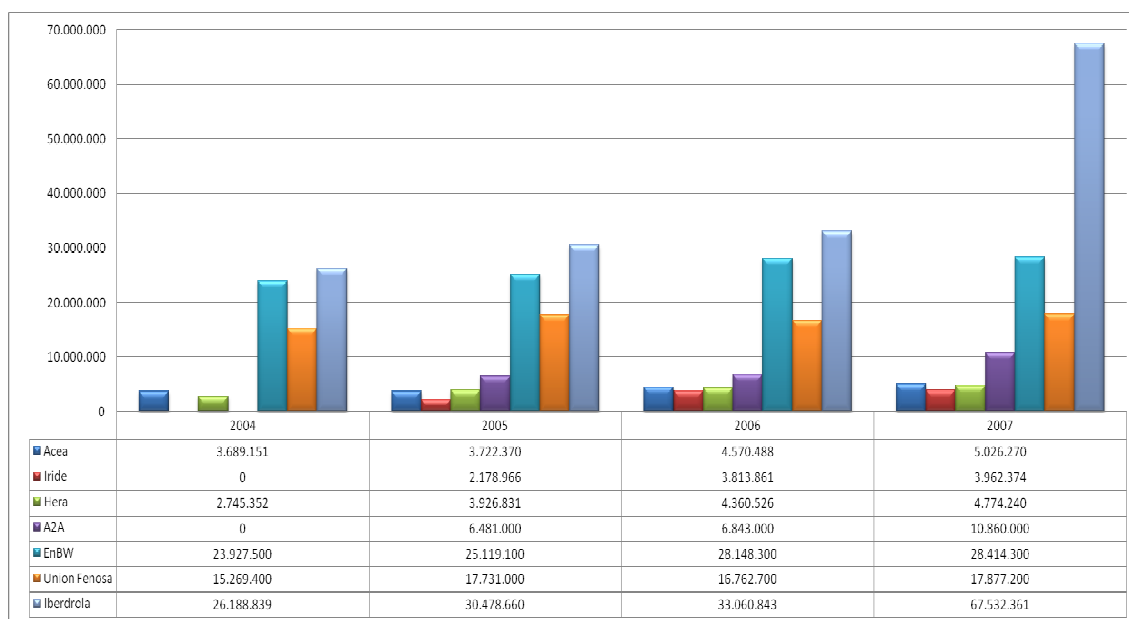
⁹⁹ Si sottolinea che una struttura di Stato Patrimoniale con valori riclassificati secondo la funzione svolta dagli investimenti e dalle fonti di finanziamento all'interno del processo produttivo aziendale è, invece, più adatta per analizzare la redditività e la dinamica finanziaria, in quanto gli investimenti in corso sono suddivisi in attivo fisso e attivo circolante a seconda della funzione svolta dagli stessi nel processo produttivo aziendale. L'attivo fisso comprende gli investimenti che concorrono a formare la struttura dell'impresa, invece l'attivo circolante comprende gli investimenti necessari ad assicurare il funzionamento della struttura medesima.

Pertanto questa struttura si rivela particolarmente utile nello studio dell'andamento nel tempo degli investimenti aziendali poiché consente di individuare sia le politiche aziendali finalizzate ad indirizzare risorse finanziarie verso l'ampliamento oppure al ridimensionamento delle strutture operative sia le politiche aziendali che, attraverso un aumento del capitale circolante lordo, mirano a volte ad accrescere il grado di sfruttamento delle strutture esistenti ed altre volte ad evitare che esso si abbassi o divenga insufficiente.

Lo studio dell'andamento nel tempo del rapporto tra capitale circolante lordo ed attivo fisso può favorire anche l'approfondimento dell'analisi dell'elasticità strutturale dell'impresa. In proposito occorre tuttavia segnalare la limitata significatività di tale rapporto poiché l'elasticità strutturale degli investimenti è una componente molto limitata della complessiva elasticità aziendale. Infine, questa struttura è utilissima per il calcolo dei flussi di capitale circolante netto afferenti alla gestione corrente. Sulla capacità informativa delle strutture di bilancio si veda RANALLI F. (1984), *op. cit.*

¹⁰⁰ Sul punto si vedano, tra gli altri, BERGAMIN BARBATO M. (1974), *op. cit.*; CATTANEO M. (1976), *op. cit.*; SUPERTI FURGA F. (1978), *op. cit.*; BERGAMIN BARBATO M., CODA V. BRUNI G. (1979), *op. cit.*; FERRERO G., DEZZANI F., PISONI P., PUDDU L. (2006), *op. cit.*

TAVOLA 5.14 – L'andamento del capitale investito



Nota: valori espressi in migliaia di €.

Fonte: Elaborazione propria, 2009

Innanzitutto, si rileva una capacità d'investimento delle *local utility* italiane sensibilmente inferiore a quella delle altre *local utility* europee. Infatti, nel corso del quadriennio, il capitale investito in Italia è in media pari a 5,093 miliardi di €, e se si esclude A2A – che ha una capacità d'investimento più che doppia rispetto alle altre *local utility* italiane – si ottiene un capitale medio investito nel corso del periodo analizzato pari a 3,841 miliardi di €. Di converso, le *local utility* del resto d'Europa registrano, nel corso del quadriennio, un capitale investito medio pari a 27,543 miliardi di €, mostrando una capacità d'investimento circa 6 volte superiore a quella delle *local utility* italiane. Tuttavia, va segnalato che, anche a livello europeo, si osservano notevoli differenze nell'entità del capitale investito nella gestione. Infatti, nel corso del quadriennio, Union Fenosa ha investito mediamente nella gestione 16,910 miliardi di € mentre EnBW registra un capitale investito medio pari a 26,402 miliardi di €. Infine, Iberdrola ha investito, in media, nella gestione circa 39,3 miliardi di €, con un tetto massimo di 67,532 miliardi di € registrati nel 2007, per effetto della fusione con Scottish Power.

Nel complesso, si osserva una tendenza generalizzata verso la crescita del capitale investito nella gestione aziendale, particolarmente accentuata nel caso di quelle *local utility* che hanno partecipato, nel corso del quadriennio, a processi di aggregazione tramite l'acquisizione di altre imprese di pubblica utilità, ovvero Iberdrola, Iride, Hera ed A2A.

Per quanto riguarda lo studio del grado di elasticità degli investimenti e, più in generale, della mobilità finanziaria dell'attivo, lo studio dell'evoluzione nel tempo della composizione degli investimenti consente di avere delle informazioni circa la possibilità di un più o meno ampio ciclo di recupero degli investimenti in essere, e, quindi, sulle possibilità di modificare la destinazione delle risorse impiegate nell'impresa, a mano a mano che vengono recuperate per il tramite dei ricavi. All'interno del capitale investito è quindi possibile evidenziare due

componenti, distinte in relazione alla loro attitudine a ritornare in forma liquida, ossia l'*attivo circolante*, che – in termini aggregati – corrisponde, in media, al 24,11% del capitale investito; e l'*attivo fisso*, che corrisponde mediamente al 75,88% del capitale investito.

Con riferimento alle singole *local utility*, si riscontrano tuttavia delle diversità nel *tasso d'incidenza dell'attivo circolante* (o *indice di elasticità*¹⁰¹). Infatti Acea, Iride e Hera hanno un tasso d'incidenza dell'attivo circolante pari a circa il 32,3% del capitale investito mentre le altre *local utility* hanno un tasso d'incidenza dell'attivo circolante in media pari al 17,5%. Di converso, il *tasso d'incidenza dell'attivo fisso* (o *indice di rigidità*) è più alto per Iberdrola, Union Fenosa, EnBW ed A2A rispetto ad Acea, Iride ed Hera. Nel primo caso, il tasso d'incidenza dell'attivo fisso è, in media, pari al 82,5% mentre, nel secondo caso, è pari al 67,7%. Svolgendo un'analisi orizzontale si nota, inoltre, che nel corso degli anni, la composizione degli impieghi di capitale, con poche eccezioni, non si è modificata in modo rilevante. Infatti, solo Acea e Iride hanno visto incrementare il peso dell'attivo circolante – rispettivamente del 5,31% e del 6,80% – e ridurre (di pari ammontare) il peso dell'attivo fisso, nonostante la sua crescita in valore assoluto.

Analizzando analiticamente le componenti dell'attivo fisso si nota immediatamente che l'attività condotta dalle *local utility* richiede notevoli investimenti in *immobilizzazioni materiali*, infatti esse rappresentano in media il 53,25% del capitale investito totale. In particolare, l'attività di produzione/importazione e vendita di elettricità e gas è un'attività caratterizzata da notevoli investimenti *capital intensive*, poiché lo svolgimento dell'attività produttiva richiede importanti investimenti in impianti e macchinari. L'analisi orizzontale permette poi di riscontrare, per le singole *local utility*, un andamento altalenante nel tempo delle suddette immobilizzazioni, che è principalmente dovuto alle diverse dinamiche d'investimento e alle scelte strategiche orientate alla crescita compiute dalle *local utility* nel corso del periodo considerato. Infatti, il tasso d'incidenza delle immobilizzazioni materiali sul capitale investito si riduce sensibilmente nel caso di Iberdrola (-18,25%) e Iride (-9,33%), e – in misura inferiore – per EnBW (-4,83%) e Acea (-1,59%), mentre aumenta nel caso di A2A (+11,92%), Hera (+6,02%) e, più limitatamente, anche per Union Fenosa (+2,1%).

Le *immobilizzazioni immateriali*, invece, rappresentano mediamente il 7,27% del capitale investito in termini aggregati. Inoltre, si osserva una leggera crescita nel corso del periodo analizzato, pari all'1,51%. Tuttavia, Acea ed Hera hanno una quota maggiore di capitale investito nelle immobilizzazioni immateriali, che, in media, è rispettivamente pari all'8,39% e al 12,82%. Invece, le altre *local utility* hanno investito, nel corso del quadriennio, mediamente il 5% del capitale in immobilizzazioni immateriali, ad eccezione di Iberdrola. L'*utility* spagnola, infatti, ha, in media, circa il 7,56% di risorse finanziarie investite in immobilizzazioni

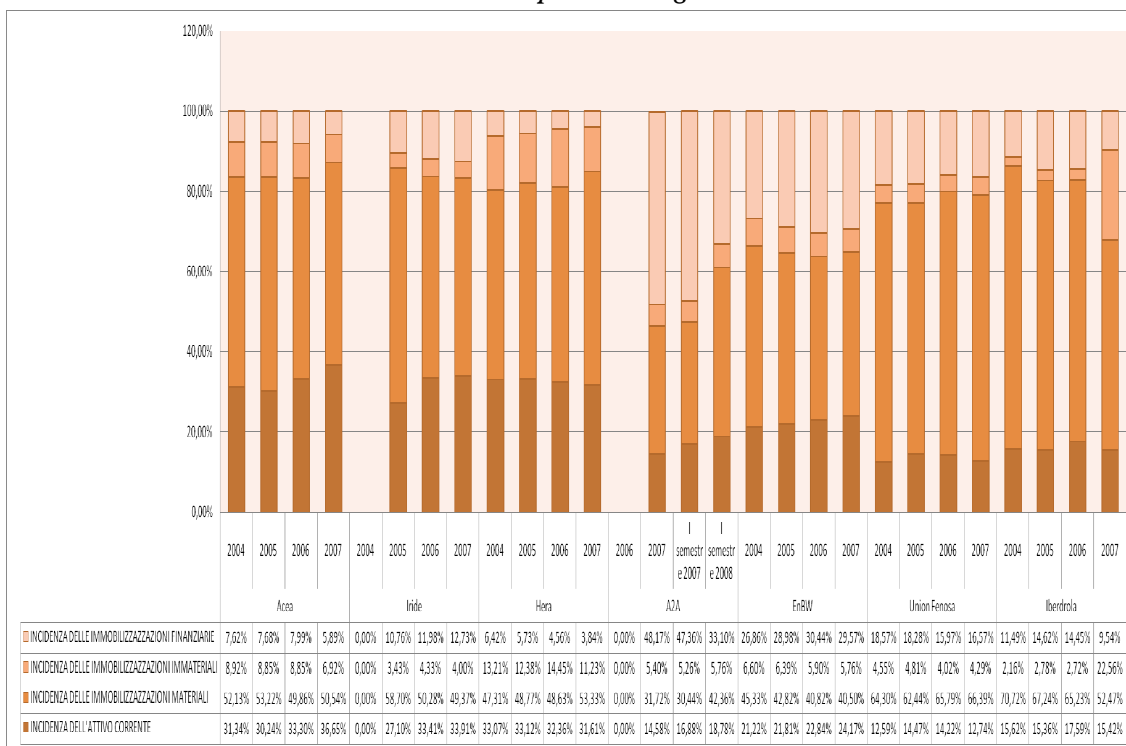
¹⁰¹ Si ricorda che l'elasticità strutturale degli investimenti è una componente molto limitata della complessiva elasticità aziendale, infatti l'impresa può essere contraddistinta da tre tipi di elasticità (flessibilità): strategica, operativa e strutturale. L'*elasticità strategica* riguarda la capacità dell'impresa di cambiare il proprio rapporto con l'ambiente, in relazione all'evoluzione della variabilità ambientale ed interna. L'*elasticità operativa* attiene alla capacità di cambiare comportamento, pur in presenza di continuità strategica, in modo da cogliere in ogni caso gli obiettivi prefissati, utilizzando appieno la struttura predisposta e recuperando i relativi investimenti. Infine, l'*elasticità strutturale* si riferisce al grado di adattabilità dell'azienda alle nuove situazioni che caratterizzano il suo processo produttivo, in relazione ai tipi di fattori produttivi utilizzati ed ai tempi di recupero degli investimenti. Si veda in merito RANALLI F. (1996), *Il bilancio d'esercizio*, Aracne, Roma.

immateriale. Però, questo valore è determinato dal consolidamento di Scottish Power, avvenuto nel 2007, che ha comportato l'iscrizione in Stato Patrimoniale di un cospicuo avviamento relativo alla società neoacquisita dal gruppo spagnolo.

Le immobilizzazioni finanziarie si attestano, in media, al 15,36% del capitale investito totale. Comunque, il tasso d'incidenza delle immobilizzazioni finanziarie aumenta costantemente nel corso del tempo, passando dal 14,19% del 2004 al 18,05% del 2007. Volgendo lo sguardo alle singole *local utility*, si osserva, tuttavia, una situazione piuttosto variegata. Alcune *local utility*, infatti, hanno un tasso d'incidenza delle immobilizzazioni finanziarie notevolmente al di sotto della media aggregata. Esse sono Hera (5,14%); Acea (7,29%); Iride (11,82%) e Iberdrola (12,53%). Union Fenosa ha un tasso d'incidenza del 17,35%. EnBW registra invece un valore delle immobilizzazioni finanziarie sensibilmente superiore alla media aggregata, pari al 28,96% del capitale investito. Infine, A2A è la *local utility* con la quota di immobilizzazioni finanziarie più alta, pari al 40,23% del capitale investito. Le cause di tale andamento sono rintracciabili principalmente nelle variazioni della struttura societaria del gruppo che ha profondamente modificato la composizione patrimoniale, sia a breve sia a medio lungo termine.

L'analisi svolta sulla composizione degli impieghi di capitale è sintetizzata nella Tavola 5.15, che rappresenta graficamente il peso percentuale delle componenti dell'attivo fisso (immobilizzazioni materiali, immateriali e finanziarie) e quello dell'attivo circolante sul capitale investito totale dalle *local utility* nel corso del periodo 2004-2007, e nella Tavola 5.18 (riportata più avanti), che mostra, in sintesi, gli indici di composizione degli investimenti e dei finanziamenti.

TAVOLA 5.15 – La composizione degli investimenti

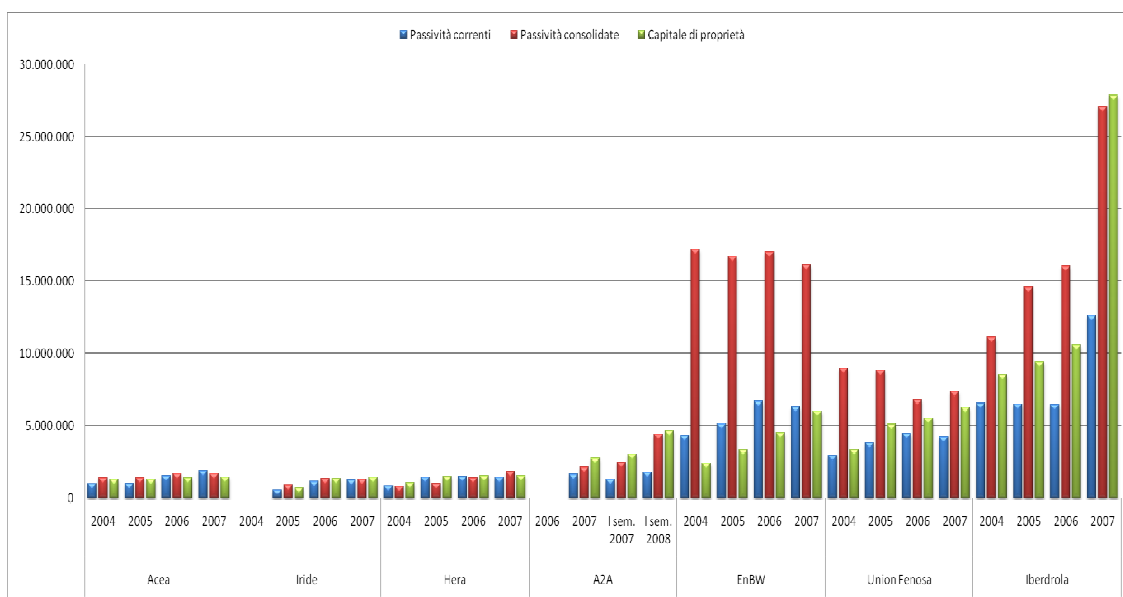


Fonte: Elaborazione propria, 2009

Passiamo ora all'analisi delle politiche di finanziamento. Il *capitale acquisito*, che coincide con il totale delle fonti di finanziamento che l'impresa utilizza per fronteggiare i fabbisogni finanziari espressi dal capitale investito, è composto dalle passività correnti, dalle passività consolidate e dal capitale proprio¹⁰². Dall'osservazione dell'andamento del capitale acquisito, scomposto nelle sue componenti principali, si nota, nel corso del periodo 2004-2007, una tendenza generalizzata verso la crescita delle fonti di finanziamento, seppur differenziata per ampiezza e velocità, così come illustrato dalla Tavola 5.16. Per completare l'analisi, la Tavola 5.17 fornisce una rappresentazione del peso percentuale delle passività correnti, delle passività consolidate e dal capitale netto sul capitale acquisito dalle *local utility*.

Attraverso l'analisi della composizione delle fonti di finanziamento è infatti possibile studiare sia il grado di adeguatezza delle fonti di finanziamento all'attività svolta, sia le possibilità dell'impresa analizzata di ottenere nuove fonti di finanziamento e/o di modificare convenientemente la struttura finanziaria al fine di coprire i nuovi investimenti relativi a ristrutturazioni dell'attività aziendale e ad eventuali incrementi dimensionali¹⁰³.

TAVOLA 5.16 – L'andamento del capitale acquisito



Nota: valori espressi in migliaia di €.

Fonte: Elaborazione propria, 2009

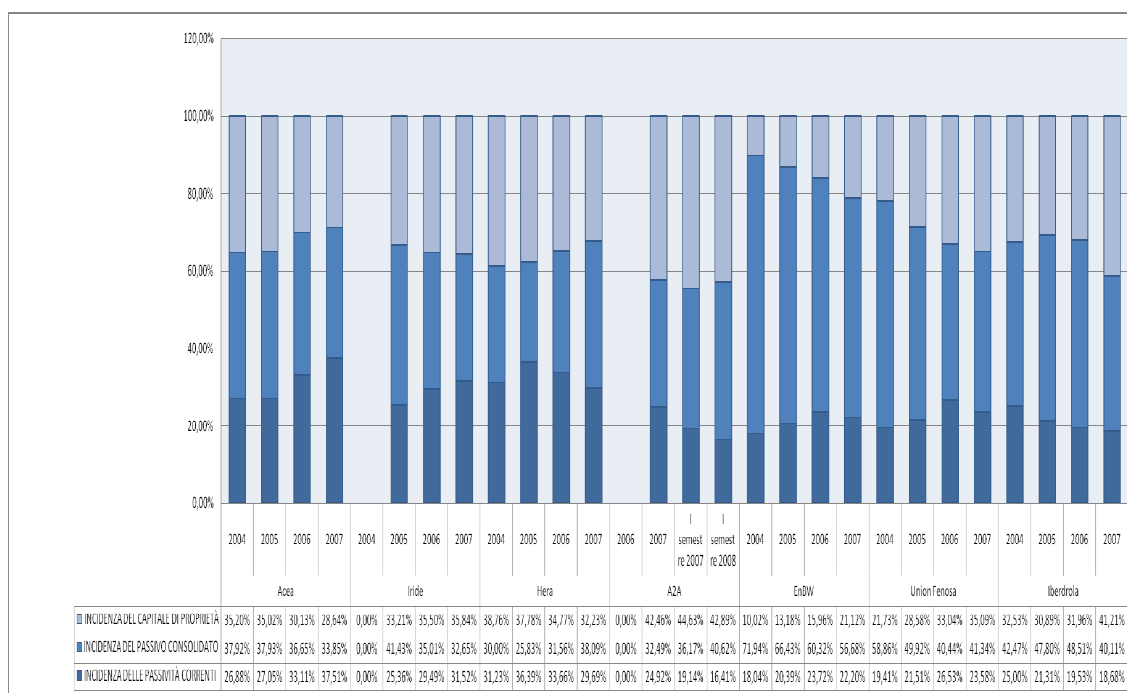
A tal proposito, si osserva che le *passività correnti*, che in media hanno un *tasso d'incidenza sul capitale acquisito* del 26,11%, aumentano leggermente nel corso del periodo analizzato (+2,76%) in termini aggregati. Tuttavia, si sottolinea un maggior tasso d'incidenza delle

¹⁰² Sul punto si vedano AZZINI L. (1957), *op. cit.*; ANTHONY R.N. (1966), *op. cit.*; BERGAMIN BARBATO M. (1974), *op. cit.*; CATTANEO M. (1976), *op. cit.*; SUPERTI FURGA F. (1978), *op. cit.*; BERGAMIN BARBATO M., CODA V. BRUNI G. (1979), *op. cit.*; RANALLI F. (1984), *op. cit.*; INVERNIZZI G., MOLTENI M. (1990), *op. cit.*; BRUNETTI G., CODA V., FAVOTTO S. (1991), *op. cit.*; CARAMIELLO C. (1993), *op. cit.*; FERRERO G., DEZZANI F., PISONI P., PUDDU L. (2006), *op. cit.*

¹⁰³ Sull'argomento si veda, tra gli altri, RANALLI F. (1984), *op. cit.*

passività correnti nel caso delle *local utility* italiane – ad eccezione di A2A – che, in media, è pari al 30,89% del capitale acquisito. Inoltre, nel corso del quadriennio, Acea ed Iride hanno visto aumentare sensibilmente il peso delle passività correnti, che sono cresciute rispettivamente del 10,63% e del 6,16%¹⁰⁴. Dall'analisi delle altre *local utility*, emerge invece un tasso d'incidenza delle passività correnti in media pari al 20,69% del capitale acquisito. Si osserva comunque un diverso andamento nel corso del tempo, infatti il tasso d'incidenza delle passività correnti cresce per EnBW (+4,16%) e per Union Fenosa (+4,17%), mentre diminuisce per A2A (-2,73%) e Iberdrola (-6,32%), nonostante l'aumento generalizzato dell'ammontare delle passività correnti (in valore assoluto) per tutte le *local utility*.

TAVOLA 5.17 – La composizione dei finanziamenti



Fonte: Elaborazione propria, 2009

Il *passivo consolidato*, che, in termini aggregati, registra mediamente un *tasso d'incidenza sul capitale acquisito* del 43,26%, diminuisce sensibilmente nel corso del periodo analizzato. Si osserva, infatti, una riduzione del tasso d'incidenza del passivo consolidato pari all'8,92%, esso passa dal 48,24% del 2004 al 39,31% del 2007. Volgendo lo sguardo alla dinamica dell'indebitamento a medio-lungo termine delle singole *local utility*, si nota inoltre che, mentre le *local utility* italiane hanno un tasso d'incidenza del passivo consolidato pari in media al 35,68% del capitale acquisito, le *utility* spagnole hanno un tasso d'incidenza che si aggira intorno al 46%.

¹⁰⁴ L'aumento delle passività commerciali a breve è essenzialmente dovuto ai maggiori volumi prodotti dalle società di vendita sul mercato libero, che, nel corso del periodo analizzato, hanno aumentato la propria attività. La crescita delle attività di alcune società controllate ha comportato anche un corrispondente incremento delle posizioni di credito commerciali.

Anche l'andamento nel corso del tempo ha una dinamica molto variegata. Infatti, nonostante l'ammontare delle fonti di finanziamento consolidate crescano in valore assoluto per quasi tutte le *local utility* analizzate¹⁰⁵, il peso percentuale dell'indebitamento a medio-lungo termine si riduce nel corso del quadriennio nel caso di Iberdrola (-2,36%), Acea (-4,07%), Iride (-8,79%) e Union Fenosa (-17,53%), mentre aumenta gradualmente nel caso di Hera (+8,08%) ed A2A (+4,45%). Infine, EnBW si distingue dalle altre imprese di servizi di pubblica utilità analizzate poiché ha un tasso d'incidenza del passivo consolidato pari al 63,84% del capitale acquisito, nonostante la riduzione dell'indebitamento a medio-lungo termine nel corso del quadriennio sia stata pari al 15,26%.

In termini aggregati, il *capitale netto* ottiene mediamente un *tasso d'incidenza sul capitale acquisito* del 30,62%, che aumenta sensibilmente nel corso del quadriennio, passando dal 27,65% del 2004 al 33,80% del 2007. Osservando, invece, l'andamento del capitale netto delle singole *local utility*, si rileva un andamento speculare a quello dell'indebitamento a medio-lungo termine. Infatti, nel complesso le *local utility* italiane hanno un tasso d'incidenza del capitale netto in media pari al 36,69% delle fonti di finanziamento mentre le *local utility* spagnole hanno un'incidenza media del capitale netto del 31,88%. Si sottolinea, inoltre, che nonostante il capitale netto sia aumentato in termini assoluti per tutte le *local utility* analizzate, il tasso d'incidenza del capitale netto sulle fonti di finanziamento complessivamente acquisite è diminuito, nel corso del quadriennio, per Acea (-6,56%), Hera (-6,54%) e A2A (-1,74%), mentre è cresciuto negli altri casi, tra cui si segnala la sensibile crescita del peso del capitale netto nel caso di Iberdrola (+8,68%) ed Union Fenosa (+13,36%). Infine, vale la pena evidenziare che EnBW si finanzia attraverso il capitale di proprietà solo per il 15,07% del capitale complessivamente acquisito dal gruppo, nonostante l'aumento del tasso d'incidenza del capitale netto nel corso del quadriennio sia stata pari all'11,1%.

Pertanto, dall'analisi dell'andamento degli indici di composizione delle fonti di finanziamento, si riscontra un netto miglioramento della composizione delle fonti di finanziamento delle *local utility* nel corso del periodo analizzato. Tuttavia, occorre sottolineare una maggior capacità di ricorso al credito da parte delle *local utility* spagnole (Iberdrola ed Union Fenosa), oltre che da parte di EnBW, che finanzia gran parte degli investimenti attraverso l'indebitamento a medio-lungo termine.

5.5.5 L'ANALISI DEGLI INVESTIMENTI E DELLE FONTI DI FINANZIAMENTO

Per esprimere un giudizio sulla correlazione tra investimenti e fonti di finanziamento, è opportuno indagare anche la situazione finanziaria. La situazione finanziaria del gruppo può essere intesa come attitudine a fronteggiare le uscite imposte dallo svolgimento della gestione, tempestivamente ed in modo economico, o come capacità di disporre, economicamente ed in ogni istante, dei mezzi di pagamento necessari e sufficienti agli effetti del conveniente esplicarsi della gestione medesima. Inoltre, bisogna ricordare che la situazione

¹⁰⁵ Si sottolinea che, il passivo consolidato – al pari dell'attivo immobilizzato – risente in larga misura delle politiche di crescita dimensionale intraprese dalla maggior parte delle *local utility* analizzate. Infatti l'incremento in valore assoluto che si registra sulle partite finanziarie a medio-lungo termine è dovuto principalmente al reperimento delle fonti di finanziamento per la copertura degli investimenti produttivi effettuati dalle *local utility* nel corso del quadriennio 2004-2007.

finanziaria è sempre riferita ad un periodo futuro, ed è osservata come presunta relazione fra le disponibilità monetario-finanziarie su cui il gruppo aziendale potrà fare affidamento e quelle che saranno richieste dall'economico svolgimento della gestione nel periodo futuro preso in esame. Infine, bisogna tener presente che l'analisi della situazione finanziaria implica sempre l'esame degli stretti vincoli che connettono la liquidità e l'economicità della gestione¹⁰⁶. Pertanto l'analisi della situazione finanziaria delle *local utility* comporta un giudizio sulle correlazioni esistenti, o istituibili, tra gli impieghi e le fonti di finanziamento. Gli indicatori di situazione finanziaria considerati ai fini dell'analisi sono i margini finanziari, gli indici di struttura e gli indici di correlazione, sintetizzati nelle Tavole 5.19 e 5.20.

In primo luogo osserviamo l'andamento dei **margini finanziari**, che rappresentano dei raffronti tra classi d'impieghi e classi di fonti dello Stato Patrimoniale. Il *margin di tesoreria*, inteso come differenza tra le liquidità (immediate e differite) e le passività correnti, segnala una scarsissima capacità da parte di Iberdrola, Union Fenosa ed EnBW di far fronte agli impegni a breve con le risorse finanziarie già disponibili e con quelle recuperabili attraverso la riscossione dei crediti, capacità che, tra l'altro, peggiora nel corso del tempo. Nel complesso, il margine di tesoreria per le *local utility* europee è infatti pari a 1,6 miliardi di €, in media. Nel caso delle *local utility* italiane, tale margine si mantiene sempre positivo nel tempo per Iride, ed è mediamente pari a 32,6 milioni di €. Anche Hera ed A2A mostrano un sensibile miglioramento del margine di tesoreria nel corso del quadriennio. Si rileva, invece, un forte peggioramento del margine di tesoreria nel caso di Acea, pari al 188%; infatti esso passa da +125 milioni di € del 2004 a -110 milioni di € nel 2007. In termini aggregati, il margine di tesoreria delle *local utility* è negativo e si attesta, in media, a -829 milioni di €, con un peggioramento nel corso del quadriennio di circa 135 milioni di €.

Il *margin di struttura*, che è dato dalla differenza tra il capitale netto e le immobilizzazioni nette, indica la capacità di copertura delle immobilizzazioni con mezzi propri. Nel caso specifico il margine si mantiene negativo per tutto il corso del periodo analizzato. In termini aggregati, si attesta infatti a -8,2 miliardi di €. Inoltre, tale margine fa registrare un lieve peggioramento nel corso del quadriennio, di circa 387 milioni di €. In primo luogo, questo dato si ricollega alla variazione nella composizione dei finanziamenti, dovuta principalmente al ricorso a capitale di credito a medio e lungo termine per finanziare la crescita delle *local utility* e, in secondo luogo, è determinato dagli ingenti investimenti in impianti effettuati per ampliare la capacità di generazione elettrica. Tuttavia, va segnalata la diversa dimensione del margine per le *local utility* italiane – che in media è pari a -1,8 miliardi di € – rispetto alle altre *local utility* europee, il cui margine di struttura si attesta mediamente a -15 miliardi di €.

D'altro canto, anche il *margin di copertura delle immobilizzazioni con fonti consolidate*, che è dato dalla differenza tra le fonti di finanziamento consolidate (capitale netto e indebitamento a medio-lungo termine) e le immobilizzazioni nette rispecchia l'andamento del margine di struttura. Infatti, anch'esso si mantiene, in termini aggregati, negativo, attestandosi in media

¹⁰⁶ Sul punto si vedano, tra gli altri, AZZINI L. (1957), *op. cit.*; ANTHONY R.N. (1966), *op. cit.*; BERGAMIN BARBATO M. (1974), *op. cit.*; CATTANEO M. (1976), *op. cit.*; SUPERTI FURGA F. (1978), *op. cit.*; BERGAMIN BARBATO M., CODA V., BRUNI G. (1979), *op. cit.*; RANALLI F. (1984), *op. cit.*; INVERNIZZI G., MOLteni M (1990), *op. cit.*; BRUNETTI G., CODA V., FAVOTTO S. (1991), *op. cit.*; CARAMIELLO C. (1993), *op. cit.*; FERRERO G., DEZZANI F., PISONI P., PUDDU L. (2006), *op. cit.*

TAVOLA 5.18 – Gli indici di composizione

| Indici di composizione | Acea | | | | Iride | | | | Hera | | | | AZA | | | | EnBW | | | | Union Fenosa | | | | Iberdrola | | | |
|--|--------|--------|--------|--------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|------|--------|-----------------|-----------------|--------|--------|--------|--------|--------------|--------|--------|--------|-----------|--------|--------|--------|
| | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2006 | 2007 | 1 semestre 2007 | 1 semestre 2008 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 |
| INDICE DI ELASTICITÀ | 31,34% | 30,24% | 33,30% | 36,65% | - | 27,10% | 33,41% | 33,91% | 33,07% | 33,12% | 32,36% | 31,61% | - | 14,58% | 16,88% | 18,78% | 21,22% | 21,81% | 22,84% | 24,17% | 12,59% | 14,47% | 14,22% | 12,74% | 15,62% | 15,36% | 17,59% | 15,42% |
| INDICE DI RIGIDITÀ | 68,66% | 69,76% | 66,70% | 63,35% | - | 72,90% | 66,59% | 66,09% | 66,93% | 66,88% | 67,64% | 68,39% | - | 85,30% | 83,06% | 81,22% | 78,78% | 78,19% | 77,16% | 75,83% | 87,41% | 85,53% | 85,78% | 87,26% | 84,38% | 84,64% | 82,41% | 84,58% |
| INCIDENZA DELLE IMMOBILIZZAZIONI MATERIALI | 52,13% | 53,22% | 49,86% | 50,54% | - | 58,70% | 50,28% | 49,37% | 47,31% | 48,77% | 48,63% | 53,33% | - | 31,72% | 30,44% | 42,36% | 45,33% | 42,82% | 40,82% | 40,50% | 64,30% | 62,44% | 65,79% | 66,39% | 70,72% | 67,24% | 65,23% | 52,47% |
| INCIDENZA DELLE IMMOBILIZZAZIONI IMMATERIALI | 8,92% | 8,85% | 8,85% | 6,92% | - | 3,43% | 4,33% | 4,00% | 13,21% | 12,38% | 14,45% | 11,23% | - | 5,40% | 5,26% | 5,76% | 6,60% | 6,39% | 5,90% | 5,76% | 4,55% | 4,81% | 4,02% | 4,29% | 2,16% | 2,78% | 2,72% | 22,56% |
| INCIDENZA DELLE IMMOBILIZZAZIONI FINANZIARIE | 7,62% | 7,68% | 7,99% | 5,89% | - | 10,76% | 11,98% | 12,73% | 6,42% | 5,73% | 4,56% | 3,84% | - | 48,17% | 47,36% | 33,10% | 26,86% | 28,98% | 30,44% | 29,57% | 18,57% | 18,28% | 15,97% | 16,57% | 11,49% | 14,62% | 14,45% | 9,54% |
| INCIDENZA DELLE PASSIVITÀ CORRENTI | 26,88% | 27,05% | 33,11% | 37,51% | - | 25,36% | 29,49% | 31,52% | 31,23% | 36,39% | 33,66% | 29,69% | - | 24,92% | 19,14% | 16,41% | 18,04% | 20,39% | 23,72% | 22,20% | 19,41% | 21,51% | 26,53% | 23,58% | 25,00% | 21,31% | 19,53% | 18,68% |
| INCIDENZA DEL PASSIVO CONSOLIDATO | 37,92% | 37,93% | 36,65% | 33,85% | - | 41,43% | 35,01% | 32,65% | 30,00% | 25,83% | 31,56% | 38,09% | - | 32,49% | 36,17% | 40,62% | 71,94% | 66,43% | 60,32% | 56,68% | 58,86% | 49,92% | 40,44% | 41,34% | 42,47% | 47,80% | 48,51% | 40,11% |
| INCIDENZA DEL CAPITALE DI PROPRIETÀ | 35,20% | 35,02% | 30,13% | 28,64% | - | 33,21% | 35,50% | 35,84% | 38,76% | 37,78% | 34,77% | 32,23% | - | 42,46% | 44,63% | 42,89% | 10,02% | 13,18% | 15,96% | 21,12% | 21,73% | 28,58% | 33,04% | 35,09% | 32,53% | 30,89% | 31,96% | 41,21% |
| INCIDENZA DI STRUTTURA DELL'ATTIVO | 45,64% | 43,36% | 49,92% | 57,84% | - | 37,18% | 50,18% | 51,31% | 49,40% | 49,53% | 47,85% | 46,21% | - | 17,09% | 20,32% | 23,12% | 26,93% | 27,90% | 29,60% | 31,87% | 14,41% | 16,92% | 16,58% | 14,60% | 18,52% | 18,15% | 21,35% | 18,23% |
| INCIDENZA DI STRUTTURA DEL PASSIVO | 41,48% | 41,63% | 47,39% | 52,57% | - | 37,96% | 45,72% | 49,12% | 51,00% | 58,48% | 51,61% | 49,80% | - | 43,31% | 34,57% | 28,73% | 20,05% | 23,49% | 28,23% | 28,14% | 24,79% | 30,11% | 39,61% | 36,32% | 37,06% | 30,84% | 28,70% | 31,77% |

Fonte: Elaborazione propria, 2009

TAVOLA 5.19 – I margini finanziari e gli indici di struttura

| Margini e indici di struttura | Acea | | | | Iride | | | | Hera | | | | AZA | | | | EnBW | | | | Union Fenosa | | | | Iberdrola | | | |
|---|------------|------------|------------|------------|-------|----------|------------|------------|----------|------------|------------|------------|------|------------|-----------------|-----------------|-------------|-------------|-------------|-------------|--------------|-------------|------------|------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2006 | 2007 | 1 semestre 2007 | 1 semestre 2008 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 |
| MARGINE DI TESORERIA | 125.676 | 72.389 | -44.556 | -110.473 | - | 11.309 | 65.140 | 21.490 | 8.865 | -164.013 | -101.229 | 41.757 | - | -702.000 | -179.000 | 44.000 | 190.100 | -220.100 | -860.800 | -172.800 | -1.134.500 | -1.361.600 | -2.211.700 | -2.104.900 | -3.726.057 | -1.177.082 | -2.071.104 | -4.269.570 |
| MARGINE DI STRUTTURA | -1.234.420 | -1.292.944 | -1.671.678 | -1.744.605 | - | -864.742 | -1.185.571 | -1.198.774 | -773.364 | -1.142.647 | -1.432.949 | -1.726.658 | - | -2.776.000 | -2.630.000 | -4.163.000 | -16.452.700 | -16.327.600 | -17.227.100 | -15.545.100 | -10.028.600 | -10.098.300 | -8.841.300 | -9.327.200 | -13.577.045 | -16.382.135 | -16.677.648 | -29.286.460 |
| MARGINE DI COPERTURA DELLE IMMOBILIZZAZIONI CON FONTI CONSOLIDATE | 164.525 | 118.938 | 3.316 | -43.384 | - | 38.109 | 215.453 | 139.407 | 50.378 | -128.262 | -56.639 | 91.749 | - | -670.000 | -155.000 | 248.000,00 | 760.400 | 358.100 | -248.500 | 559.900 | -1.040.500 | -1.247.300 | -2.063.000 | -1.937.300 | -2.455.352 | -1.813.744 | -640.479 | -2.198.532 |
| CURRENT RATIO | 116,59% | 111,81% | 100,57% | 97,70% | - | 106,90% | 113,30% | 107,59% | 105,88% | 91,02% | 96,14% | 106,47% | - | 58,51% | 88,17% | 114,42% | 117,62% | 106,99% | 96,28% | 108,88% | 64,89% | 67,29% | 53,61% | 54,04% | 62,50% | 72,08% | 90,08% | 82,57% |
| INDICE DI AUTOCOPERTURA DELL'ATTIVO FISSO | 51,27% | 50,21% | 45,16% | 45,21% | - | 45,56% | 53,31% | 54,22% | 57,91% | 56,49% | 51,41% | 47,12% | - | 49,78% | 53,73% | 52,81% | 12,72% | 16,86% | 20,68% | 27,85% | 24,86% | 33,41% | 38,51% | 40,21% | 38,56% | 36,50% | 38,79% | 48,73% |
| INDICE DI COPERTURA DELL'ATTIVO FISSO CON DEBITI CONSOLIDATI | 55,23% | 54,37% | 54,94% | 53,42% | - | 56,84% | 52,58% | 49,40% | 44,83% | 38,63% | 46,67% | 55,69% | - | 38,10% | 43,54% | 50,01% | 91,31% | 84,96% | 78,17% | 74,74% | 67,34% | 58,36% | 47,14% | 47,37% | 50,33% | 56,47% | 58,86% | 47,42% |
| INDICE DI COPERTURA DELL'ATTIVO FISSO CON FONTI CONSOLIDATE | 106,49% | 104,58% | 100,11% | 98,64% | - | 102,40% | 105,89% | 103,62% | 102,74% | 95,12% | 98,08% | 102,81% | - | 87,88% | 97,27% | 102,81% | 104,03% | 101,82% | 98,86% | 102,60% | 92,20% | 91,78% | 85,65% | 87,58% | 88,89% | 92,97% | 97,65% | 96,15% |

Nota: i valori dei margini di struttura sono espressi in migliaia di €.

Fonte: Elaborazione propria, 2009

TAVOLA 5.20 – Gli indici di correlazione

| Indici di correlazione | Acea | | | | Iride | | | | Hera | | | | AZA | | | | EnBW | | | | Union Fenosa | | | | Iberdrola | | | |
|-----------------------------------|--------|--------|--------|--------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|------|--------|-----------------|-----------------|--------|--------|--------|--------|--------------|--------|--------|--------|-----------|--------|--------|--------|
| | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2006 | 2007 | 1 semestre 2007 | 1 semestre 2008 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 |
| INDICE DI AUTONOMIA | 35,20% | 35,02% | 30,13% | 28,64% | - | 33,21% | 35,50% | 35,84% | 38,76% | 37,78% | 34,77% | 32,23% | - | 42,46% | 44,63% | 42,89% | 10,02% | 13,18% | 15,96% | 21,12% | 21,73% | 28,58% | 33,04% | 35,09% | 32,53% | 30,89% | 31,96% | 41,21% |
| GRADO DI INDEBITAMENTO (LEVERAGE) | 64,80% | 64,98% | 69,87% | 71,36% | - | 66,79% | 64,50% | 64,16% | 61,24% | 62,22% | 65,23% | 67,77% | - | 57,54% | 55,37% | 57,11% | 89,98% | 86,82% | 84,04% | 78,88% | 78,27% | 71,42% | 66,96% | 64,91% | 67,47% | 69,11% | 68,04% | 58,79% |
| INCIDENZA DEL PASSIVO CONSOLIDATO | 58,52% | 58,37% | 52,45% | 47,43% | - | 62,04% | 54,28% | 50,88% | 49,00% | 41,52% | 48,39% | 56,20% | - | 56,48% | 65,32% | 71,12% | 79,95% | 76,51% | 71,77% | 71,86% | 75,21% | 69,89% | 60,39% | 63,68% | 62,94% | 69,16% | 71,30% | 68,23% |

Fonte: Elaborazione propria, 2009

a -502 milioni di €, con un peggioramento nel corso del periodo analizzato di circa 76 milioni di €. Nel caso delle *local utility* italiane, il margine di copertura delle immobilizzazioni con fonti consolidate nel 2007 è positivo per Iride (+139 milioni di €) ed Hera (+92 milioni di €), anche se si è osservato un diverso andamento del margine, che è cresciuto costantemente nel caso di Iride, mentre ha avuto un andamento più altalenante per Hera. Anche A2A registra un miglioramento sensibile del margine di copertura delle immobilizzazioni nel raffronto dei bilanci semestrali del 2007 e del 2008. Invece, Acea rileva un notevole peggioramento del margine (-126,38%) nel corso del quadriennio, infatti esso si attesta a -43 milioni di € alla fine del 2007.

Tra i margini finanziari troviamo anche il *capitale circolante netto*, che segnala la capacità o l'incapacità dell'impresa di far fronte ai propri impegni finanziari di breve periodo con le risorse della gestione corrente, e, conseguentemente, indica l'esistenza di equilibrio o di squilibrio tra investimenti in immobilizzazioni e capitale consolidato (o permanente)¹⁰⁷. Tuttavia, ai fini della presente analisi, si è preferito non riportare l'andamento del capitale circolante netto poiché per lo studio delle *local utility* è scarsamente significativo. Nel caso specifico, infatti, la differenza tra il margine di tesoreria e il capitale circolante netto originata dalle rimanenze di materie prime, semilavorati e prodotti finiti è infinitesimale, vista la particolare natura dei servizi forniti da queste imprese. In sintesi, i margini finanziari forniscono solo un'informazione generica e approssimativa sulla situazione finanziaria delle imprese, infatti l'analisi dell'andamento nel tempo della correlazione tra investimenti e fonti di finanziamento può essere effettuata più proficuamente attraverso lo studio dell'andamento degli **indici di struttura**.

L'*indice di disponibilità*, che è dato dal rapporto tra capitale circolante lordo e passività correnti, riflette lo stato di equilibrio della struttura finanziaria sotto il profilo dell'attitudine della gestione a soddisfare gli impegni finanziari a breve; infatti il quoziente varia in funzione diretta dell'elasticità (ovvero del grado di liquidità) del capitale investito ed in funzione inversa di quella corrispondente del capitale acquisito (ovvero del suo grado di esigibilità, dato dal rapporto tra il totale delle fonti di finanziamento e le passività correnti). Nel caso specifico risulta piuttosto basso per tutto il periodo considerato, comunque si può segnalare il suo costante miglioramento nel corso del tempo. In termini aggregati, durante i quattro anni considerati, tale indice si mantiene di poco al di sotto dell'unità, è infatti in media pari al 91,22% delle passività correnti. Inoltre, nel corso del tempo l'indice di disponibilità aggregato ha subito un lieve calo, pari al 5,53%. Questo dato conferma la scarsa capacità delle *local utility* a soddisfare gli impegni finanziari a breve mediante l'utilizzazione della parte di circolante lordo costituita dalle disponibilità liquide (immediate e differite) e dalle rimanenze di materie, semilavorati e prodotti finiti, tendenza già mostrata dal margine di tesoreria. Pertanto, si segnala un'anomalia strutturale derivante da un lieve difetto di rigidità della struttura dei finanziamenti acquisiti dalle *local utility*.

Tuttavia, si sottolinea la presenza di una diversa dinamica dell'indice di disponibilità all'interno dei casi analizzati. Infatti, Iberdrola e Union Fenosa sono le *local utility* con uno

¹⁰⁷ A questo proposito si ricorda che il capitale circolante netto può essere determinato in due modi: come differenza tra il capitale circolante lordo e le passività correnti; oppure come differenza tra il capitale permanente (capitale netto e passività consolidate) e le immobilizzazioni nette.

squilibrio nella struttura dei finanziamenti acquisiti più accentuato. In questi due casi l'indice di disponibilità è rispettivamente pari a 76,81% e 59,95%, nonostante il diverso andamento registrato nel corso del tempo, che migliora sensibilmente nel caso di Iberdrola (+20%), mentre peggiora nel caso di Union Fenosa (di circa l'11%). Guardando le altre *local utility* nel loro complesso, si osserva invece un indice di disponibilità che, in media, è di poco superiore all'unità – pari a circa il 105% delle passività correnti totali – nonostante il peggioramento (seppur di diversa intensità) avvenuto nel corso del quadriennio analizzato.

L'*indice di autocopertura del capitale fisso*, inteso come rapporto tra il capitale proprio e le attività immobilizzate, segnala il concorso del capitale proprio alla copertura finanziaria dei fabbisogni per investimenti a breve ciclo di realizzo. Tale quoziente varia in funzione diretta sia del grado di elasticità degli investimenti sia del grado di indipendenza finanziaria della gestione dall'indebitamento. Nel caso specifico, questo quoziente risulta inferiore all'unità e, per la maggior parte delle *local utility*, si attesta, in media, intorno al 45,36%. Nonostante l'aumento, in termini aggregati, del 4,08% (dal 43,47% del 2004 al 47,55% del 2007) avvenuto negli ultimi anni, si osserva che il valore dell'indice di autocopertura dell'attivo fisso è lontano dal livello ideale, il quale dovrebbe essere superiore al 100%. Si segnala, inoltre, che Iberdrola e Union Fenosa hanno un indice di autocopertura delle immobilizzazioni più vicino al 37,44% mentre, per le *local utility* italiane, l'indice si aggira mediamente intorno al 51,37%. Naturalmente, nel corso del quadriennio, il tasso di crescita dell'indice di autocopertura delle immobilizzazioni varia notevolmente a seconda delle *local utility* considerate: Iberdrola +10,17%; Union Fenosa +15,35%; A2A -0,92% (con riferimento alla variazione semestrale tra 2007 e 2008); Hera -10,79%; Iride +8,67%; Acea -6,06%. Caso a parte è quello di EnBW, che, finanziandosi solo in minima parte attraverso il capitale di proprietà, ha un indice di autocopertura delle immobilizzazioni sensibilmente inferiore alle altre *local utility*. Infatti questo indice è, in media, pari al 19,53% dell'attivo fisso di EnBW, nonostante il cospicuo aumento, pari al 15,13%, avvenuto nel corso del quadriennio.

L'*indice di copertura delle immobilizzazioni con debiti consolidati*, inteso come rapporto tra il passivo consolidato e le attività immobilizzate, segnala il concorso dei finanziamenti a medio-lungo termine alla copertura finanziaria dei fabbisogni per investimenti a breve ciclo di realizzo. Nel caso specifico, questo quoziente risulta inferiore all'unità e, per la maggior parte delle *local utility*, si attesta, in media, al 56,87% dell'attivo immobilizzato. In termini aggregati si nota una riduzione graduale dell'indice nel corso del tempo, che passa dal 61,81% del 2004 al 52,31% del 2007. Tuttavia, si nota, che, ad eccezione di EnBW, le *local utility* hanno un indice di copertura delle immobilizzazioni con debiti consolidati in media pari al 51,50% nel corso del quadriennio, mentre, tale indice raggiunge l'82,3% nel caso dell'*utility* tedesca. Naturalmente, nel corso del quadriennio, il tasso di crescita dell'indice di copertura delle immobilizzazioni con debiti consolidati varia notevolmente a seconda delle *local utility* considerate, si riscontra però una tendenza verso la crescita nel caso delle *utility* italiane ed una tendenza verso la contrazione nel caso delle altre *local utility*.

A conclusione dell'analisi degli indici di struttura, si propone l'*indice di copertura delle immobilizzazioni con fonti consolidate*, che riassume in sé l'indice di autocopertura delle immobilizzazioni e l'indice di copertura delle stesse mediante i debiti consolidati. Si osserva che tale rapporto, in termini aggregati, si avvicina all'unità, infatti, in media, le fonti consolidate ri-

sultano pari al 97,86% dell'attivo immobilizzato. D'altro canto, si rileva una lieve riduzione dell'indice nel corso del periodo considerato, pari all'1,83%. Tuttavia, a livello individuale, si può segnalare un miglioramento della correlazione tra investimenti e fonti di finanziamento – dal punto di vista delle scadenze – per le *local utility* italiane ed EnBW, che segnano, in media, un indice di copertura delle immobilizzazioni pari al 101,6%. Con riferimento alle *local utility* spagnole si rileva, invece, un indice di copertura delle immobilizzazioni leggermente inferiore all'unità, e, in media, pari al 91,61% dell'attivo immobilizzato.

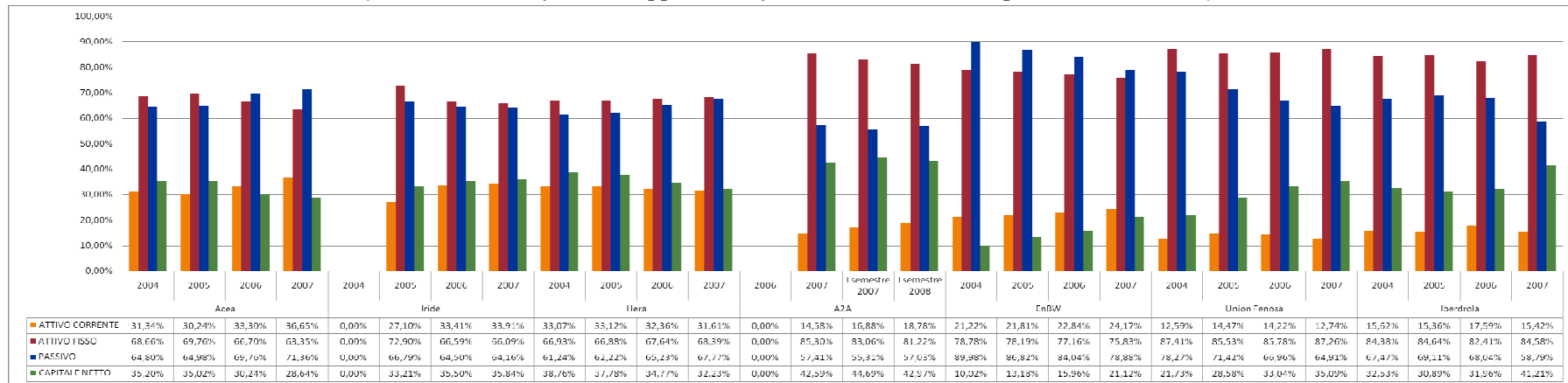
Volgendo l'attenzione all'analisi degli **indici di correlazione**, si nota un discreto equilibrio della struttura finanziaria delle *local utility* analizzate, ad eccezione di EnBW. In termini aggregati, infatti, l'*indice di indebitamento* (o *leverage*) – dato dal rapporto tra passività e capitale acquisito – si attesta, in media, al 64,92% delle fonti di finanziamento complessive. Specularmente, l'*indice di autonomia finanziaria* – dato dal rapporto tra capitale netto e capitale acquisito – si attesta mediamente al 35,08%. Tuttavia, l'andamento dei due indici nel corso del tempo è sostanzialmente diverso per le differenti *local utility* analizzate. Infatti, l'indice di indebitamento aumenta per Acea (+6,56%), Hera (+6,54%) e A2A (+1,74%), mentre si riduce nel caso di Iride (-2,63%), Union Fenosa (-13,36%) e Iberdrola (-8,68%). In ragione di ciò, anche l'indice di autonomia finanziaria, avrà un andamento della stessa intensità ma di segno contrario a quello dell'indice di indebitamento già osservato. Totalmente diversa è la situazione di EnBW. L'indice di indebitamento della *local utility* tedesca si attesta, in media, all'85,93% delle fonti di finanziamento complessive, mentre, l'indice di autonomia finanziaria, nel corso del quadriennio, è in media pari al 15,07%. Ciò segnala un sensibile squilibrio della struttura delle fonti di finanziamento di EnBW, nonostante la riduzione dell'indice di indebitamento (-11,10%) e il corrispondente aumento dell'indice di autonomia finanziaria, che passa dal 10,02% del 2004 al 21,12% del 2007.

Il *tasso d'incidenza passivo consolidato su totale passivo*, dato dal rapporto tra passività consolidate e le fonti di finanziamento ottenute dai terzi, fornisce un'indicazione del peso dell'indebitamento a medio-lungo termine sul totale delle passività. In termini aggregati, tale indice è, in media, pari al 61,52%, con una riduzione nel corso del tempo del 5,87%. Tuttavia, si osserva un peso più elevato delle passività a medio-lungo termine nelle *local utility* estere, ovvero EnBW (75,02%), Iberdrola (67,91%) e Union Fenosa (67,91%), a cui si aggiunge A2A (68,22%); mentre le *local utility* italiane hanno, in media, un tasso d'incidenza del passivo consolidato pari al 52,90%.

A completamento dell'analisi della struttura finanziaria si presentano alcune tavole di comparazione della situazione finanziaria delle *local utility* analizzate, le quali offrono una rappresentazione più immediata del rapporto tra impieghi e fonti di finanziamento. Le tavole che illustrano l'evoluzione della situazione finanziaria delle *local utility* europee oggetto d'indagine sono le seguenti:

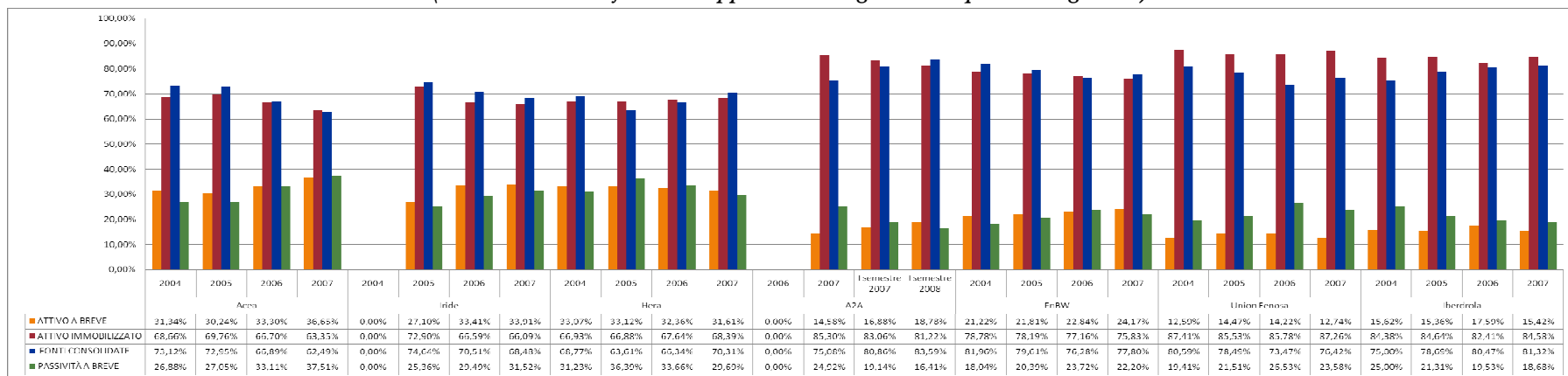
- la Tavola 5.21; che mostra la correlazione tra attivo e passivo con valori riclassificati in rapporto alla funzione svolta nel ciclo produttivo aziendale;
- la Tavola 5.22, che riporta la correlazione tra attivo e passivo con valori riclassificati in rapporto al grado di liquidità degli investimenti e di esigibilità dei delle fonti di finanziamento.

TAVOLA 5.21 – La correlazione tra attivo e passivo
(con valori riclassificati in rapporto alla funzione svolta nel ciclo produttivo aziendale)



Fonte: Elaborazione propria, 2009

TAVOLA 5.22 – La correlazione tra attivo e passivo
(con valori riclassificati in rapporto al loro grado di liquidità/esigibilità)



Fonte: Elaborazione propria, 2009

Dall'analisi della correlazione tra attivo e passivo con valori riclassificati in rapporto alla funzione svolta nel ciclo produttivo aziendale, si rileva una sensibile sottocapitalizzazione di tutte le *local utility* analizzate – particolarmente accentuata nel caso di EnBW – ed un ampio ricorso all'indebitamento, costituito prevalentemente da finanziamenti a medio-lungo termine. Tuttavia, occorre rilevare che, in via principale, sono le *local utility* estere, ovvero Iberdrola, Union Fenosa ed EnBW, a ricorrere in misura maggiore a finanziamenti a medio-lungo termine, come testimoniato anche dallo studio degli indici di struttura.

Dall'altra parte, dall'analisi della correlazione tra attivo e passivo con valori riclassificati in rapporto al grado di liquidità degli investimenti e di esigibilità dei finanziamenti emerge una minore correlazione tra investimenti e fonti di finanziamento – dal punto di vista delle scadenze – da parte delle *local utility* italiane, che è dovuta soprattutto ad un lieve difetto di rigidità delle fonti di finanziamento. Tuttavia, si sottolinea che A2A si avvicina di più, sia in valori assoluti sia come tendenza nel corso del tempo, alle *local utility* estere.

In sintesi, si può affermare che, dall'analisi finanziaria svolta, emerge un maggior equilibrio nella struttura finanziaria delle *local utility* estere, ovvero Iberdrola, Union Fenosa ed EnBW, rispetto alle *local utility* italiane. Anche se, in questi casi, si osserva una maggiore esposizione debitoria a medio-lungo termine e, nel caso di EnBW, una forte sottocapitalizzazione.

È comunque da rilevare il notevole sforzo compiuto dalle *local utility* per riequilibrare la struttura finanziaria, infatti si registra, nel complesso, un costante miglioramento della correlazione tra gli investimenti e le fonti di finanziamento.

Non bisogna dimenticare nemmeno che gli investimenti strutturali effettuati per lo sviluppo dimensionale del *business*, che hanno richiesto un cospicuo aumento della esposizione debitoria delle *local utility*, non hanno ancora dispiegato completamente i propri effetti.

D'altro canto, gli investimenti in attività immobilizzate, giustificati dalla crescita della competitività del mercato dell'energia a livello europeo, hanno consentito alle *local utility* di incrementare sensibilmente la redditività della gestione – sia con riferimento alla redditività operativa che a quella netta – nel corso del quadriennio analizzato.

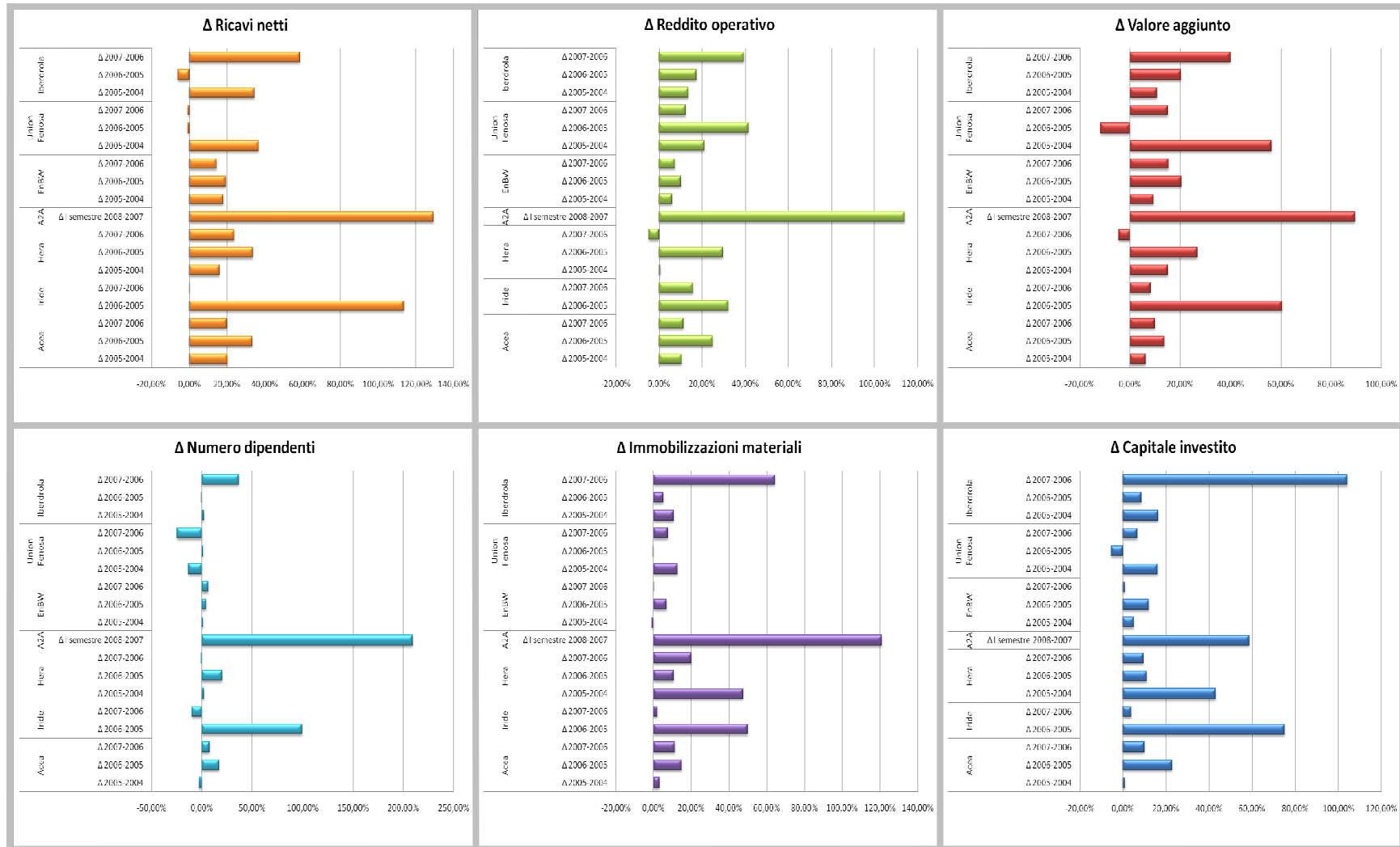
Grazie al miglioramento dell'efficacia e dell'efficienza della gestione, ottenuto proprio in virtù delle strategie di crescita attuate in questi ultimi anni, le *local utility* sono state in grado di far fronte agli impegni assunti nei confronti dei terzi e hanno potuto remunerare in misura soddisfacente l'investimento degli azionisti, attraverso la distribuzione di dividendi e l'apprezzamento del valore delle azioni sui mercati finanziari.

5.5.6 ALCUNE CONSIDERAZIONI DI SINTESI

Per completare il quadro delle *performance* economiche e finanziarie delle *local utility* europee, si ritiene opportuno indagare l'andamento nel tempo delle principali grandezze economiche (ricavi netti, reddito operativo, valore aggiunto e numero di dipendenti) e delle più importanti grandezze finanziarie (immobilizzazioni materiali e capitale investito). Infatti questa analisi consente di osservare la propensione delle *local utility* verso la crescita.

A questo proposito, la Tavola 5.23 (di seguito riportata) fornisce i risultati dell'analisi degli indici di andamento, ed illustra graficamente le variazioni delle grandezze economiche e finanziarie studiate.

TAVOLA 5.23 – Gli indici di andamento



Fonte: Elaborazione propria, 2009

Nel complesso, si osserva una tendenza generalizzata delle *local utility* verso la crescita dell'attività e, più in generale, della dimensione del gruppo aziendale, intesa nei suoi molteplici aspetti. Naturalmente, si riscontra qualche leggera flessione nello sviluppo, che ha avuto luogo specialmente nel biennio 2005-2006, le quali, tuttavia, possono essere considerate contrazioni fisiologiche della crescita. Si nota, inoltre, una maggior vischiosità del numero dei dipendenti, infatti questa è l'unica grandezza che non tende costantemente verso la crescita, e che, piuttosto, tende a contrarsi nel corso del tempo. Tale andamento è da ricondurre alla ricerca di una maggiore efficienza della gestione aziendale, e, ad una più oculata politica di gestione del personale.

Tuttavia, all'interno della tendenza complessiva verso lo sviluppo mostrata dalle *local utility* analizzate nel corso del quadriennio 2004-2007, alcune *utility* spiccano per le *performance* raggiunte in periodi specifici. Più in dettaglio, con riferimento alle grandezze economiche – ovvero ricavi, reddito operativo e valore aggiunto – si rileva un'ottima *performance* (intesa come crescita e sviluppo) di A2A nel corso del primo semestre del 2008; di Iberdrola nel 2007; di Iride nel 2006; e, infine, di Union Fenosa nel 2005. Questi risultati sono perfettamente in linea con l'analisi strategica svolta in precedenza, infatti queste *performance* sono il risultato delle politiche aggregative compiute dalle *local utility* nel corso degli ultimi anni.

Per quanto riguarda Acea ed Hera, si ricorda che queste *utility* sono state al centro di processi di crescita aziendale in un passato meno recente. Acea, infatti, ha sottoscritto un accordo di *partnership* con il gruppo belga Electrabel nel corso del 2002, dopodiché si è concentrata nel rafforzamento dell'attività svolta prevalentemente per vie interne, ovvero mediante lo sviluppo della capacità produttiva e la conquista di nuovi clienti. Hera, invece, nasce nel 2002, in seguito all'aggregazione delle *utility* della regione Emilia Romagna, che, in un secondo momento, è stata estesa progressivamente anche verso le Marche ed altre regioni limitrofe. Quindi, in questi due casi, si osserva, nel corso del periodo analizzato, una crescita più graduale della gestione aziendale.

Anche nel caso di EnBW, si rileva una tendenza graduale verso la crescita. Infatti, la *local utility* tedesca ha preferito concentrare la propria attività in Germania e sviluppare il *business* prevalentemente per vie interne, ovvero mediante la realizzazione di nuovi impianti di generazione e lo sviluppo dei servizi *energy-related*, tra cui spicca l'utilizzo del processo di smaltimento dei rifiuti come fonte di energia (in gergo *waste to energy*). Tuttavia, questa scelta strategica implica sì una crescita costante ma caratterizzata da saggi di sviluppo inferiori rispetto ad una crescita fondata su campagne di acquisizioni societarie, quali quelle che hanno caratterizzato A2A, Iberdrola, Iride ed Union Fenosa.

A2A nasce infatti il 1° gennaio 2008, a seguito dell'aggregazione di Aem Milano ed Asm Brescia, e il raffronto fornito, che si riferisce a dati “pro-forma” – i quali non hanno incorporato ancora appieno tutti i benefici tecnici, economici e finanziari dovuti alla fusione – non consente ancora di avere evidenze significative del reale sviluppo della prima *local utility* italiana. Comunque, i dati disponibili al momento lasciano presagire una buona *performance* dell'*utility* nel prossimo futuro ed una forte capacità di sviluppo. Lo stesso ragionamento può essere compiuto nel caso di Iride, gruppo nato alla fine del 2005, a seguito della fusione tra Aem Torino e Amga Genova. Union Fenosa, invece, ha attuato una politica di acquisizioni societarie più diluita nel corso del tempo, caratterizzata dall'acquisto di società di

dimensioni più piccole ma ad elevato valore strategico per il gruppo. Inoltre, nel corso del biennio 2004-2005, l'*utility* spagnola ha intrapreso una riorganizzazione complessiva della struttura organizzativa del gruppo, che ha portato al raggiungimento di risultati particolarmente positivi nel corso del 2005.

L'andamento delle principali grandezze finanziarie, ovvero il capitale investito e le immobilizzazioni materiali, confermano le tendenze osservate. Tuttavia, si nota una più spiccata propensione verso la crescita di queste grandezze nel caso di Iberdrola. Ciò a seguito della fusione con Scottish Power, che è stata resa operativa nel 2007. In questa prospettiva, sarà interessante osservare l'andamento degli indici di sviluppo anche nel prossimo esercizio, periodo nel quale diverrà operativa l'acquisizione di Energy East, grande colosso energetico statunitense, specialmente nelle energie rinnovabili.

5.1 *L'efficacia sociale della liberalizzazione del servizio energetico*

Dopo aver analizzato in dettaglio le *performance* economico-finanziarie delle *local utility* – le quali forniscono una misura dell'economicità della gestione delle singole *utility* intesa come capacità dell'azienda di creare valore nello svolgimento della propria attività fissando obiettivi strategici vincenti e raggiungerli con il minor impiego di risorse disponibili – spostiamo il baricentro dell'analisi dal livello micro al livello macro e cerchiamo di valutare l'impatto che la liberalizzazione del mercato dell'energia ha avuto sul consumatore finale, ovvero sul cittadino, destinatario e utente del servizio. In altri termini, si tenterà di esprimere un giudizio sull'utilità sociale prodotta dalla liberalizzazione del servizio energetico¹⁰⁸. Ai fini della presente analisi, focalizzeremo l'attenzione sull'erogazione del servizio elettrico in Italia, per poi fornire una comparazione con le modalità di erogazione dello stesso esistenti negli altri paesi europei.

Vediamo allora quali sono gli effetti dei processi di liberalizzazione del mercato e di privatizzazione delle imprese operanti nel settore elettrico, e del conseguente innalzamento del livello di concorrenza sul mercato – almeno in quelle fasi della filiera dell'energia elettrica non caratterizzate da monopolio naturale – sui cittadini, nella veste di consumatori finali del servizio elettrico, in termini di prezzo (efficienza) e di qualità del servizio (efficacia).

5.6.1 *L'ANDAMENTO DEI PREZZI*

Partendo da una situazione iniziale, in cui il prezzo dell'energia elettrica in Italia era tra i più alti d'Europa, lo studio si propone di verificare se la liberalizzazione del mercato e la conseguente introduzione della concorrenza (nelle fasi della filiera ove ciò sia possibile) abbia apportato dei benefici, in termini reali, ai cittadini.

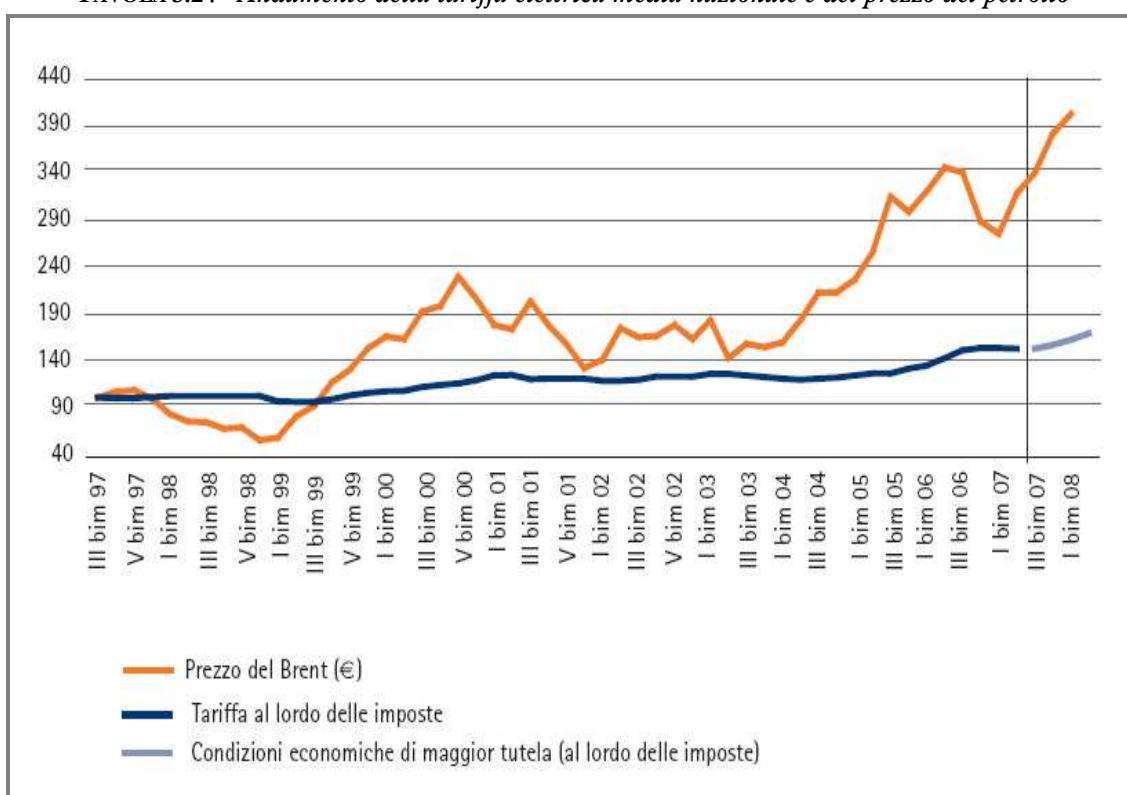
Innanzitutto, per spiegare l'aumento del prezzo dell'elettricità si deve tenere conto dell'andamento del prezzo del greggio e di quello del gas naturale, che negli ultimi anni è

¹⁰⁸ Per un corretto inquadramento dell'utilità sociale si rinvia a COMMISSIONE EUROPEA (1999), *Indicators for Monitoring and Evaluation: an indicative methodology*. Working Paper n° 3, Commission Staff Working Paper, Bruxelles.

divenuto la fonte energetica principale per la produzione di elettricità. Nell'ultimo decennio le quotazioni internazionali dei prodotti petroliferi hanno mantenuto un *trend* di continua ascesa a cui ha fatto seguito un analogo *trend* di costante incremento della tariffa elettrica, come illustra la Tavola 5.24 di seguito riportata.

Più in dettaglio, a fronte di un prezzo del petrolio che si è quadruplicato (in euro in termini nominali) il prezzo complessivo del kilowattora pagato dal consumatore domestico tipo è aumentato di circa il 61%. Pertanto sembra che la ristrutturazione del settore elettrico e il processo di liberalizzazione in atto abbiano permesso di contenere in parte l'impatto sulla tariffa elettrica delle forti tensioni che si sono manifestate sui mercati internazionali dei combustibili a partire dalla primavera del 2004.

TAVOLA 5.24 - *Andamento della tariffa elettrica media nazionale e del prezzo del petrolio*



(Numeri indice III bimestre 1997=100; Consumatore domestico tipo con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza pari a 3kW¹⁰⁹)

Fonte: elaborazione Autorità per l'energia elettrica e il gas su dati interni e su dati Platts, 2008

L'indice di prezzo dell'energia elettrica, rilevato dall'Istituto nazionale di statistica nell'ambito del paniere nazionale dei prezzi al consumo per l'intera collettività (NIC)¹¹⁰, ha

¹⁰⁹ L'Autorità per l'energia elettrica e il gas segnala la presenza di una soluzione di continuità nella serie storica della tariffa elettrica media nazionale dall'1 luglio 2007, dovuta alla completa apertura del segmento della vendita ai clienti finali. Dal terzo trimestre 2007, pertanto, alla serie storica della tariffa media nazionale si affianca la nuova serie storica relativa alle condizioni economiche medie per le classi di clienti rientranti nel regime di maggior tutela (clienti domestici e piccole imprese).

¹¹⁰ Più precisamente, nell'ambito del paniere nazionale dei prezzi al consumo per l'intera collettività, l'Istat rileva il prezzo dell'elettricità all'interno della categoria "spesa per l'abitazione". Il peso dell'indice elementare

registrato, infatti, aumenti via via più consistenti. Più in dettaglio, con l'ausilio della tavola 5.25, è possibile osservare che nel 2006, il prezzo dell'elettricità per le famiglie italiane è cresciuto del 12,6% mentre il livello generale dei prezzi è cresciuto soltanto del 2,1%, in termini reali, quindi, il prezzo dell'energia elettrica per le famiglie è aumentato del 10%. Nel 2007, invece, il prezzo dell'elettricità per le famiglie italiane è cresciuto del 4,8%, laddove il tasso di inflazione generale si è fermato al 1,8%; pertanto, valutato in termini reali, il prezzo dell'energia elettrica per le famiglie è aumentato del 2,9% circa¹¹¹.

TAVOLA 5.25 - Indici mensili Istat dei prezzi dell'energia elettrica

| MESI | 2006 | | | | 2007 | | | |
|--------------------|-----------------|-----------------|--------------|-----------------|-----------------|-----------------|--------------|-----------------|
| | Prezzo nominale | Var % 2006-2005 | Prezzo reale | Var % 2006-2005 | Prezzo nominale | Var % 2007-2006 | Prezzo reale | Var % 2007-2006 |
| Gennaio | 108,8 | 7,7 | 85,0 | 5,4 | 121,5 | 11,7 | 93,4 | 9,9 |
| Febbraio | 108,8 | 7,7 | 86,8 | 5,5 | 121,5 | 11,7 | 93,1 | 9,8 |
| Marzo | 108,8 | 7,7 | 84,7 | 5,4 | 121,5 | 11,7 | 93,0 | 9,9 |
| Aprile | 114,3 | 11,4 | 88,6 | 9,1 | 121,0 | 5,9 | 92,4 | 4,3 |
| Maggio | 114,3 | 11,4 | 88,5 | 9,1 | 121,0 | 5,9 | 92,2 | 4,2 |
| Giugno | 114,3 | 11,4 | 88,3 | 9,1 | 121,0 | 5,9 | 92,0 | -0,8 |
| Luglio | 120,2 | 16,9 | 92,7 | 14,6 | 121,2 | 0,8 | 91,9 | -0,8 |
| Agosto | 120,2 | 16,9 | 92,5 | 14,5 | 121,2 | 0,8 | 91,7 | -0,8 |
| Settembre | 120,2 | 16,9 | 92,5 | 14,5 | 121,2 | 0,8 | 91,7 | -0,6 |
| Ottobre | 121,8 | 14 | 93,9 | 12,1 | 123,7 | 1,6 | 93,4 | -0,8 |
| Novembre | 121,8 | 14 | 93,8 | 12,0 | 123,7 | 1,6 | 93,0 | -6% |
| Dicembre | 121,8 | 14 | 93,7 | 12,0 | 123,7 | 1,6 | 92,7 | -1,0 |
| Media annua | 116,3 | 12,6 | 89,9 | 10,3 | 121,9 | 4,8 | 92,6 | 2,9 |

(A) Rapporto percentuale tra l'indice di prezzo dell'energia elettrica e l'indice generale (esclusi i tabacchi)

Fonte: elaborazione Autorità per l'energia elettrica e il gas su dati Istat, 2008

Interessante è però osservare, per lo stesso periodo, l'andamento del prezzo dell'elettricità italiana nel confronto con i principali paesi europei, utilizzando gli indici dei prezzi al consumo armonizzati raccolti da Eurostat (Tavola 5.26). Dopo un 2005 nel quale il prezzo italiano, a fronte di una variazione del prezzo del petrolio *Brent* superiore al 40%, era riuscito a mantenersi in linea con quello della media europea (3,7%) e risultare migliore rispetto alla Germania (4,3%) e al Regno Unito (10,6%), nel 2006 – registrando un aumento del 12,5% – la *performance* del prezzo italiano è risultata la peggiore dopo quella del Regno Unito (21,7%). Nello stesso anno, in concomitanza con un aumento del petrolio *Brent* del 20%, nella media dei paesi dell'Unione Europea l'energia elettrica è rincarata del 6,8%. Nel 2007 il prezzo italiano ha evidenziato invece una variazione perfettamente in linea con gli altri paesi europei: il 4,8% della crescita italiana si confronta infatti con il 4,6% della media

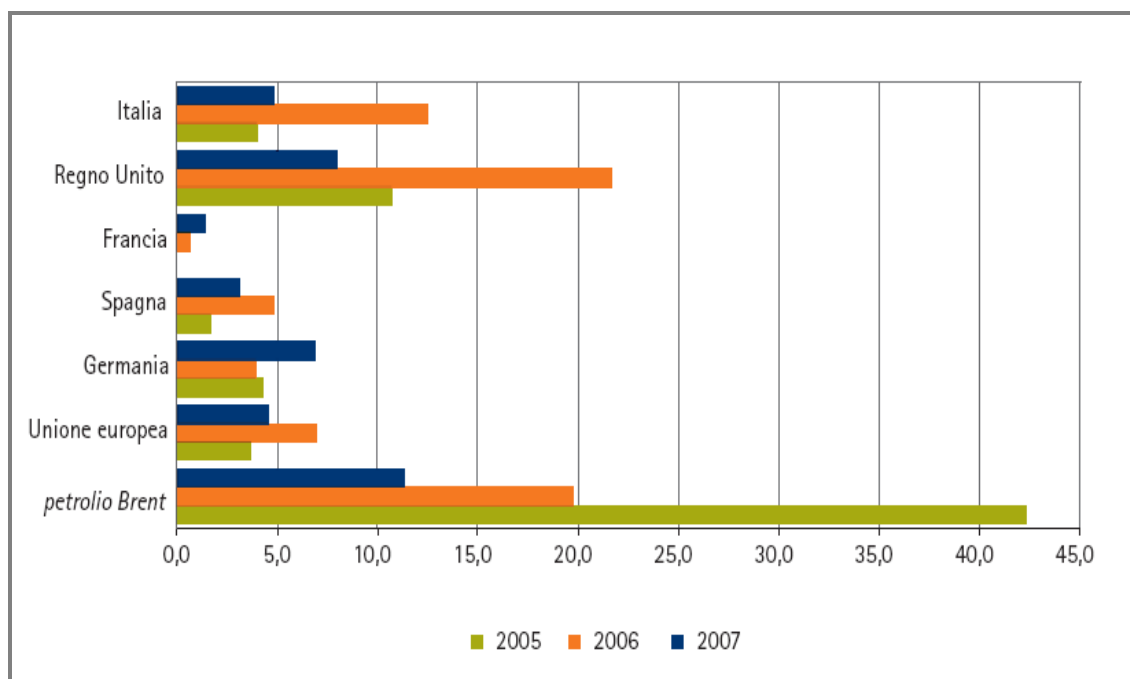
dell'elettricità nel paniere (al netto dei tabacchi), pari all'1,1% nel 2005 e nel 2006, è salito all'1,4% nel 2007, ed è tornato all'1,2% nel 2008.

¹¹¹ Cfr. AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS (2008) *Relazione annuale alla Commissione Europea sullo stato dei servizi e sulla regolazione dei settori dell'energia elettrica e del gas*, Presidenza del Consiglio dei Ministri, Dipartimento per l'Informazione e l'Editoria, Roma.

dell'Unione Europea (a 27 paesi). La crescita del prezzo italiano è risultata assai più contenuta di quella del Regno Unito (8%) e della Germania (6,9%), ma più elevata di quella della Spagna (3,1%) e della Francia (1,4%), come osservato dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas nel 2008¹¹².

Si tenga presente, inoltre, che lo spettro degli aumenti del prezzo dell'energia elettrica per i paesi considerati riflette l'importanza della quota di generazione termoelettrica, rispetto alle altre fonti di produzione di elettricità, in questi stessi paesi. Infatti, in periodi di marcati aumenti delle quotazioni internazionali del greggio, laddove la quota di produzione di energia elettrica proveniente da fonte termica (e dunque dipendente dai combustibili fossili come il petrolio e il gas naturale) è elevata, il prezzo finale dell'elettricità tende a registrare gli incrementi più sensibili, così come è accaduto in Italia.

TAVOLA 5.26 – *Variazioni dei prezzi dell'elettricità nei principali paesi europei*



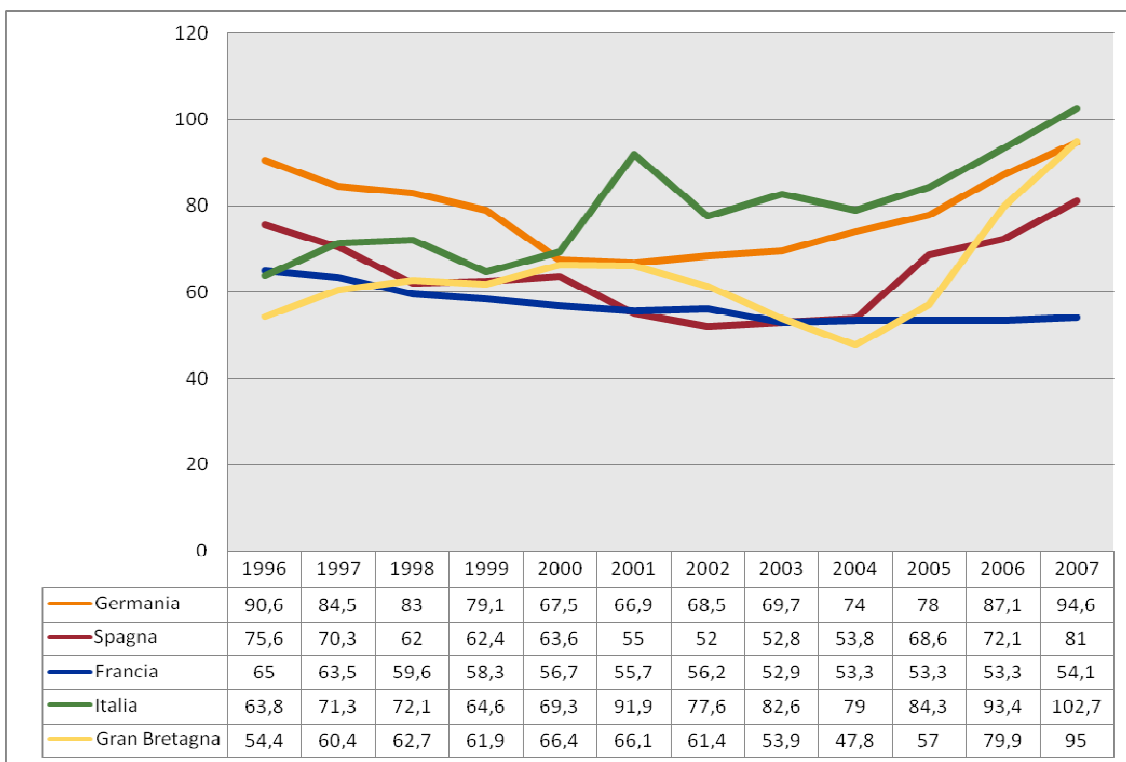
Nota: Variazioni percentuali sull'anno precedente.

Fonte: elaborazioni Autorità per l'energia elettrica e il gas su dati Eurostat, 2008

È interessante osservare anche il confronto internazionale dei prezzi unitari (€ al kWh al netto dell'imposizione fiscale) per le diverse tipologie di consumatore. La Tavola 5.27, che mostra l'andamento del prezzo dell'energia elettrica per gli utenti industriali nei principali paesi europei, e la Tavola 5.28, che mostra l'andamento del prezzo dell'elettricità per i consumatori domestici, confermano le tendenze dei prezzi dell'energia elettrica in Italia già evidenziati, ed accentuano tali effetti per gli utenti domestici.

¹¹² Cfr. AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS (2008) *Relazione annuale alla Commissione Europea sullo stato dei servizi e sulla regolazione dei settori dell'energia elettrica e del gas*, Presidenza del Consiglio dei Ministri, Dipartimento per l'Informazione e l'Editoria, Roma.

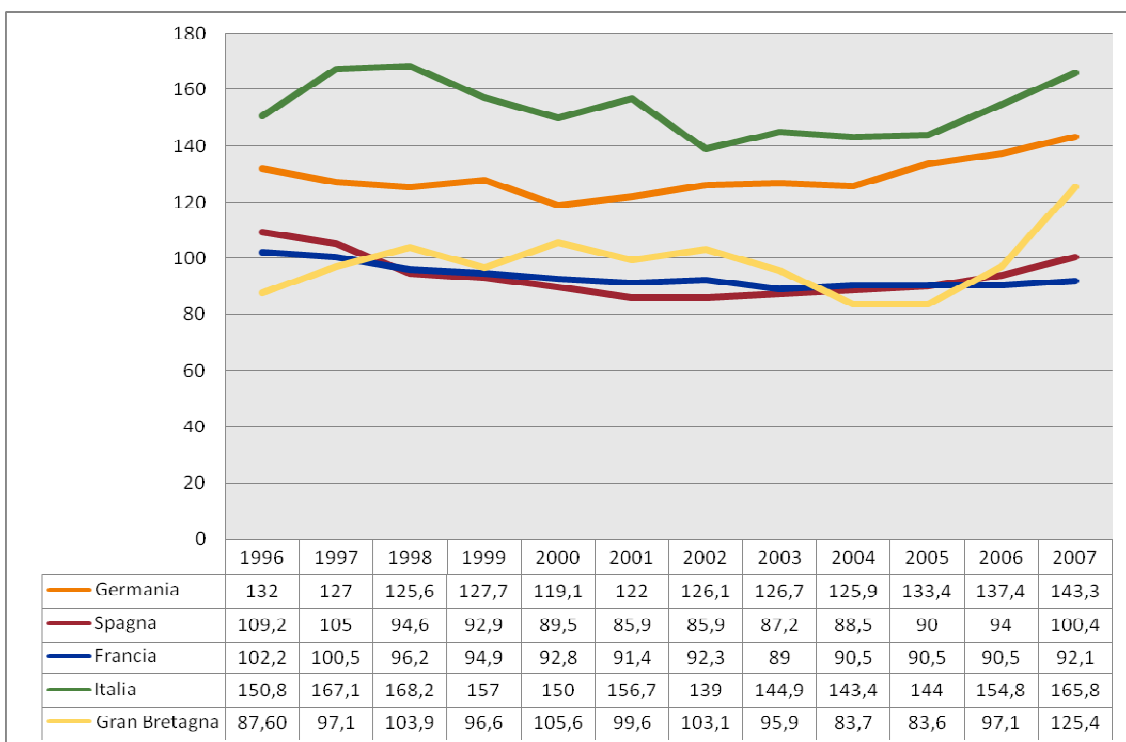
TAVOLA 5.27 - Prezzi dell'elettricità per gli utenti industriali (€/MWh)



Nota: consumo annuale: 2.000 MWh; domanda massima: 500 kW; carico annuale: 4.000 ore.

Fonte: elaborazione propria su dati Eurostat, 2008

TAVOLA 5.28 - Prezzi dell'elettricità per gli utenti domestici (€/MWh)



Nota: consumo annuale: 3.500 kWh, di cui 1.300 kWh di notte.

Fonte: elaborazione propria su dati Eurostat, 2008

Inoltre, la Commissione Europea, nella relazione sui progressi compiuti nella realizzazione del mercato interno del gas e dell'elettricità del 2008, ha analizzato l'andamento dei prezzi energetici a seguito dell'introduzione della concorrenza. L'analisi compiuta mostra che, tra il 1998 e il 2004, grazie alla liberalizzazione del mercato dell'elettricità i clienti negli Stati membri dell'Unione Europea (a 15 paesi) hanno beneficiato di risparmi cumulativi sui prezzi pari a 60 miliardi di euro. Anche se i risparmi ottenuti sono stati in parte controbilanciati dall'aumento dei prezzi in periodi successivi.

In sintesi, i benefici della liberalizzazione del mercato sui consumatori finali non appaiono chiari. Negli ultimi anni, a fronte di un aumento vertiginoso del prezzo del greggio, si registra pure un aumento del prezzo finale dell'elettricità, anche se con un saggio di crescita inferiore. Tuttavia, nonostante l'apertura alla concorrenza delle fasi di generazione e vendita ai clienti finali, la concentrazione sul mercato rimane tuttora elevata ed il prezzo dell'energia elettrica si mantiene al di sopra della media europea per tutte le tipologie di consumatore. Comunque, l'attività del regolatore ha in parte svolto una funzione di calmiera dei prezzi finali dell'energia elettrica, riducendo il divario con i prezzi finali dell'elettricità praticati negli altri paesi europei.

Come già accennato, la produzione di energia elettrica in Italia è fortemente basata su combustibili fossili, la cui quota sulle vendite nazionali nel 2007 è ammontata al 77,6%: ciò comporta una stretta relazione tra prezzo dell'energia elettrica e prezzo del petrolio. Tuttavia tale relazione non è immediata, ma sembra risentire di ritardi che riflettono la struttura contrattuale degli approvvigionamenti di combustibili. D'altra parte è il gas naturale a giocare ormai da anni un ruolo strategico nel settore elettrico essendo aumentati, in maniera notevole, gli impianti che lo utilizzano come combustibile in tutta Europa¹¹³.

In particolare, i contratti di importazione a lungo termine costituiscono una parte molto importante dei consumi complessivi di gas naturale ed essendo di norma indicizzati al prezzo del petrolio, l'evoluzione delle quotazioni delle due *commodities* risulta strettamente collegata, con il gas che solitamente segue l'andamento del petrolio con un ritardo temporale di alcuni mesi. La situazione però sta rapidamente cambiando e oltre al Regno Unito, dove le contrattazioni di gas a pronti presso il *National Balancing Point (NBP)* sono molto sviluppate, negli ultimi anni sono stati creati anche altri mercati (*hub*), che stanno divenendo sempre più liquidi e rappresentativi. Tra questi, si possono annoverare: *Zeebrugge* in Belgio, il *Title Transfer Facility (TTF)* in Olanda e *BEB* in Germania.

La conseguenza è che il legame tra gas naturale e petrolio si sta indebolendo, mentre tende a crescere l'integrazione tra i mercati del gas e quelli dell'elettricità; indicativo in tal senso è l'andamento della correlazione tra i prezzi giornalieri delle due fonti tra il 2006 e il 2007, che assume sempre maggiore significatività. Nel caso britannico tale valore è ormai vicino al 90%, mentre in Olanda ha superato il 54% e in Germania si attesta al 41,8%. Per quanto riguarda l'Italia, da ottobre 2003 è operativo un *hub virtuale*, denominato *Punto di*

¹¹³ Il peso di tale fonte sul totale della produzione di energia elettrica in Europa (UE-25) si è attestato nel 2005 al 20,3% e fa registrare in quasi tutti i paesi tassi di crescita rilevanti. Fa eccezione il Regno Unito, dove pur mantenendosi stabile copre comunque una quota superiore al 38%. Il fenomeno risulta ancor più evidente in Italia dove, da oltre un decennio, le esigenze di accrescere la capacità produttiva sono state soddisfatte in gran parte costruendo impianti a ciclo combinato (CCGT).

Scambio Virtuale (PSV), gestito da Snam Rete Gas, che al momento costituisce l'unico strumento di flessibilità a disposizione degli operatori.

Dall'osservazione della correlazione tra i prezzi giornalieri di energia elettrica e gas si potrebbe desumere che le accresciute esigenze di produzione di elettricità abbiano contribuito a far salire i prezzi del gas, viste le ulteriori pressioni congiunturali create sulla domanda di tale fonte¹¹⁴. L'analisi del Gestore del Mercato Elettrico sembra quindi evidenziare che il mercato europeo del gas sta divenendo maturo, per cui anche i tradizionali legami con il prezzo del petrolio si stanno indebolendo. Si tratta di uno sviluppo che, se si consoliderà, porterà effetti apprezzabili, contribuendo a rendere più efficiente il meccanismo di formazione dei prezzi del gas, facendolo finalmente dipendere più dai reali rapporti di forza, nel breve termine, tra domanda e offerta, che dall'andamento di altre fonti energetiche. Di tale situazione potrebbe beneficiare, almeno in parte, anche il mercato elettrico, che potrà avvalersi di segnali più efficienti e dinamici per valutare l'effettiva convenienza ed economicità relativa delle varie fonti a disposizione.

5.6.2 LA QUALITÀ DEL SERVIZIO

Nel complesso, la qualità del servizio non appare un indicatore rilevante per il benessere dei cittadini. Nel caso della fornitura elettrica infatti l'aspetto principale per i consumatori è costituito dal prezzo, essendo l'energia elettrica un bene primario non contrassegnato da caratteristiche qualitative distintive. D'altra parte, il miglioramento della continuità del servizio sulle reti di distribuzione di elettricità è l'aspetto qualitativo del servizio più significativo. D'altronde, si osserva che, per effetto della regolazione della continuità del servizio introdotta dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, a partire dall'anno 2000, sono diminuiti sia il numero sia la durata delle interruzioni senza preavviso¹¹⁵, come illustrato nella Tavola 5.29.

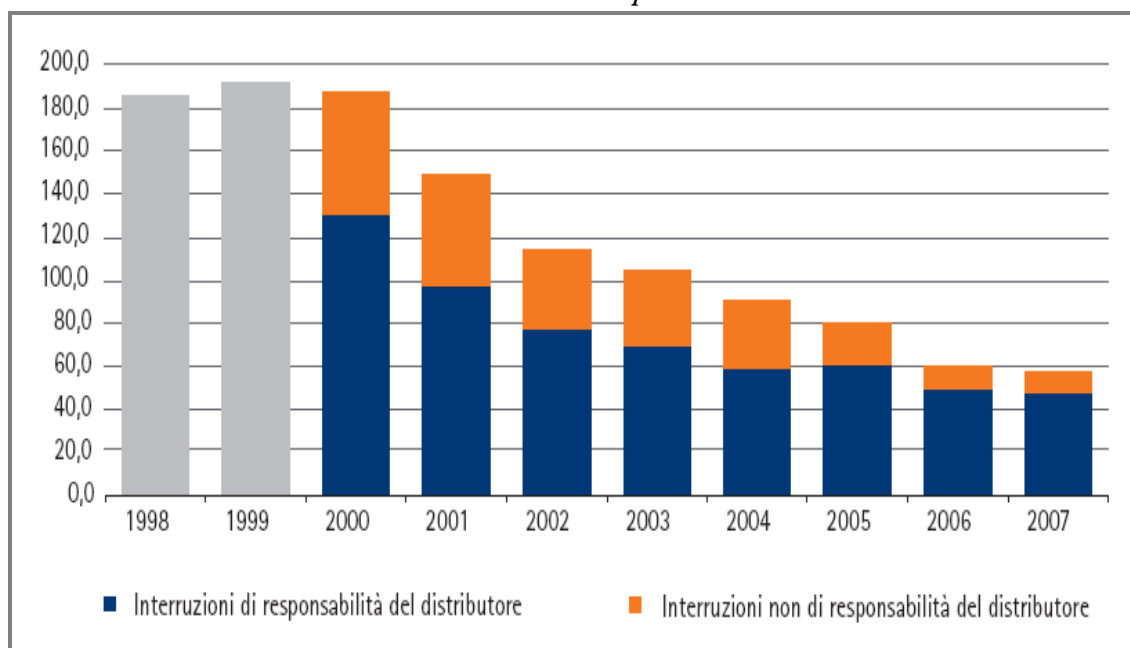
Oltre alla continuità del servizio di fornitura di energia elettrica, anche la qualità commerciale dei servizi di distribuzione, misura e vendita di elettricità è un aspetto da tenere in debito conto. In questa prospettiva, la regolazione della qualità commerciale ha lo scopo di tutelare i clienti finali con interventi di garanzia e promozione della qualità del servizio af-

¹¹⁴ La media mobile dei prezzi a 60 giorni, mostra come ad una prima fase, durata fino ad ottobre 2007 in cui le quotazioni di elettricità e gas si sono mosse in maniera sostanzialmente indipendente, è seguito un periodo in cui i due mercati sono apparsi maggiormente integrati e la correlazione è salita fino a circa il 65% a fine novembre, per poi stabilizzarsi su tali livelli fino a fine anno. Cfr. GESTORE DEL MERCATO ELETTRICO (2008), *Relazione annuale*, disponibile sul sito www.mercatoelettrico.org.

¹¹⁵ La durata complessiva di interruzione è passata da 80 minuti di interruzione all'anno per cliente nel 2005 a 58 minuti di interruzione all'anno per cliente nel 2007 (considerando tutte le interruzioni); il miglioramento rispetto al 1999 è del 70%. Il numero di interruzioni lunghe (durata superiore a 3 minuti) per cliente è di 2,16 interruzioni per cliente (considerando tutte le interruzioni); il miglioramento complessivo è del 43% rispetto al 1999. Anche per quanto riguarda il numero di interruzioni brevi per cliente (durata inferiore a 3 minuti ma superiore a un secondo), si assiste a un miglioramento dell'indicatore a livello nazionale, passando da 4,77 interruzioni brevi registrate per cliente nel 2006 a 4,73 interruzioni brevi nel 2007 con un miglioramento dal 2002 (primo anno per cui sono disponibili i dati sulle interruzioni brevi) di circa il 30%. Cfr. AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS (2008), *Relazione annuale alla Commissione Europea sullo stato dei servizi e sulla regolazione dei settori dell'energia elettrica e del gas*, Presidenza del Consiglio dei Ministri, Dipartimento per l'Informazione e l'Editoria, Roma.

finché la liberalizzazione non comporti l'indebolimento della tutela soprattutto per i clienti con minore forza contrattuale, nel rispetto del diritto di scelta in regime di concorrenza¹¹⁶.

TAVOLA 5.29 – Durata di interruzione per cliente in bassa tensione



Fonte: elaborazione Autorità per l'energia elettrica e il gas, 2008

Inoltre il cliente che richiede una prestazione soggetta a standard specifico, viene informato dall'impresa che eroga il servizio del tempo massimo e dell'indennizzo automatico previsto in caso di mancato rispetto dello standard. Infine, almeno una volta all'anno, tutti i clienti devono ricevere dall'esercente, attraverso la fattura commerciale, le informazioni sugli standard di qualità garantiti e sui risultati effettivamente raggiunti nel corso dell'anno.

La soddisfazione e l'efficacia dei servizi nel settore dell'energia elettrica e del gas viene monitorata costantemente dall'Istat, che ha inserito all'interno dell'indagine multiscopo sulle famiglie "Aspetti della vita quotidiana" alcuni quesiti specifici volti a rilevare la soddisfa-

¹¹⁶ La regolazione della qualità commerciale, in vigore da luglio 2000, ha definito gli standard nazionali di qualità commerciale che fissano i tempi massimi per l'effettuazione delle prestazioni (allacciamenti, attivazioni, preventivi, verifiche tecniche, risposta a reclami ecc.) richieste dai clienti e che costituiscono la base minima che ogni impresa deve assicurare ai propri clienti. La regolazione della qualità commerciale è stata inoltre aggiornata in occasione del periodo di regolazione 2004-2007 nel *Testo integrato della qualità dei servizi elettrici* per tenere conto dell'avanzamento della liberalizzazione nel settore e delle conseguenti modifiche legislative. In particolare, l'introduzione degli indennizzi automatici, riconosciuti ai clienti in caso di mancato rispetto degli standard specifici di qualità per cause imputabili agli esercenti e non per cause dovute a forza maggiore o a responsabilità di terzi o al cliente stesso, ha fatto crescere nel tempo il numero di indennizzi effettivamente pagati ai clienti rispetto al regime delle *Carte dei servizi* in vigore prima dell'attuale regolazione. Inoltre, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha inserito nel Testo Integrato della qualità dei servizi elettrici anche le regole per il monitoraggio sulla qualità dei servizi telefonici. Cfr. AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS, *Relazione annuale alla Commissione Europea sullo stato dei servizi e sulla regolazione dei settori dell'energia elettrica e del gas*, Presidenza del Consiglio dei Ministri, Dipartimento per l'Informazione e l'Editoria, Roma, Eds. 2007 e 2008.

zione delle famiglie per i servizi di fornitura di elettricità e gas naturale. In generale, l'andamento del livello di soddisfazione dell'utenza risulta nel tempo relativamente costante ed attestato su un buon livello, anche se vengono evidenziate situazioni diverse sotto il profilo geografico. Tuttavia, il fattore che influenza maggiormente la soddisfazione dei clienti nel settore dell'elettricità è la continuità del servizio (mancanza di interruzioni nell'erogazione dell'energia elettrica agli utenti). Malgrado ciò, la soddisfazione globale è leggermente penalizzata dai giudizi negativi espressi dai consumatori in relazione alle dimensioni strettamente commerciali del servizio (frequenza lettura, comprensibilità della bolletta, informazioni sul servizio) che rappresentano però fattori percepiti dai clienti come meno importanti rispetto alla continuità della fornitura del servizio.

In definitiva, la scelta di liberalizzazione del settore elettrico comporta una valutazione dei benefici in termini di efficienza, equità ed affidabilità dell'industria elettrica. La valutazione dell'efficienza implica un confronto tra i guadagni ottenuti dall'assetto concorrenziale e le perdite legate alla deverticalizzazione del settore e al potere di mercato esercitato dai singoli operatori. Le problematiche di equità riguardano invece il grado di omogeneità nella distribuzione dei benefici della liberalizzazione in termini di efficienza tra i membri della collettività. Infine, l'affidabilità attiene alla sicurezza del sistema elettrico nazionale in termini di diversificazione delle fonti di approvvigionamento e di adeguato sviluppo della capacità di generazione elettrica.

5.2 Considerazioni conclusive

Dall'analisi compiuta emerge una tendenza piuttosto contraddittoria. Lo studio delle *performance* economico-finanziarie raggiunte dalle *local utility* consente di affermare che tutti i gruppi di imprese di pubblica utilità analizzati godono di buona salute e, nonostante il sensibile sforzo finanziario compiuto per sostenere gli investimenti in capacità produttiva (orientati specialmente verso l'espansione della capacità di generazione elettrica), sono stati in grado di migliorare la propria redditività nel corso del periodo considerato, seppur con diverse gradazioni. Nel prossimo futuro, si prevede, inoltre, un ulteriore aumento della profittabilità di queste imprese, grazie alla messa in regime degli impianti di generazione attualmente in corso di realizzazione o in *repowering* e, conseguentemente, alla possibilità di rimborsare gran parte dei finanziamenti a medio-lungo termine attraverso le risorse finanziarie generate dalla crescita delle vendite di energia.

L'analisi della composizione del fatturato per aree di *business* conferma la strategia di focalizzazione sul *business* dell'energia elettrica (mediamente pari al 56,3% dei ricavi) e la tendenza verso la diversificazione nel settore del gas naturale (che genera in media il 14,51% dei ricavi complessivi), strategie avviate dalle *local utility* in seguito alla liberalizzazione del mercato e all'aumento dei prezzi dei combustibili fossili. Dall'analisi della distribuzione geografica dei ricavi, si osserva, inoltre, una netta prevalenza dell'attività svolta direttamente nel paese di origine delle *local utility*. Più in dettaglio, le *local utility* italiane hanno scelto di concentrare la propria attività esclusivamente in Italia, tranne Acea, che svolge anche un'attività di fornitura del servizio idrico integrato in Sud America, la quale risulta, tuttavia,

marginale (pari allo 0,6% dei ricavi complessivi nel 2007). Anche EnBW, nel biennio 2006-2007, ha concentrato l'attività esclusivamente in Germania. Contrariamente, Iberdrola e Union Fenosa svolgono un'attività geograficamente più diversificata, infatti circa la metà del fatturato è generata all'estero. Questa tendenza conferma la vocazione prettamente internazionale delle *utility* spagnole e la scelta di competere al livello dei grandi *player* del mercato energetico globale.

Dal lato dei costi, la componente più significativa è senza dubbio l'acquisto di materie prime (energia elettrica, gas naturale e combustibili fossili) che incide sul costo della produzione per circa il 53,5%. Inoltre, nel corso del quadriennio, il costo di acquisto delle materie prime è aumentato del 12,8% circa. Questo andamento del costo delle materie prime è imputabile, in via principale, al notevole aumento che il prezzo delle stesse ha subito nel corso del quadriennio, oltre che all'espansione del volume di attività, e quindi all'aumento percentuale della quota di materie prime acquistate rispetto alle altre voci di costo. Un'altra voce di costo significativa è rappresentata dagli oneri finanziari, che registrano una riduzione di circa tre punti percentuali, attestandosi al 3,6% alla fine del 2007. Tale andamento è imputabile alla riduzione graduale dell'indebitamento delle *local utility*. Una significativa esposizione finanziaria risulta, infatti, strumentale alla politica di crescita attuata dalle *local utility*, soprattutto con riferimento al periodo immediatamente successivo alla liberalizzazione del mercato energetico. Tuttavia, nel complesso, si osserva un miglioramento dell'efficienza produttiva e della produttività aziendale delle *local utility*.

Dall'analisi del valore aggiunto complessivo, si rileva che la ricchezza prodotta dalle *local utility* registra un aumento del 26,5%, passando da 1,71 miliardi di € prodotti nel 2004 a circa 2,17 miliardi di € nel 2007. Tuttavia, il valore aggiunto differisce notevolmente, in valore assoluto, tra le diverse *local utility*. Infatti, la ricchezza prodotta rispecchia, nel complesso, la diversa dimensione dei gruppi aziendali esaminati. A tal proposito, si osserva che la ricchezza prodotta dalle *local utility* italiane, nel corso del quadriennio, è in media pari a 476 milioni di € mentre quella generata dalle altre *local utility* europee è pari a 3,34 miliardi di €, con un massimo, registrato da Iberdrola nel corso 2007, pari a 6,23 miliardi di €.

D'altra parte, l'analisi della redditività mostra, nel complesso, una buona capacità delle *local utility* a remunerare congruamente il capitale investito nella gestione. In particolare, il ROI, che esprime il tasso di redditività del capitale investito nella gestione caratteristica, assume, in aggregato, un valore medio pari al 7,5%, con una minima variazione rispetto al 2004. L'indice di redditività delle vendite (ROS), che deriva dal rapporto tra reddito operativo ed i corrispondenti ricavi di vendita, segnala, nel complesso, una buona attitudine dei ricavi netti a coprire tutti i costi della gestione caratteristica, oltre che, s'intende, i restanti costi ed oneri d'esercizio. Infatti, tale indice assume, in aggregato, un valore medio pari al 14,6%. Tuttavia, mentre Hera ed Iride hanno ottenuto un ROS sensibilmente inferiore alla media, pari rispettivamente al 10% e al 9% dei ricavi di vendita, Iberdrola e Union Fenosa registrano un ROS più elevato della media, rispettivamente pari al 21,8% e al 19,5% dei ricavi. Anche il tasso di redditività del capitale proprio (ROE), che indica il livello a cui viene commisurata la base di remunerazione del capitale acquisito dal gruppo con il vincolo del pieno rischio, nel corso del quadriennio è in media pari al 12,5%, con un aumento dell'1,3% dal 2004. Tuttavia si osservano valori al di sotto della media per le *local utility* ita-

liane. Infatti, Hera e Iride registrano valori molto bassi dell'indice della redditività netta, rispettivamente pari al 6,9% e al 7,7%. Acea segna un indice pari al 10,5% del capitale netto, realizzando un aumento nel corso del periodo analizzato del 3,1%. A2A, nel 2007, ha ottenuto il migliore risultato italiano, con un ROE pari al 13,4%. Le altre *local utility* europee, invece, hanno ottenuto in media un indice della redditività netta più elevato (Iberdrola 13,4%, Union Fenosa 14,1% ed EnBW 20,9%).

Nel complesso, dall'analisi della redditività aziendale emerge una elevata capacità remunerativa dei ricavi nei confronti del capitale investito nella gestione aziendale. In primo luogo, si osserva infatti che le *local utility* analizzate sono in grado di remunerare il capitale acquisito facendo leva sulla gestione operativa, che, in aggregato, contribuisce alla redditività netta per circa il 68% in media. Inoltre, la contribuzione della gestione operativa cresce complessivamente nel corso del quadriennio di quasi cinque punti percentuali. Tuttavia, si deve rilevare una sensibile flessione della redditività operativa nel corso del 2007 rispetto al 2006, causata principalmente dall'aumento esponenziale dei prezzi del gas naturale e dei combustibili fossili. D'altro canto, si prevede un miglioramento della gestione operativa delle *local utility* nel prossimo futuro, in ragione della sensibile riduzione dei prezzi delle materie prime, nonostante il manifestarsi di una crisi finanziaria ed economica a livello globale. In secondo luogo, si rileva che anche le altre gestioni aziendali hanno partecipato alla generazione di una redditività netta molto soddisfacente. La diversa dinamicità della redditività netta rispetto alla redditività operativa è da imputare, in via principale, all'andamento della gestione finanziaria che risente sia della dinamica dei finanziamenti ottenuti per finanziare la crescita sia della gestione degli investimenti finanziari, con particolare riguardo alla gestione delle partecipazioni di controllo e collegamento e all'andamento delle attività finanziarie detenute a scopo di negoziazione.

In sintesi, la liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica e del gas naturale, avendo introdotto una maggiore competitività nel mercato, sembra aver spinto – in tutta l'Unione Europea – le *local utility* verso la ricerca di una maggiore efficienza della gestione e, conseguentemente, di una maggiore profittabilità dell'attività aziendale. In questo senso, anche la concessione di maggiori gradi di libertà strategica ed operativa da parte delle istituzioni e degli enti locali proprietari dei pacchetti azionari di controllo ha permesso alle *local utility* di raggiungere un buon equilibrio economico, indispensabile per la sopravvivenza in un ambiente altamente competitivo e dinamico in cui le stesse si trovano attualmente ad operare. Guardando al futuro, appare cruciale per la sopravvivenza delle *local utility* nel lungo periodo la politica degli investimenti effettuati e dei finanziamenti acquisiti nel corso di questo periodo, anch'essa strettamente legata alla crescita di competitività del mercato europeo dell'energia elettrica e del gas naturale.

Dall'analisi del capitale investito, si rileva una capacità d'investimento delle *local utility* italiane sensibilmente inferiore a quella delle altre *local utility* europee. Infatti, nel corso del quadriennio, il capitale investito in Italia è in media pari a 5,1 miliardi di € e, se si esclude A2A che ha una capacità d'investimento più che doppia rispetto alle altre *local utility* italiane, si ottiene un capitale medio investito pari a 3,84 miliardi di €. Di converso, le *local utility* del resto d'Europa registrano, nel corso del quadriennio, un capitale investito medio pari a 27,5 miliardi di €, mostrando una capacità d'investimento circa 6 volte superiore a quella delle

local utility italiane. Tuttavia, va segnalato che, anche a livello europeo, si osservano notevoli differenze nell'entità del capitale investito nella gestione. Infatti, nel corso del quadriennio, Union Fenosa ha investito mediamente nella gestione 16,9 miliardi di € mentre EnBW registra un capitale investito medio pari a 26,4 miliardi di €. Infine, Iberdrola ha investito, in media, nella gestione circa 39,3 miliardi di €, con un tetto massimo di 67,5 miliardi di € registrati nel 2007, per effetto della fusione con Scottish Power. Tuttavia, nel complesso, si osserva una tendenza generalizzata verso la crescita del capitale investito nella gestione aziendale, particolarmente accentuata nel caso di quelle *local utility* che hanno partecipato, nel corso del quadriennio, a processi di aggregazione tramite l'acquisizione di altre imprese di pubblica utilità, ovvero Iberdrola, Iride, Hera ed A2A.

Dall'analisi delle componenti dell'attivo fisso si nota, inoltre, una netta prevalenza di investimenti in immobilizzazioni materiali, che rappresentano in media il 53,3% del capitale investito totale. In particolare, l'attività di produzione, importazione e vendita di elettricità e gas naturale è un'attività caratterizzata da notevoli investimenti *capital intensive*, la quale richiede importanti investimenti in impianti e macchinari per lo svolgimento dell'attività produttiva.

D'altra parte, dall'osservazione dell'andamento del capitale acquisito si rileva, nel corso del quadriennio, una tendenza generalizzata verso la crescita delle fonti di finanziamento, seppur differenziata per ampiezza e velocità. A tal proposito, si osserva che le passività correnti, che in media hanno un tasso d'incidenza sul capitale acquisito del 26,1%, aumentano leggermente nel quadriennio (+2,8%) in termini aggregati. La dinamica dell'indebitamento a medio-lungo termine delle singole *local utility* mostra, inoltre, che le *local utility* italiane hanno un tasso d'incidenza del passivo consolidato pari in media al 35,7% del capitale acquisito mentre le *utility* spagnole hanno un tasso d'incidenza che si aggira mediamente intorno al 46% del capitale investito. Totalmente diversa appare la situazione di EnBW che si distingue dalle altre *local utility* analizzate poiché ha un tasso d'incidenza del passivo consolidato pari al 63,8%, nonostante una riduzione dell'indebitamento a medio-lungo termine pari al 15,3%. Infine, il capitale netto ottiene mediamente un tasso d'incidenza sul capitale acquisito del 30,6%, che aumenta sensibilmente nel corso del quadriennio, passando dal 27,6% del 2004 al 33,8% del 2007. Naturalmente EnBW, per le ragioni precedentemente evidenziate, si finanzia con capitale proprio solo per il 15% circa del capitale complessivamente acquisito, nonostante l'aumento del tasso d'incidenza del capitale netto pari all'11,1%, a causa dell'evidente sottocapitalizzazione del gruppo.

Dall'analisi degli indici di correlazione si rileva, comunque, un discreto equilibrio della struttura finanziaria delle *local utility* analizzate, ad eccezione del caso di EnBW. L'indice di indebitamento si attesta, in media, al 64,9% delle fonti di finanziamento complessive. Specularmente, l'indice di autonomia finanziaria si attesta mediamente al 35,1%. Tuttavia, l'andamento dei due indici nel corso del tempo è sostanzialmente diverso per le differenti *local utility* analizzate. In particolare, l'indice di indebitamento aumenta per Acea (+6,6%), Hera (+6,5%) e A2A (+1,7%), mentre si riduce nel caso di Iride (-2,6%), Union Fenosa (-13,4%) e di Iberdrola (-8,7%). In ragione di ciò, anche l'indice di autonomia finanziaria avrà un andamento della stessa intensità ma di segno contrario a quello dell'indice di indebitamento già osservato.

Totalmente diversa è la situazione di EnBW. L'indice di indebitamento della *local utility* tedesca si attesta, in media, all'85,9% delle fonti di finanziamento complessive, mentre, l'indice di autonomia finanziaria, nel corso del quadriennio, è in media pari al 15,1%. Ciò segnala un sensibile squilibrio della struttura delle fonti di finanziamento di EnBW, nonostante la riduzione dell'indice di indebitamento (-11,1%) e il corrispondente aumento dell'indice di autonomia finanziaria, che passa dal 10% del 2004 al 21,1% del 2007.

Inoltre, si osserva che il tasso d'incidenza passivo consolidato su totale passivo, il quale fornisce un'indicazione del peso dell'indebitamento a medio-lungo termine sul totale delle passività, in termini aggregati, è, in media, pari al 61,5%, con una riduzione nel corso del tempo del 5,9%. Tuttavia, si segnala un peso più elevato delle passività a medio-lungo termine nel caso delle *local utility* estere, ovvero EnBW (75%), Iberdrola (67,9%) e Union Fenosa (67,9%), a cui si aggiunge A2A (68,2%), mentre le *local utility* italiane hanno, in media, un tasso d'incidenza del passivo consolidato pari al 52,9%.

Dall'analisi della correlazione tra attivo e passivo con valori riclassificati in rapporto alla funzione svolta nel ciclo produttivo aziendale, si rileva una sensibile sottocapitalizzazione di tutte le *local utility* analizzate – particolarmente accentuata nel caso di EnBW – ed un ampio ricorso all'indebitamento, costituito prevalentemente da finanziamenti a medio-lungo termine. Tuttavia, occorre rilevare che, in via principale, sono le *local utility* estere, ovvero Iberdrola, Union Fenosa ed EnBW, a ricorrere in misura maggiore a finanziamenti a medio-lungo termine, come testimoniato anche dallo studio degli indici di struttura. Dall'altra parte, dall'analisi della correlazione tra attivo e passivo con valori riclassificati in rapporto al grado di liquidità degli investimenti e di esigibilità dei finanziamenti emerge una minore correlazione tra investimenti e fonti di finanziamento – dal punto di vista delle scadenze – da parte delle *local utility* italiane, che è dovuta soprattutto ad un lieve difetto di rigidità delle fonti di finanziamento. Tuttavia, si sottolinea che A2A si avvicina di più, sia in valori assoluti sia come tendenza nel corso del tempo, alle *local utility* estere.

In sintesi, si può affermare che, dall'analisi finanziaria svolta, emerge un maggior equilibrio nella struttura finanziaria delle *local utility* estere, ovvero Iberdrola, Union Fenosa ed EnBW, rispetto alle *local utility* italiane. Anche se, in questi casi, si osserva una maggiore esposizione debitoria a medio-lungo termine e, nel caso di EnBW, una forte sottocapitalizzazione.

È comunque da rilevare il notevole sforzo compiuto dalle *local utility* per riequilibrare la struttura finanziaria, infatti si registra, nel complesso, un costante miglioramento della correlazione tra gli investimenti e le fonti di finanziamento. Non bisogna dimenticare nemmeno che gli investimenti strutturali effettuati per lo sviluppo dimensionale del *business*, che hanno richiesto un cospicuo aumento della esposizione debitoria delle *local utility*, non hanno ancora dispiegato completamente i propri effetti.

D'altro canto, gli investimenti in attività immobilizzate, giustificati dalla crescita della competitività del mercato dell'energia a livello europeo, hanno consentito alle *local utility* di incrementare sensibilmente la redditività della gestione, sia con riferimento alla redditività operativa che a quella netta. Grazie al miglioramento dell'efficacia e dell'efficienza della gestione, ottenuto proprio in virtù delle strategie di crescita attuate in questi ultimi anni, le *local utility* sono state in grado di far fronte agli impegni assunti nei confronti dei terzi e han-

no potuto remunerare in misura soddisfacente l'investimento degli azionisti, attraverso la distribuzione di dividendi e l'apprezzamento del valore delle azioni sui mercati finanziari.

Nel complesso, si osserva una tendenza generalizzata delle *local utility* verso la crescita dell'attività e, più in generale, della dimensione del gruppo aziendale, intesa nei suoi molteplici aspetti. Naturalmente, si riscontra qualche leggera flessione nello sviluppo, che ha avuto luogo specialmente nel biennio 2005-2006, le quali, tuttavia, possono essere considerate contrazioni fisiologiche della crescita. Si nota, inoltre, una maggior vischiosità del numero dei dipendenti, infatti questa è l'unica grandezza che non tende costantemente verso la crescita, e che, piuttosto, tende a contrarsi nel corso del tempo. Tale andamento è da ricondurre alla ricerca di una maggiore efficienza della gestione aziendale, e, ad una più oculata politica di gestione del personale.

Con riferimento all'efficacia sociale della liberalizzazione del mercato dell'energia si osserva, però, un effetto incerto della liberalizzazione sui cittadini fruitori del servizio. Sicuramente l'attuale struttura del mercato dell'energia ha consentito di temperare l'aumento dei prezzi delle materie prime, che non sono stati riversati interamente sui consumatori grazie alla vigile attività di regolazione compiuta dalle autorità preposte, sia a livello europeo che a livello nazionale. Tuttavia, i reali benefici per i consumatori non sono ancora chiari. Probabilmente, per valutare appieno l'efficacia della liberalizzazione è necessario che il mercato concorrenziale dispieghi completamente i suoi effetti e la sua capacità di sviluppo della concorrenza. Infatti, solo quando le imprese potranno operare effettivamente secondo le regole di mercato e saranno libere di fallire ci sarà una maggiore spinta verso l'efficienza della gestione. Peraltro, il mercato europeo dell'energia risulta ancora fortemente concentrato, e tale concentrazione è destinata ad aumentare nel prossimo futuro.

D'altro canto, la liberalizzazione "formale" del mercato è stata completata solo alla metà del 2007, ed ancora molti consumatori sono tutelati da uno speciale regime di tutela e salvaguardia. Solo quando i consumatori saranno veramente liberi di scegliere e prenderanno coscienza della propria forza sul mercato, ovvero quando anche la domanda di energia sarà più dinamica si accrescerà ulteriormente il grado di competitività presente sul mercato. In tale prospettiva può essere inquadrato anche il sensibile incremento degli spot pubblicitari delle imprese fornitrici di energia, che affollano i giornali, i cartelloni pubblicitari e, ultimamente, anche le reti televisive. Lo sviluppo dell'attività promozionale è infatti diretta conseguenza della maggiore competitività presente sul mercato che viene ulteriormente acuita dall'adozione di un forte orientamento delle imprese verso il cliente, poiché l'orientamento al cliente spinge le *utility* a lottare per "catturare" nuovi clienti. Del resto una maggiore consapevolezza dei cittadini in merito alle attuali condizioni di mercato e delle possibili alternative nella fornitura di energia contribuisce in modo significativo all'incremento dell'elasticità della domanda di energia, che, per sua natura, è tendenzialmente vischiosa.

Tuttavia, si osserva che il mercato concorrenziale può anche generare delle imperfezioni se non è correttamente regolato, ovvero delle esternalità negative che comportano un nuovo intervento dello Stato nell'economia. Questa è una possibile chiave di lettura per la recente crisi del settore finanziario, che ha investito l'economia mondiale. La crisi, e in alcuni casi il tracollo, degli intermediari finanziari è dovuta, in via principale, ad un difetto di rego-

lazione e controllo del mercato finanziario che ha innescato a cascata meccanismi perversi, di cui stiamo ancora pagando le conseguenze.

Dunque, ci sembra cruciale il ruolo della regolazione del mercato, intesa come regolazione della “struttura” del mercato e non come regolazione del comportamento degli attori che vi operano, affinché il mercato concorrenziale possa funzionare correttamente, poiché, come afferma Neal Ascherson *«il problema dell'economia di mercato libera è che richiede così tante guardie per farla funzionare»*¹¹⁷.

¹¹⁷ Cfr. WROE N. (2003), “Romantic nationalist”, *The Guardian*, 12 April.

Conclusioni

Negli ultimi anni del XX secolo si è affermato progressivamente in tutta l'Europa un nuovo modello di gestione dei servizi di pubblica utilità. Di fronte ai fenomeni di scarsa efficacia ed efficienza nella fornitura dei servizi pubblici da parte dello Stato, l'Unione Europea ha promosso un modello di gestione dei servizi pubblici, in cui la proprietà delle infrastrutture sia separata dalla fornitura del servizio e la produzione dei servizi di pubblica utilità sia affidata a vere e proprie imprese (di proprietà pubblica o privata) libere di competere sul mercato.

In particolare, i servizi “a rilevanza economica”, tra cui rientrano anche i servizi a rete, sono stati sottratti alla gestione diretta dello Stato (attuata mediante la proprietà pubblica dei gestori e il comando e controllo da parte dei ministeri del governo nazionale e degli assessorati delle amministrazioni locali) ed affidati alla regolazione esterna (demandata quando possibile allo stesso mercato o a meccanismi di regolazione in grado di simulare il mercato), confidando nell'efficacia della regolazione e nel corretto funzionamento del mercato concorrenziale, in cui il profitto sia in grado di esprimere il grado di efficacia ed efficienza raggiunta dalle imprese in termini di raggiungimento di condizioni di equilibrio economico nella gestione aziendale e di soddisfacimento delle richieste degli utenti del servizio.

Questa impostazione teorica ha guidato i processi di liberalizzazione del mercato e di privatizzazione delle imprese operanti nel settore dei servizi di pubblica utilità, avviati con i provvedimenti di ridimensionamento del ruolo dello Stato nell'economia, che si sono susseguiti a cavallo tra la fine del XX secolo e l'inizio del XXI secolo. Nonostante tali processi di liberalizzazione e privatizzazione siano all'origine di importanti cambiamenti negli assetti concorrenziali del settore delle *public utility*, si sono registrate spesso evidenze empiriche contrastanti con un corretto funzionamento del mercato concorrenziale, almeno nel settore dell'energia elettrica e del gas naturale. Gli innumerevoli rapporti della Commissione Europea sullo stato della liberalizzazione del mercato dell'energia e le indagini, condotte dalla stessa Commissione, oltre che dalle Autorità di regolazione nazionali, sul grado di concorrenza presente nei singoli mercati nazionali e sul mercato europeo, nel suo complesso, han-

no mostrato l'esistenza di ostacoli e barriere (legali e di fatto) alla concreta liberalizzazione del mercato elettrico e al suo effettivo funzionamento. Affinché le *performance* delle *public utility* corrispondano effettivamente ad una gestione efficace ed efficiente dei servizi pubblici è quindi indispensabile che il mercato funzioni correttamente, e che, nei casi ove non sia possibile, vengano poste in essere misure correttive che garantiscano l'effettiva corrispondenza dei risultati economici e finanziari raggiunti dalle imprese all'efficacia della gestione, intesa in termini di fissazione dei prezzi praticati e di qualità dei servizi pubblici offerti.

Più in dettaglio, nel settore energetico europeo, nonostante la liberalizzazione del mercato e l'introduzione della concorrenza, si riscontra un'elevata concentrazione degli operatori e l'esistenza – nella maggior parte dei paesi europei – di un operatore dominante in tutte le fasi della filiera. In particolare, nella generazione elettrica l'elevata concentrazione della capacità produttiva nelle mani di pochissimi operatori di dimensioni rilevanti rende di fatto inefficace il processo di liberalizzazione compiuto. Tuttavia, si ritiene che la scelta operata a favore dell'introduzione di meccanismi compiuti di mercato nel settore dell'energia, vale a dire l'aver affidato la ricerca dell'equilibrio nelle attività di negoziazione (all'ingrosso e al dettaglio) a sistemi di mercato e non già a determinazioni amministrative, oltre che essere una scelta irreversibile, è certamente in grado di indirizzare i comportamenti degli operatori, così come gli interventi delle istituzioni e dei soggetti preposti alla realizzazione delle politiche di settore, verso la realizzazione, nel medio termine, di un vero assetto competitivo ed una riduzione del livello dei prezzi dell'energia elettrica e del gas naturale rispetto ai livelli attuali. Affinché questa funzione di "indirizzo implicito" svolta dal mercato concorrenziale sia efficace, il mercato energetico europeo dovrebbe evolvere verso un assetto meno condizionato dagli ex monopolisti, aumentando la capacità di reagire adeguatamente da parte di altri soggetti alle strategie degli operatori dominanti – tra cui spiccano le *local utility* – tanto dal lato dell'offerta, quanto dal lato della domanda.

Lo studio delle risposte strategiche adottate dalle *local utility* e quello delle *performance* economico-finanziarie raggiunte dalle stesse consente di affermare che tutti i gruppi di imprese di pubblica utilità analizzati in questo studio godono di buona salute e, nonostante il sensibile sforzo finanziario compiuto per sostenere gli investimenti in capacità produttiva (orientati specialmente verso l'espansione della capacità di generazione elettrica), sono stati in grado di migliorare la propria redditività nel corso del periodo considerato, seppur con diverse gradazioni. Nel prossimo futuro, si prevede, inoltre, un ulteriore aumento della profittabilità di queste imprese, grazie alla messa in regime degli impianti di generazione attualmente in corso di realizzazione o in *repowering* e, conseguentemente, alla possibilità di rimborsare gran parte dei finanziamenti a medio-lungo termine attraverso le risorse finanziarie generate dalla crescita delle vendite di energia.

In sintesi, la liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica e del gas naturale, avendo introdotto una maggiore competitività nel mercato, sembra aver spinto – in tutta l'Unione Europea – le *local utility* verso la ricerca di una maggiore efficienza della gestione e, conseguentemente, di una maggiore profittabilità dell'attività aziendale. In questo senso, anche la concessione di maggiori gradi di libertà strategica ed operativa da parte delle istituzioni e degli enti locali proprietari dei pacchetti azionari di controllo ha permesso alle *local utility* di

raggiungere un buon equilibrio economico, indispensabile per la sopravvivenza in un ambiente altamente competitivo e dinamico in cui le stesse si trovano attualmente ad operare.

Guardando al futuro, appare cruciale per la sopravvivenza delle *local utility* nel lungo periodo la politica degli investimenti effettuati e dei finanziamenti acquisiti nel corso di questo periodo, anch'essa strettamente legata alla crescita di competitività del mercato europeo dell'energia elettrica e del gas naturale. Dall'analisi degli investimenti e dei finanziamenti si osserva, nel complesso, una sensibile sottocapitalizzazione delle *local utility* – particolarmente accentuata nel caso di EnBW – ed un ampio ricorso all'indebitamento, costituito prevalentemente da finanziamenti a medio-lungo termine. Inoltre, si può affermare che, dall'analisi finanziaria svolta, emerge un maggior equilibrio nella struttura finanziaria delle *local utility* estere, ovvero Iberdrola, Union Fenosa ed EnBW, rispetto alle *local utility* italiane. Anche se, in questi casi, si osserva una maggiore esposizione debitoria a medio-lungo termine e, nel caso di EnBW, una notevole sottocapitalizzazione.

Nel complesso, si osserva una tendenza generalizzata delle *local utility* verso la crescita dell'attività e, più in generale, della dimensione del gruppo aziendale, intesa nei suoi molteplici aspetti. Naturalmente, si riscontra qualche leggera flessione nello sviluppo, che ha avuto luogo specialmente nel biennio 2005-2006, le quali, tuttavia, possono essere considerate contrazioni fisiologiche della crescita. Si nota, inoltre, una maggior vischiosità del numero dei dipendenti, infatti questa è l'unica grandezza che non tende costantemente verso la crescita, e che, piuttosto, tende a contrarsi nel corso del tempo. Tale andamento è da ricondurre alla ricerca di una maggiore efficienza della gestione aziendale, e, ad una più oculata politica di gestione del personale.

Con riferimento all'efficacia sociale della liberalizzazione del mercato dell'energia si osserva, però, un effetto incerto della liberalizzazione sui cittadini fruitori del servizio. Sicuramente l'attuale struttura del mercato dell'energia ha consentito di temperare l'aumento dei prezzi delle materie prime, che non sono stati riversati interamente sui consumatori grazie alla vigile attività di regolazione compiuta dalle autorità preposte, sia a livello europeo che a livello nazionale. Tuttavia, i reali benefici per i consumatori non sono ancora chiari. Probabilmente, per valutare appieno l'efficacia della liberalizzazione è necessario che il mercato concorrenziale dispieghi completamente i suoi effetti e la sua capacità di sviluppo della concorrenza. Infatti, solo quando le imprese potranno operare effettivamente secondo le regole di mercato e saranno libere di fallire ci sarà una maggiore spinta verso l'efficienza della gestione. Peraltro, il mercato europeo dell'energia risulta ancora fortemente concentrato, e tale concentrazione è destinata ad aumentare nel prossimo futuro.

In sintesi, per aumentare la competitività del mercato europeo dell'energia, appare necessario adottare, nel prossimo futuro, misure in merito agli assetti strutturali e di promozione dello sviluppo di un'offerta competitiva di energia, nonché all'assetto regolamentare della domanda. Più in particolare, affinché il mercato possa definirsi effettivamente contenibile e si raggiunga quindi una vera liberalizzazione del settore è necessario sostenere nuovi investimenti sulla rete di trasmissione nazionale, potenziare le linee di interconnessione europea, e costruire nuovi impianti di generazione, nonché effettuare il *repowering* di quelli esistenti, in un'ottica di riequilibrio dei flussi di energia elettrica sull'intero territorio europeo. Infatti, soltanto un aumento della capacità di trasporto delle reti nazionali ad alta ten-

sione sostenuto da un aumento generale della capacità di generazione può contrastare il potere degli operatori dominanti, che, ad oggi, possono sfruttare a proprio vantaggio le congestioni di rete e la localizzazione squilibrata degli impianti di generazione (sia in valori assoluti per capacità disponibile che per tipologia d'impianti) per influire sui meccanismi di formazione del prezzo. In merito alla fase di approvvigionamento, appare anche necessario ripensare alle tipologie di fonti energetiche impiegate, e ridurre il condizionamento dal petrolio e dal gas naturale, fonti molto onerose ed esposte al vincolo delle forniture estere. Ciò vale soprattutto per quei paesi fortemente ancorati alla produzione termoelettrica da combustibili fossili o a ciclo combinato, tra cui spicca l'Italia.

D'altro canto, lo sviluppo di energia pulita, prodotta da fonti rinnovabili, è certamente una strada da perseguire, ma da sola non può risultare risolutiva. Inoltre, dal lato della domanda sarebbe auspicabile l'emergere di un maggior potere di mercato, magari attraverso la creazione di aggregazioni e gruppi di grandi consumatori in grado di negoziare in borsa innescando un maggior confronto competitivo dal lato dell'offerta. Infine, sembra opportuno favorire l'introduzione di una misurazione dei consumi legata al momento in cui avvengono i prelievi di elettricità (mediante l'installazione di contatori orari) e di cui si possa tener conto nella tariffa finale, al fine di sviluppare una partecipazione attiva e consapevole della domanda ed incentivare le strategie di acquisto dell'energia elettrica maggiormente reattive alle variazioni di prezzo.

In conclusione, il processo di liberalizzazione del mercato dell'energia, già di per sé condizionato dalle caratteristiche fisiche dei servizi offerti, si trova a convivere con numerosi meccanismi che non appartengono al mercato concorrenziale ma che sono, in molti casi, l'espressione di un nuovo ruolo che viene attribuito alle autorità di regolazione. La liberalizzazione comporta anche una ridefinizione del ruolo dello Stato poiché la decentralizzazione delle funzioni decisionali del settore implicano una maggiore complessità di coordinamento con le scelte di politica energetica e di tutela dell'ambiente, effettuate a livello nazionale. Inoltre, la scelta di liberalizzare il settore elettrico sembra prescindere dalla politica di privatizzazione delle imprese, che appare più uno strumento per raccogliere capitali sul mercato finanziario piuttosto che una convinta politica di cessione della proprietà delle imprese elettriche, tuttora saldamente in mano pubblica.

Pertanto, l'introduzione della concorrenza nel mercato energetico europeo, seppure non completamente realizzata, sembra uno strumento idoneo ad incentivare il recupero di efficacia ed efficienza del settore dell'energia, in grado di generare concreti benefici per i consumatori nel prossimo futuro, soprattutto in termini di risparmio di costi.

Bibliografia

- AA.VV. (1992), *Il marketing dei servizi*, Giuffrè, Milano.
- AA.VV. (1998), *Il sistema tariffario nel settore del gas: un confronto europeo*, Ciriec, Franco Angeli, Milano.
- AA.VV. (2000), *Analisi di bilancio: valutazioni, rating e simulazioni*, Ipsoa, Milano.
- AA.VV. (2007), *Indice delle Liberalizzazioni 2007*, Istituto Bruno Leoni, Torino.
- AA.VV. (2007), *Rapporto Enti territoriali e servizi pubblici locali: liberalizzazioni, investimenti, gestione*, Dipartimento di Economia Pubblica della Facoltà di Economia dell'Università degli studi di Roma "La Sapienza" in collaborazione con Dexia Crediop, Roma.
- ABELL D.F. (1980), *Defining the Business: The Starting Point of Strategic Planning*, Prentice Hall, Englewood Cliffs, (N.J.).
- AGLIATI M. (1999), Modelli contabili e modelli del valore, *Economia e Management*, n. 6.
- AIROLDI G., BRUNETTI G., CODA V. (1994), *Economia aziendale*, Il Mulino, Bologna.
- ALCHIAN A., DEMSETZ H. (1972), Production, Information Costs, and Economic Organization, *American Economic Review*, 62 (5): 777-795.
- AMADUZZI A. (1936), *Sulla variabilità del processo produttivo*, Cacucci, Bari.
- AMADUZZI A. (1965), *Economia dell'azienda industriale*, Utet, Torino.
- AMADUZZI A. (1965), *Sull'economia delle aziende pubbliche di erogazione*, Giappichelli, Torino.
- AMADUZZI A. (1967), *L'azienda nel suo sistema e nell'ordine delle sue rilevazioni*, Utet, Torino.
- AMADUZZI A. (1981), *L'azienda*, Utet, Torino.
- AMADUZZI A. (1993), Il sistema degli studi aziendali sulla base dei principi, *Rivista Italiana di Ragioneria e di Economia Aziendale*, n. 1-2.
- AMADUZZI A. (2000), *Obiettivi e valore dell'impresa: misure di performance*, Il Sole24Ore, Milano.
- AMBURGEY T.L., DACIN T. (1994), As the Left Foot Follows the Right? The Dynamics of Strategic and Structural Change, *Academy of Management Journal*, 37(6): 1427-1452.
- AMIT R., ZOTT C. (2001), Value Creation in E-Business, *Strategic Management Journal*, 22(6-7): 493-520.
- AMODEO A. (1964), *Ragioneria generale delle imprese*, Giannini, Napoli.
- ANDREWS K.R., CHRISTENSEN C.R., GUTH W, and LEARNED E. (1965), *Business Policy: text and cases*, Irwin, Homewood Illinois.
- ANSELMINI L. (1993), *Il processo di trasformazione della pubblica amministrazione*, Giappichelli, Torino.
- ANSOFF H.I. (1965), *Corporate Strategy: An Analytic Approach to Business Policy for Growth and Expansion*, McGraw-Hill, New York.
- ANTHONY R. N., YOUNG D.W. (2003), *Management Control in Nonprofit Organizations* (7th ed.), McGraw-Hill, Irwin, New York.

- ANTHONY R.N. (1966), *Contabilità per la direzione*, Etas Libri, Milano.
- ANTHONY R.N. (1986), *Contabilità e bilancio*, Franco Angeli, Milano.
- ANTONELLI V., IULIANO G. (2003), Osservazioni economico-aziendali sulle regole di mercato nei servizi pubblici locali: il settore della distribuzione del gas, *Azienda Pubblica*, n. 3.
- ANTONIOLI B., BOGNETTI G. (2001), *Modelli di offerta dei servizi pubblici locali in Europa*, Working Paper n. 01.07, Dipartimento di Economia Politica e Aziendale, Università degli Studi di Milano.
- ANTONIOLI B., BOGNETTI G. (2004), L'evoluzione dell'offerta dei servizi pubblici locali in Europa, *Economia Pubblica*, n. 2.
- AUTORITÀ GARANTE DELLA CONCORRENZA E DEL MERCATO, AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS (2005), *Indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e del gas naturale*, Presidenza del Consiglio dei Ministri, Dipartimento per l'Informazione e l'Editoria, Roma.
- AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS, *Relazione annuale alla Commissione Europea sullo stato dei servizi e sulla regolazione dei settori dell'energia elettrica e del gas*, Presidenza del Consiglio dei Ministri, Dipartimento per l'Informazione e l'Editoria, Roma, Eds. 2005, 2006, 2007, 2008.
- AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS (2007), Comunicato: *Energia: su internet "1° Luglio – Istruzioni per l'uso", una guida all'apertura del mercato elettrico*, Milano, 29 giugno 2007.
- AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS (2007), *Delibera n. 11 sugli obblighi di separazione amministrativa e contabile (unbundling) per le imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas*, Presidenza del Consiglio dei Ministri, Dipartimento per l'Informazione e l'Editoria, Roma.
- AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS (2007), *Relazione tecnica relativa alla delibera n.11 del 18 gennaio 2007 ed allegati*, Presidenza del Consiglio dei Ministri, Dipartimento per l'Informazione e l'Editoria, Roma.
- AZZINI L. (1957), *Le situazioni d'impresa investigate nella dinamica economica delle produzioni. Le situazioni patrimoniali*, Giuffrè, Milano.
- AZZINI L. (1975), *I gruppi aziendali*, Giuffrè, Milano.
- AZZINI L. (1976), *Flussi di valori, reddito e conservazione del capitale delle imprese*, Giuffrè, Milano.
- AZZINI L. (1982), *Istituzioni di economia d'azienda*, Giuffrè, Milano.
- BACCARINI C. (1988), *Mutamenti ambientali e condotta strategica delle imprese municipalizzate*, Cedam, Padova.
- BACIDORE J.M., BOQUIST J.A., MILBOURN T.T., THAKOR V. The Search for the Best Financial Performance Measure, *Financial Analysts Journal*, 53(3): 11-20.
- BAIN J. (1956), *Barriers to New Competition*, Harvard University Press, Cambridge.
- BANDETTINI A. (1987), "Spunti di riflessione sulle esperienze dei maggiori paesi europei in tema di bilancio sociale", in AA.VV. *Saggi di economia aziendale per Lino Azzini*, Giuffrè, Milano.
- BARON D.P., MYERSON R. (1982), Regulating a Monopolist with Unknown Costs, *Econometrica*, 50: 911-30.
- BARZELAY M. (1992), *Breaking Through Bureaucracy*, University California, Press, Berkley.
- BATTILOSSI S. (2001), *Acea di Roma 1909-2000*, Cirioc, Franco Angeli, Milano.
- BAUMOL W.J., PANZAR J.C. & WILLING R.D. (1982), *Contestable Markets and the Theory of Industry Structure*, Harcourt Brace Jovanovich, New York.
- BECCARELLO M., PIRON M. (2005), Mercato elettrico e concorrenza: Analisi giuridico-economica e proposte di completamento del quadro comunitario, *Mercato concorrenza regole*, n. 3.
- BERETTA ZANONI A. (1997), *Strategia e politica aziendale negli studi italiani ed internazionali*, Giuffrè, Milano.
- BERGAMIN BARBATO M. (1974), "Il valore segnaletico degli indici di bilancio in rapporto ai criteri seguiti per la loro determinazione", in V. CODA, G. BRUNETTI, M. BERGAMIN BARBATO, *Indici di bilancio e flussi finanziari*, Etas Libri, Milano.
- BERGAMIN BARBATO M. (1991), *Programmazione e controllo in un'ottica strategica*, Utet, Torino.
- BERGAMIN BARBATO M., CODA V. BRUNI G. (1979), *Le strutture di bilancio*, ISEDI, Milano.
- BERTINI U. (1987), *Introduzione allo studio dei rischi nell'Economia Aziendale*, Giuffrè, Milano.
- BERTINI U. (1990), *Il sistema d'azienda. Schemi d'analisi*, Giappichelli, Torino.
- BERTINI U. (1991), "Il governo dell'impresa tra managerialità e imprenditorialità", in *Scritti di politica aziendale*, Giappichelli, Torino.

- BERTINI U. (1991), "In merito alle condizioni che determinano il successo aziendale", in *Scritti di politica aziendale*, Giappichelli, Torino.
- BERTINI U. (1992), Fattori di successo e condizioni di sviluppo delle piccole e medie imprese, *Studi e informazioni della Banca Toscana*, n. 1.
- BERTINI U. (1997), "Verso una nuova interpretazione del concetto di azienda", in *Scritti in memoria di Raffaele Doriano*, Tomo I, Cedam Padova.
- BERTRAND O., ZITOUNA H. (2006), Trade Liberalization and Industrial Restructuring: The Role of Cross-Border Mergers and Acquisitions, *Journal of Economics & Management Strategy*, 15(2): 479-515.
- BIANCARDI A. (2004), Alcune considerazioni sul processo di liberalizzazione del settore del gas naturale in Italia, *L'industria*, n. 3.
- BIANCO M., SESTITO P. (2007), Reforms in Local Public Services: Bad Design or Badly Managed Implementation?, *Giornale degli Economisti e Annali di Economia*, 67(2): 231-272.
- BLASI A., BOI V., GONCALVES F., MAGALDI M., ZUCCHINI F. (2004), *Gas e infrastrutture: scenari e prospettive*, Working Paper.
- BOGNETTI G., PIACENTINO D. (2005), a cura di, Privatizzazione e riorganizzazione dei servizi di pubblica utilità. Riflessione economica e caso italiano, fascicolo monografico di *Economia Pubblica*, n. 1-2.
- BOGNETTI G., ROBOTTI L. (2003), The Reform of Local Public Utilities in Italy, *Annals of Public and Cooperative Economics*, 74: 117-137.
- BOLCHINI P. (1999), *Storia delle aziende elettriche municipali*, Laterza, Bari.
- BONACCHI M. (2004), *Aziende multi-utility e misurazione delle prestazioni*, Franco Angeli, Milano.
- BONARI G., PATRIGNANI C. (2006), Novità per le aziende di distribuzione e trasporto di gas naturale ed energia elettrica, *Amministrazione & finanza*, n. 14.
- BONINI M. (2002), L'apertura del mercato nazionale dell'energia elettrica: una nuova tappa nella costruzione di un governo dell'economia comunitaria, [COMMENTO a Consiglio Europeo, Conclusioni della Presidenza, Barcellona, 15 e 16 mar. 2002], *Rivista italiana di diritto pubblico comunitario*, n. 4.
- BORGONOV E. (1984), *Introduzione all'economia delle amministrazioni pubbliche*, Giuffrè, Milano.
- BORGONOV E. (1996), "Il comportamento economico dell'impresa tra il modello della competizione concorrenziale e il modello della competizione collaborativa", in AA.VV., *Il governo dell'economia e delle istituzioni*, Giuffrè, Milano.
- BORGONOV E. (2000a), L'organizzazione a rete nelle amministrazioni pubbliche, *Azienda Pubblica*, 13(4): 341-343.
- BORGONOV E. (2000b), Governare l'amministrazione pubblica con il sistema a rete, *Azienda Pubblica*, 13(4): 485-487.
- BORGONOV E. (2005), *Principi e sistemi aziendali per le amministrazioni pubbliche*, Egea, Milano.
- BOSTON CONSULTING GROUP (1968), *Perspective on Corporate Strategy*, B.C.G. Inc., Boston (USA).
- BOWER J.L. (1970), *Managing the Resource Allocation Process*, Harvard University Press, Cambridge.
- BOWLING C.J., CHO C.L., & WRIGHT D.S. (2004), Establishing a Continuum from Minimizing to Maximizing Bureaucrats: State Agency Head Preferences for Governmental Expansion – a Typology of Administrator Growth Postures, 1964-98, *Public Administration Review*, 64(4): 489-499.
- BOYER M., LAFFONT J. (2000), *Competition and the Reform of Incentive Schemes in the Regulated Sector*, Cirano, Montreal.
- BRUNETTI G. (1989), "L'economicità e la rilevazione", in G. AIROLDI, G. BRUNETTI, V. CODA, *Lezioni di economia aziendale*, Il Mulino, Bologna.
- BRUNETTI G. (1990), La valutazione delle prestazioni di area strategica d'affari, *Rivista dei Dottori Commercialisti*, n. 2.
- BRUNETTI G., CODA V., FAVOTTO S. (1991), *Analisi, previsioni, simulazioni economico-finanziarie d'impresa*, Etas Libri, Milano.
- BRUNI G. (1968), *Le imprese pubbliche in economia d'azienda*, Libreria Dante Editrice, Verona.
- BRUNI G. (1990), *Contabilità per l'Alta direzione. Il processo informativo funzionale alle decisioni di governo dell'impresa*, Etas Libri, Milano.
- BRUSA L. (1995), *Contabilità dei costi*, Giuffrè, Milano.
- BRUSA L. (2000), Sistemi manageriali di programmazione e controllo, Giuffrè, Milano.

- BRUTI LIBERATI E., FORTIS M. (2001), a cura di, *Le imprese multiutility: aspetti generali e prospettive dei settori a rete*, Il Mulino, Bologna.
- BULCKAEN F., CAMBINI C. (2000), *I servizi di pubblica utilità: regolazione e concorrenza nei nuovi mercati*, Franco Angeli, Milano.
- BURATTI C., CAVALIERE A., OSCULATI F. (2001), *Privatizzazioni parziali e liberalizzazioni incomplete. Una nota sui servizi pubblici locali*, XIII Riunione scientifica annuale della SIEP, Pavia, 5-6 ottobre.
- BURGELMAN R.A. (1983), A Model of the Interaction of Strategic Behavior, Corporate Context, and Concept of Strategy, *Academy of Management Review*, 8(1): 61-71.
- BURNS T., STALKER G.M. (1961), *The Management of Innovation*, Tavistock Publication, Londra, (trad. it. *Direzione aziendale e innovazione*, Franco Angeli, Milano, 1971).
- CAFFERATA R. (1981), Organizzazione e ambiente esterno: un rapporto inconcludente, *Economia e politica industriale*, n. 32.
- CAFFERATA R. (1983), *Pubblico e privato nel sistema delle imprese*, Franco Angeli, Milano.
- CAFFERATA R. (1984), *Teoria dell'organizzazione. Un approccio non contingente*, Franco Angeli, Milano.
- CAFFERATA R. (1993), *La società pubblica per azioni*, Franco Angeli, Milano.
- CAFFERATA R. (1997), Il sistema delle partecipazioni statali in Italia. Dalle origini alle privatizzazioni, *Finanza Marketing e Produzione*, n. 2.
- CAFFERATA R. (2008), *L'Impresa Pubblica nell'Unione Europea*, Aracne, Roma.
- CALZA F. (2006), La gestione strategica del portafoglio di fonti energetiche nelle Energy Companies, *Economia e diritto del terziario*, n. 1.
- CALZOLAI G., SCARPA C. (2002), *Regulating Multiutilities*, Mimeo, Università di Brescia.
- CAMPANINI L. (2002), *Gli accordi nel settore dei servizi pubblici*, Banca Intesa.
- CAMPANINI L. (2003), *L'industria dei servizi idrici*, Banca Intesa.
- CAMPANINI L. (2003), *Le utilities verso il mercato*, Banca Intesa.
- CAPALDO P. (1971), Il cash flow e le analisi finanziarie nella gestione d'impresa, *Rivista dei Dottori Commercialisti*, n. 6.
- CAPALDO P. (1998), *Reddito, capitale e bilancio d'esercizio. Una introduzione*, Giuffrè, Milano.
- CAPRA R. (2002), Gas naturale: ci sarà mercato?, *Economia delle fonti d'energia e dell'ambiente*, n. 2.
- CARAMIELLO C. (1993), *Il rendiconto finanziario*, Giuffrè, Milano.
- CARAMIELLO C. (1993), *Indici di bilancio*, Giuffrè, Milano.
- CARLI M., CARPANI G., CECCHETTI M., GROPPI T. e SINISCALCHI A. (2008), *Governance ambientale e politiche governative. L'attuazione del protocollo di Kyoto*, Il Mulino, Milano.
- CARRANO A. (2002), La rete di trasmissione dell'energia elettrica italiana: la situazione, i vincoli ed i loro effetti, *Economia delle fonti d'energia e dell'ambiente*, n. 3.
- CARTA M. (2003), La liberalizzazione dei servizi di interesse economico generale dell'Unione: il mercato interno dell'energia elettrica, *Diritto dell'Unione Europea*, n. 4.
- CASELLI L. (1970), *L'impresa pubblica nell'economia di mercato*, Giuffrè, Milano.
- CASSANDRO P.E. (1979), *Le gestioni erogatrici pubbliche*, Utet, Torino.
- CASSANDRO P.E. (1985), Sulla cosiddetta performance d'azienda e sulle possibilità di una sua valutazione, in *Rivista italiana di Ragioneria e di Economia Aziendale*, 4-5.
- CASSESE S. (1998), "Le privatizzazioni: arretramento o riorganizzazione dello Stato?", in G. MARASÀ (a cura di), *Profili giuridici delle privatizzazioni*, Giappichelli, Torino.
- CASSESE S., MASSERA A. (1977), "Le imprese pubbliche in Italia", in S. CASSESE, A. GIANNOLA, A. MASSERA, F.B. MERSI, G. TABUCCI, *L'impresa pubblica*, Franco Angeli, Milano.
- CASSESE S., MASSERA A. (1986) "Tipologie di aziende di produzione pubbliche", in R. CAFFERATA (a cura di), *Economia delle imprese pubbliche*, Franco Angeli, Milano.
- CASSETTA E. (2004), L'approccio comunitario alla adeguatezza della capacità di generazione nei sistemi elettrici liberalizzati, *Economia delle fonti d'energia e dell'ambiente*, n. 1.
- CATTANEO M. (1976), *Analisi finanziaria e di bilancio*, Etas Libri, Milano.
- CATTANEO M. (1988), *Finanza aziendale: il capitale circolante netto*, Utet, Torino.

- CATTANEO M. (1991), L'impresa agli inizi degli anni Novanta, in *Finanza, Marketing e Produzione*, n. 4.
- CATTANEO M. (1998), *Principi di valutazione del capitale d'impresa*, Il Mulino, Bologna.
- CATTURI G. (1994), *La teoria dei flussi e degli stocks ed il "sistema dei valori" dell'impresa*, Cedam, Padova.
- CATTURI G. (2003), *L'azienda universale. L'idea forza, la morfologia e la fisiologia*, Cedam, Padova.
- CAVALIERI E. (1995), *Variabilità e strutture d'impresa*, Cedam, Padova.
- CAVALIERI E. (1995), *Variabilità e strutture d'impresa*, Cedam, Padova.
- CAVALIERI E., FERRARIS FRANCESCHI R. (2008), *Economia Aziendale*, volume I, Giappichelli, Torino.
- CAVALIERI E., RANALLI F. (1999), *Economia aziendale, Aree funzionali e governo d'impresa*, volume II, Giappichelli, Torino.
- CECCHERELLI A. (1970), *Il linguaggio dei bilanci*, Le Monnier, Firenze.
- CELERINO R., GERELLI E. (2004), Blackout elettrici: una lezione utile?, *Economia Pubblica*, n. 3.
- CEPIKU D. (2006), Le reti di amministrazioni pubbliche nella prospettiva economico-aziendale, *Rivista italiana di ragioneria e di economia aziendale*, 106(7/8): 470-487.
- CERRATO D. (2004), *I percorsi di sviluppo delle Public Utilities. Risposte strategiche alla liberalizzazione del settore dell'energia*, Cedam, Padova.
- CERVIGNI G., D'ANTONI M. (2001), *Monopolio naturale, concorrenza, regolamentazione*, Carocci, Roma.
- CHADWICK E. (1859), Results of Different Principles of Legislation and Administration in Europe for the Field, as Compared with Competition within the Field of Service, *22 Royal Sta. Journal*, n. 381.
- CHANDLER A. (1962), *Strategy and Structure: chapters in the history of the American industrial enterprise*, The Mit Press, Cambridge.
- CHESBROUGH H., ROSENBLOOM R.S. (2000), *The Role of the Business Model in capturing value from Innovation: Evidence from XEROX Corporation's Technology Spinoff Companies*, Harvard Business School Press, Boston.
- CHIAPPETTI A., CLEMENTI F., DEGNI M., DI GIOVAMBATTISTA A., FLORENZANO D., IOVINELLA G., SOLUSTRI A. (1998), *Servizi pubblici locali verso il mercato*, Franco Angeli, Milano.
- CHIRICO A. (2005), *La valutazione delle performance delle Sim: indicatori e modelli*, Giappichelli, Torino.
- CHRISTENSEN T., LAEGREID P. (2005) "Autonomization and Policy Capacity: dilemmas and challenges facing political executives", in M. Painter & J. Pierre (Eds.), *Challenges to State Policy Capacity: global trends and comparative perspectives*, Palgrave Macmillan, Basingstoke.
- CINQUINI L. (2003); *Strumenti per l'analisi dei costi*, vol. I, *Fondamenti di Cost Accounting*, Giappichelli, Torino.
- CLAYCOMB C., GERMAIN R., DROEGE C. (2000), The Effects of Formal Strategic Marketing Planning on the Industrial Firm's Configuration, Structure, Exchange Patterns, and Performance, *Industrial Marketing Management*, 29(3): 219-234.
- CODA V. (1968), *I costi di produzione*, Giuffrè, Milano.
- CODA V. (1970), *I costi standard nella programmazione e nel controllo della gestione*, Giuffrè, Milano.
- CODA V. (1982), "La tensione verso obiettivi di economicità", in *La determinazione del reddito nelle imprese del nostro tempo alla luce del pensiero di Gino Zappa*, Cedam, Padova.
- CODA V. (1988), *L'orientamento strategico d'impresa*, Utet, Torino.
- CODA V. (2005), "Responsabilità sociale e strategica d'impresa", in AA. VV., *Guida critica alla responsabilità sociale e al governo d'impresa. Problemi, teorie ed applicazioni della CSR*, a cura di L. SACCONI, Bancaria Editrice, Roma.
- COLANGELO R. e MENEGUZZO M. (2006), "La governance pubblica nei processi di modernizzazione della pubblica amministrazione", in AA.VV., *Governance Pubblica: approcci teorici ed esperienze*, McGraw-Hill, Milano.
- COLLINS D.J., MONTGOMERY C.A., INVERNIZZI G., MOLTENI M. (2007), *Corporate Strategy*, McGraw-Hill, Milano.
- COMITATO ECONOMICO E SOCIALE DELLA COMMISSIONE EUROPEA (1999), *Parere riguardante i servizi d'interesse generale (1999/C368/17)*, Bruxelles.
- COMMISSIONE EUROPEA (1999), *Indicators for Monitoring and Evaluation: an indicative methodology*. Working Paper n. 3, Commission Staff Working Paper, Bruxelles.

- COMMISSIONE EUROPEA (2000), *Libro verde "Verso una strategia europea di sicurezza dell'approvvigionamento energetico"*, COM (2000) 769 - Non pubblicato nella Gazzetta Ufficiale.
- COMMISSIONE EUROPEA (2001), *First Benchmarking Report on the Implementation of the Internal Electricity and Gas Market*, Commission Staff Working Paper, Bruxelles. SEC (2001) 1957.
- COMMISSIONE EUROPEA (2001), *Libro Verde "Promuovere un quadro europeo per la responsabilità sociale delle imprese"*, Commission Staff Working Paper, Bruxelles.
- COMMISSIONE EUROPEA (2002), *Comunicazione "Responsabilità sociale delle imprese: un contributo delle imprese allo sviluppo sostenibile"*, Commission Staff Working Paper, Bruxelles.
- COMMISSIONE EUROPEA (2002), *Second Benchmarking on the Implementation of the Internal Electricity and Gas Market*, Commission Staff Working Paper, Bruxelles. SEC (2002) 1038.
- COMMISSIONE EUROPEA (2003), *EU Productivity and Competitiveness: An Industry Perspective*. Mary O'Mahony and Bart Van Ark (ed.) per la DG Impresa.
- COMMISSIONE EUROPEA (2003), *Libro verde sui servizi di interesse generale*, COM (2003) 270 – Non pubblicato nella Gazzetta Ufficiale.
- COMMISSIONE EUROPEA (2003), *Second Benchmarking on the Implementation of the Internal Electricity and Gas Market*, updated version including the accession countries, Commission Staff Working Paper, Bruxelles. SEC (2003) 448.
- COMMISSIONE EUROPEA (2003), *Third Benchmarking on the Implementation of the Internal Electricity and Gas Market*, Commission Staff Working Paper, Bruxelles. COM (2003) 777.
- COMMISSIONE EUROPEA (2004), *Fourth Benchmarking on the Implementation of the Internal Electricity and Gas Market*, Commission Staff Working Paper, Bruxelles. COM (2004) 863.
- COMMISSIONE EUROPEA (2004), *Libro Bianco sui servizi di interesse economico generale*, COM (2004) 374 definitivo – Non pubblicato nella Gazzetta Ufficiale.
- COMMISSIONE EUROPEA (2004), *Secondo Libro Verde relativo ai partenariati pubblico-privati ed al diritto comunitario degli appalti pubblici e delle concessioni*, COM(2004) 327 definitivo – Non pubblicato nella Gazzetta Ufficiale.
- COMMISSIONE EUROPEA (2005), *Il sostegno a favore dell'elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili*, COM(2005) 627 definitivo, Commission Staff Working Paper, Bruxelles.
- COMMISSIONE EUROPEA (2005), *Report on Progress in Creating the Internal Gas and Electricity Market*, Commission Staff Working Paper, Bruxelles. SEC (2005) 1448.
- COMMISSIONE EUROPEA (2005), *Report on the Green Paper on Energy - Four years of European Initiatives*, Energy and Transport DG, Commission Staff Working Paper, Bruxelles.
- COMMISSIONE EUROPEA (2005), *Technical Annex to the Report from the Commission to the Council and the European Parliament*, SEC(2005) 1445.
- COMMISSIONE EUROPEA (2006), *Commission Communication on Progress in Creating the Internal Gas and Electricity Market*, COM(2005) 568 and *Technical Annex*, SEC(2005) 1445, Corrigendum. Commission Staff Working Paper, Bruxelles.
- COMMISSIONE EUROPEA (2006), *Document, Implementation Report on Electricity and Gas EU Regulatory Framework: Country Reviews*, SEC(2006) 1709, Commission Staff Working Paper, Bruxelles.
- COMMISSIONE EUROPEA (2006), *Indagine ai sensi dell'articolo 17 del regolamento (CE) n. 1/2003 nei settori europei del gas e dell'elettricità*, COM(2006) 851 definitivo, Commission Staff Working Paper, Bruxelles.
- COMMISSIONE EUROPEA (2006), *Libro Verde "Una strategia europea per un'energia sostenibile, competitiva e sicura"*, COM (2006) 105 - Non pubblicato nella Gazzetta Ufficiale.
- COMMISSIONE EUROPEA (2006), *Piano di interconnessione prioritario*, COM(2006) 846 definitivo, Commission Staff Working Paper, Bruxelles.
- COMMISSIONE EUROPEA (2006), *Prospettive del mercato interno del gas e dell'elettricità*, COM(2006) 841 definitivo, Commission Staff Working Paper, Bruxelles.
- COMMISSIONE EUROPEA (2007), *Memo/07/9*, Commission Staff Working Paper, Bruxelles.
- COMMISSIONE EUROPEA (2007), *Proposta di direttiva che modifica la direttiva 2003/54/CE relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica*, COM(2007) 528 definitivo, Commission Staff Working Paper, Bruxelles.

- COMMISSIONE EUROPEA (2007), *Proposta di direttiva che modifica la direttiva 2003/55/CE relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale*, COM(2007) 529 definitivo, Commission Staff Working Paper, Bruxelles.
- COMMISSIONE EUROPEA (2007), *Proposta di Regolamento che istituisce un'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia*, COM(2007) 531 definitivo, Commission Staff Working Paper, Bruxelles.
- COMMISSIONE EUROPEA (2007), *Proposta di Regolamento che modifica il regolamento (CE) n. 1228/2003 relativo alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica*, COM(2007) 531 definitivo, Commission Staff Working Paper, Bruxelles.
- COMMISSIONE EUROPEA (2007), *Proposta di Regolamento che modifica il regolamento (CE) n. 1775/2005 relativo alle condizioni di accesso alle reti di trasporto del gas naturale*, COM(2007) 532 definitivo, Commission Staff Working Paper, Bruxelles.
- COMMISSIONE EUROPEA (2007), *Una politica energetica per l'Europa*, COM(2007) 1 definitivo, Commission Staff Working Paper, Bruxelles.
- COMMISSIONE EUROPEA (2007), *Horizontal evaluation of the performance of network industries providing services of general economic interest*, SEC(2007) 1024, Commission Staff Working Paper, Bruxelles.
- COMMISSIONE EUROPEA (2008), *Accompanying document to the Report on Progress in Creating the Internal Gas and Electricity Market*, COM(2008) 192 definitivo, Commission Staff Working Paper, Bruxelles.
- COMMISSIONE EUROPEA (2008), *Report on Progress in Creating the Internal Gas and Electricity Market*, SEC(2008) 460 definitivo, Commission Staff Working Paper, Bruxelles.
- COMUZZI E. (2001), *Bilancio e misurazione della «performance». Il ruolo della chiarezza, correttezza e verità nel bilancio destinato a pubblicazione*, Giappichelli, Torino.
- COOPER R. E KAPLAN R.S. (1999), *The Design of Cost Management System*, (II ed.), Prentice Hall, New York.
- COPELAND T.E., KOLLER T., MURRIN J. (1996), *Valuation, Measuring and Managing the Value of Companies*, Wiley, New York.
- COPENHAGEN ECONOMICS (2005), *The 2005 Horizontal Evaluation Of The Performance Of Network Industries Providing Services Of General Economic Interest* (“2005 SGEI report”), 6202 European Commission & DG Internal Market, Copenhagen.
- CORTE DI GIUSTIZIA EUROPEA (2007), *Sentenza del procedimento C-196/07*, Bruxelles.
- COURNOT A.A. (1838[1980]), *Recherches sur les principes mathématiques de la théorie des richesses*, Hachette, Paris (reprint in COURNOT A.A. (1980), *Oeuvres complètes*, vol. III, G. Jorland ed., Librairie philosophique J.Vrin, Paris).
- COZZI G., LINARES E. (2005), *Processi di internazionalizzazione e di concentrazione delle utilities energetiche – Il conteso europeo*, Osservatorio sulla politica energetica e ambientale, Milano.
- CRAPES C., CRETI A. (2005), *Capacity Competition in Electricity Markets*, *Economia delle fonti d'energia e dell'ambiente*, n. 2.
- CREATINI R. (2007), “Come liberalizzare in modo energetico?”, in PAMMOLLI F., CAMBINI C., GIANNACCARI A. (2007), a cura di, *Politiche di liberalizzazione e concorrenza in Italia. Proposte di riforma e linee di intervento settoriali*, Il Mulino, Bologna.
- CREPAX N. (2002), *Storia dell'industria in Italia*, Il Mulino, Bologna.
- CROZIER M. (1964), *The Bureaucratic Phenomenon*, University of Chicago Press, Chicago.
- DA EMPOLI S. (2005), *The Regulatory Management in the Energy and Electronic Communications Sectors: towards institutional convergence?*, *Economia delle scelte pubbliche*, n. 1-2.
- DALLOCCIO M., ROMITI S., VESIN G. (2001), *Public Utilities: creazione del valore e nuove strategie*, Egea, Milano.
- DE DOMINICIS U. (1966), *Lezioni di ragioneria generale*, volume I, *Introduzione allo studio della ragioneria*, Azzoguidi, Bologna.
- DE MICHELIS A., GRANIERI M. (2002) *Deregolamentazione e crisi energetica. Appunti di viaggio sul caso californiano*, *Mercato concorrenza regole*, n.1.
- DE PAOLI L. (2002), *La riforma dei settori dell'energia elettrica e del gas in Italia e in Europa*, *Economia delle fonti d'energia e dell'ambiente*, n. 1.
- DE PAOLI L. (2004), *Blackout, sviluppo delle reti e liberalizzazione del settore elettrico*, *Mercato concorrenza regole*, n. 1.

- DE PAOLI L. (2004), Lo scenario energetico nazionale ed internazionale, *Economia delle fonti d'energia e dell'ambiente*, n. 3.
- DE PAOLI L. (2005), Considerazioni sulla situazione e sulla politica energetica internazionale dell'Italia, *Economia delle fonti d'energia e dell'ambiente*, n. 3.
- DE VILLERS J. (1997), "The Distortions in Economic Value Added (EVA) Caused by Inflation", in *Journal of Economics and Business*, 49(3): 285-300.
- DELLA CANANEA G. (2004) L'organizzazione comune dei regolatori per l'energia elettrica e il gas, *Rivista italiana di diritto pubblico comunitario*, n. 6.
- DELORS J. (1994), White Paper, "Growth, Competitiveness, Employment: the challenges and ways forward into the 21st century", Commission Staff Working Paper, Bruxelles.
- DEMSETZ H. (1968), Why Regulate Utilities?, *Journal of Law and Economics*, 11: 56-66.
- DEXIA CREDIOP (2004), *Local Public Companies in the 25 countries of the European Union*.
- DEZZANI F. (1971), *Rischi e politiche d'impresa*, Giuffrè, Milano.
- DI BERNARDO, B. (1991), *Le dimensioni dell'impresa: scala, scopo, varietà*, Franco Angeli, Milano.
- DI CARLO E. (2007), *Governance e trasparenza del conflitto di interessi nei gruppi aziendali*, Aracne, Roma.
- DI CARLO E. (2009), *I gruppi aziendali tra economia e diritto*, Giappichelli, Torino.
- DIXIT A. (1997), Power of Incentives in Private Versus Public Organizations, *American Economic Review*, 87(2): 378-382.
- DONALDSON L. (1996), "The Normal Science of Structural Contingency Theory", in S.R. CLEGG, C. HARDY, W.R. NORD (Eds.), *Handbook of Organization Studies*, Sage, London.
- DONATI F. (2001), Le reti per il trasporto e la distribuzione dell'energia elettrica e il gas, *Diritto dell'Unione Europea*, n. 2-3.
- DONNA G. (1992), *La valutazione economica delle strategie d'impresa*, Giuffrè. Milano.
- DONNA G. (1999), *La creazione di valore nella gestione dell'impresa*, Carocci, Roma.
- DONNA G. (2003), *L'impresa multibusiness. La diversificazione crea o distrugge valore?*, Università Bocconi Editore, Milano.
- DORIGONI G. (2004), Domanda e offerta di gas naturale in Italia: verso la formazione di una "bolla" del gas?, *Economia delle fonti d'energia e dell'ambiente*, n. 2.
- DORIGONI G. (2004), Domanda e offerta di gas naturale in Italia: verso la formazione di una "bolla" del gas?, *Economia delle fonti d'energia e dell'ambiente*, n. 2.
- DOWLING M.J., MCGEE J.E. (1994), Business and Technology Strategies and New Venture Performance: A Study of the Telecommunications Equipment Industry, *Management Science*, 40(12): 1663-1677.
- DRUSANI R., FAZIOLI R., MATINO P. (2004), La segmentazione del mercato della vendita del gas naturale e l'introduzione della totale liberalizzazione: una simulazione di attacco commerciale, *Economia delle fonti d'energia e dell'ambiente*, n. 2.
- DRUSANI R., FAZIOLI R., MATINO P. (2004), La segmentazione del mercato della vendita del gas naturale e l'introduzione della totale liberalizzazione: una simulazione di attacco commerciale, *Economia delle fonti d'energia e dell'ambiente*, n. 2.
- EGERBERG M. (1999), The Impact of Bureaucratic Structure on Policy Making. *Public Administration*, 70(1): 155-170.
- EINAUDI L. (1959), "Acqua potabile, gas, impianto idroelettrico e piano regolatore a Torino", in *Cronache economiche e politiche di un trentennio (1893-1926)*, volume II, Einaudi, Torino.
- ELEFANTI M. (2003), *La liberalizzazione dei servizi pubblici locali. Regole e condizioni per l'economicità delle aziende*, Egea, Milano.
- ELEFANTI M. (2006), *L'evoluzione delle imprese pubbliche locali. Il caso Enia*, Il Mulino, Bologna.
- EMINENTE G. (1981), *La gestione strategica d'impresa*, Il Mulino, Bologna.
- EMINENTE G. (1986), *Pianificazione e gestione strategica dell'impresa*, Il Mulino, Bologna.
- ERGEG (2006), *Interim Report on the Lessons to Be Learned from the Large Disturbance in European Power Supply on 4 November 2006*, Ref: E06-BAG-01-05, ERGEG, Bruxelles.
- ERGEG (2007), *Status Review on End-user Price Regulation*, Rif.: E07-CPR-08-04, ERGEG, Bruxelles.
- FACCHINETTI I. (2007), *Rendiconto finanziario e analisi dei flussi*, Il Sole24Ore, Milano.

- FACCIPIERI S. (1981), Divisionalizzazione e apprendimento manageriale: una nuova tesi su strategia e struttura, *Economia e politica industriale*, n. 32.
- FACCIPIERI S. (1988), *Concorrenza dinamica e strategie d'impresa*, Cedam, Padova.
- FAMA E.F. (1980), Agency Problem and the Theory of the Firm, *Journal of Political Economics*, 88(2): 288-307.
- FAMA E.F., JENSEN M.C. (1983), Separation of Ownership and Control, *Journal of Law and Economics*, 26(2): 301-325.
- FARNETI G., MAZZARA L., SAVIOLI G. (1996), *Il sistema degli indicatori negli enti locali*, Giappichelli, Torino.
- FARRELL M.J. (1957), The Measurement of Productive Efficiency, *Journal of the Royal Statistical Society*, 120(3): 253-290.
- FARRER T.H. (1902), *The State in its relation to trade*, Macmillan, London.
- FAZIOLI R. (1995), *Dalla proprietà alle regole. L'evoluzione dell'intervento pubblico nell'era delle privatizzazioni*, Cirièc, Franco Angeli, Milano.
- FAZIOLI R. (2007), Liberalizzazione dei servizi pubblici locali: una proposta operativa, *Economia Pubblica*, n. 1-2.
- FAZZI R. (1982), *Il governo dell'impresa*, volume I, Giuffrè, Milano.
- FEDERCONSUMATORI (2001), *Effetti della liberalizzazione dei servizi di interesse generale in Europa: i diritti dei consumatori. Analisi e confronto delle esperienze in Francia, Gran Bretagna, Grecia, Italia e Spagna*, Federconsumatori, Roma.
- FELDSTEIN M.S. (1972), Distributional Equity and the Optimal Structure of Public Prices, *American Economic Review*, 62(1): 32-36.
- FERRARI A., GIULIETTI M. (2005), Competition in Electricity Markets: International Experience and the Case of Italy, *Utilities Policy*, n. 13(3): 247-255.
- FERRARI A., GIULIETTI M. (2005), La concorrenza nel settore elettrico: l'esperienza internazionale e l'analisi del mercato italiano, *Economia Pubblica*, n. 1-2.
- FERRARIS FRANCESCHI R. (2005), "L'azienda: caratteri discriminanti, criteri di gestione, strutture e problemi di governo economico", in E. CAVALIERI, R. FERRARIS FRANCESCHI, *Economia aziendale*, volume I, Giappichelli, Torino.
- FERRERO G. (1968), *Istituzioni d'economia d'azienda*, Giuffrè, Milano.
- FERRERO G. (1980), *Impresa e management*, Giuffrè, Milano.
- FERRERO G. (1981), *Finanza aziendale*, Giuffrè, Milano.
- FERRERO G. (1987), *Impresa e management*, Giuffrè, Milano.
- FERRERO G., DEZZANI F., PISONI P., PUDDU L. (2006), *Analisi di bilancio e rendiconti finanziari*, Giuffrè, Milano.
- FITZGERALD L., JOHNSTON R., BRIGNALL S., SILVESTRO R E VOSS C. (1991), *Misurare la Performance nelle Imprese di Servizi*, Egea, Milano.
- FLORIO M. (2004), a cura di, I servizi pubblici e l'integrazione economica europea, fascicolo monografico di *Economia Pubblica*, n. 2.
- FRANCABANDERA R., TOGNAZZI G. (2004), Approvvigionamento energetico: nuove opportunità operative, finanziarie e giuridiche nella filiera del gas, *Economia e politica industriale*, n. 122.
- FRANCE G. (1988), (a cura di) *I servizi del governo locale: misurare la qualità per migliorarla*, Consiglio Nazionale delle Ricerche, Istituto di Studi sulle Regioni.
- FRAQUELLI G., GRASSINI F.A., GOBBO F., NOCE A., PONTAROLLO E., ROVIZZI A., MARTOCCIA M. (1998), a cura di, *La concorrenza nei servizi di pubblica utilità*, Il Mulino, Bologna.
- FRUHAN W.E. (1979), *Financial Strategy: Studies in the Creation, Transfer and Destruction of Shareholder Value*, Irwin, Ney York.
- GABROVEC MEI O. (1991), "Bilancio e contabilità sociale d'impresa", in AA.VV., *Studi in onore di Ubaldo De Dominicis*, Lint, Trieste.
- GABROVENC MEI O., (1995), *Etica e ricerca economica. Il modello del valore aggiunto*, Centro Universitario Etica e Scienza, quaderno 14, Trieste.
- GALLO C. E. (2005), Disciplina e gestione dei servizi pubblici economici: il quadro comunitario e nazionale nella più recente giurisprudenza, *Diritto Amministrativo*, n. 2.

- GAVANA G., OSCULATI F., ZATTI A. (2006), "Il capitalismo municipale e le esternalizzazioni fredde. Qualche rimedio", in MARRELLI M., PADOVANO F., RIZZO I. (a cura di), *Servizi pubblici*, Franco Angeli, Milano.
- GERADIN D. (2006), Twenty Years of Liberalization of Network Industries in the European Union: Where do we go now?, *Working Paper Series*, disponibile sul sito: <http://ssrn.com/abstract=946796>.
- GESTORE DEL MERCATO ELETTRICO, *Relazione annuale*, Eds. 2004, 2005, 2006, 2007, 2008 disponibile sul sito www.mercatoelettrico.org.
- GIANNESI E. (1960), *Le aziende di produzione originaria*, volume I, *Le aziende agricole*, C. Corsi, Pisa.
- GIANNESI E. (1961), *Interpretazioni del concetto di azienda pubblica*, Colombo Corsi Editore, Pisa.
- GIANNESI E. (1979), *Appunti di economia aziendale*, Pacini, Pisa.
- GIANNESI E. (1982), *Il Kreislauf tra costi e prezzi come elemento determinante delle condizioni di equilibrio del sistema azienda*, Giuffrè, Milano.
- GIANNESI E. (1982), *L'equazione del fabbisogno di finanziamento e le possibili vie della sua soluzione*, Giuffrè, Milano.
- GILARDONI A., LORENZONI G. (2003), *Public Utilities locali: alleanze e aggregazioni*, Egea, Milano.
- GOBBO F. (2005), Regolamentazione dei servizi: introduzione, *L'industria*, n. 1.
- GOBBO F., POZZI C. (2005), Liberalizzazione e politica industriale, *Economia e politica industriale*, n. 2.
- GORDIJN J. (2002), *Value-based Requirements Engineering - Exploring Innovative e-Commerce Ideas*. Doctoral Dissertation, Vrije Universiteit, Amsterdam, NL.
- GRANT R.M. (2006), *L'analisi strategica per le decisioni aziendali*, Il Mulino, Bologna.
- GRANT R.M. (2007), *Contemporary Strategy Analysis*, Blackwell publishing, Malden (USA).
- GRINYER P. H., YASAI-ARDEKANI M. (1981), Strategy, Structure, Size and Bureaucracy, *Academy of Management Journal*, 24(3): 471-486.
- GROSSI G. (2005), *La corporate governance delle società miste*, Cedam, Padova.
- GUATRI L. (1991), *La teoria della creazione del valore*, Egea, Milano.
- GUATRI L. (1998), *Trattato sulla valutazione delle aziende*, Egea, Milano.
- GUATRI L. (2009), *Nuovo trattato sulla valutazione delle aziende*, Egea, Milano.
- GUATRI L., MASSARI M. (1992), *La diffusione del valore*, Egea, Milano.
- GUELFA F., DOYLE H., NAPOLANO L. E RANIERI R. (2001), Liberalizzazione del settore elettrico e mercati finanziari, *Tendenze monetari*, n. 81.
- GULLÌ F. (1995), Liberalizzazione e concorrenza per il mercato dei servizi di pubblica utilità: un caso significativo di non-price competition, *Economia e politica industriale*, 88.
- GULLI F. (2003), L'evoluzione attesa della domanda e dell'offerta di energia elettrica in Italia fino al 2012, *Economia delle fonti d'energia e dell'ambiente*, n. 2.
- GUTHRIE G. (2006), Regulating Infrastructure: the Impact on Risk and Investment, *Journal of Economic Literature*, 44(4): 925-972.
- HALL D.J., SAIAS M.A. (1980), Strategy Follows Structure!, *Strategic Management Review*, 1(2): 149-163.
- HALLIDAY D., RESNICK R., WALKER J. (2002), *Fondamenti di Fisica*, Casa Editrice Ambrosiana, Milano.
- HAMEL G. (2000), *Leading the Revolution*, Harvard Business School Press, Boston.
- HANSEN K.M., EJERSBO N. (2002), The Relationship Between Politicians and Administrators – a logic of disharmony, *Public Administration*, 80(4): 733-750.
- HARRISON P.D., HARRELL A. (1993), Impact of "Adverse Selection" on Managers' Project Evaluation Decisions, *Academy of Management Journal*, 36(3): 635-643.
- HART O., HOLMSTROM B. (1987), "The Theory of Contracts", in T.F. Bewley (Eds.), *Advances in Economic Theory, Fifth World Congress*, Cambridge University Press, New York.
- HAWKINS R. (2004), "Looking Beyond The Dot Com Bubble: Exploring The Form And Function Of Business Models In The Electronic Marketplace", in B. PREISEL, H. BOUWMAN and STEINFELD C. (Eds.) *E-Life After The Dot Com Bust*, Heidelberg: Physica-Verlag.
- HEFFEN O., KICKERT W.J.M., THOMASSEN J.J.A. (2001), *Governance in Modern Society: Effects, Change and Formation of Government Institutions*, Springer, Berlin.
- HENRY C. (1993), Public Service and Competition in the European Community Approaches to Communications Networks, *Oxford Review of Economics Policy*, 9(1): 45-66.

- HERRMANN P. (2005), Evolution of Strategic Management: The need for dominant designs, *International Journal of Management Review*, 7(2): 111-130.
- HINNA L. (2002), *Pubbliche amministrazioni: cambiamenti di scenario e strumenti di controllo interno*, Cedam, Padova.
- HOOD C. (1991), Public Management for All Seasons, *Public Administration*, 69(1): 3-19.
- HUGHES O.E. (1998), *Public Management and Administration*, Palgrave, New York.
- IACOMELLI A. (2007), *Oltre Kyoto - Cambiamenti climatici e nuovi modelli energetici*, Muzzio Editore, Montereale, Mulazzo (MS).
- IELO D. (2004), La nozione comunitaria di Autorità indipendente, *Amministrare*, n. 2.
- INVERNIZZI G. (1999), *Il sistema delle strategie a livello aziendale*, McGraw-Hill, Milano.
- INVERNIZZI G. (2008) *Strategia aziendale e vantaggio competitivo*, McGraw-Hill, Milano.
- INVERNIZZI G., MOLTENI M (1990), *Analisi di bilancio e diagnosi strategica*, Etas Libri, Milano.
- IPPOLITO F. (2006), L'Italia nello scenario energetico di oggi, *Economia Italiana*, n. 2.
- JACQUEMIN A.P., DE JONG H.W. (1979), *Economia e politica industriale*, Il Mulino, Bologna.
- JORDANA J., LEVI-FAUR D., AND PUIG I. (2005), The Limits of Europeanization: Regulatory Reforms in the Spanish and Portuguese Telecommunications and Electricity Sectors, *European Integration online Papers (EIoP)*, 9(10).
- KAHN A.E. (1971), *The Economics of Regulation*, J. Wiley and Sons, New York.
- KAUFMANN L., MEITZEN M., LOWRY M.N. (2000), *Controlling of Cross Subsidization in Electric Utility Regulation*, Edison Electric Institute.
- KEATS B.W., HITT M.A. (1988), A Causal Model of Linkages Among Environmental Dimensions, Macro Organizational Characteristics, and Performance, *Academy of Management Journal*, 31(3): 570-598.
- KEEN P., QURESHI S. (2006), *Organizational Transformation through Business Models: A Framework for Business Model Design*. Proceedings of the 39th Hawaii International Conference on System Sciences.
- KETTL D. (2000) *The Global Public Management Revolution*, Brookings Institute, Washington, DC.
- KICKERT W.J.M. (1993), "Complexity Governance and Dynamics: Conceptual Explorations of Public Network Management", in J. KOOIMAN (ed.) *Modern Governance*, Sage, London.
- KICKERT W.J.M. (1997), Public Governance in the Netherlands: An Alternative to Anglo-American 'Managerialism', *Public Administration*, 75(4): 731-752.
- KOOIMAN J. (1999), Social-Political Governance: Overview, Reflections and Design, *Public Management Review*, 1(1): 67-92.
- KWOKA, JR., J.E. (2005), The Comparative Advantage of Public Ownership: Evidence from U.S. Electric Utilities, *Canadian Journal of Economics*, 38(2): 622-640.
- LAFFONT J.J., MARTIMORT D. (2000), Mechanism Design with Collusion and Correlation, *Econometrica*, 68(2): 309-342.
- LAFFONT J.J., MARTIMORT D. (2002), *The Theory of Incentives*, Princeton University Press, Princeton (NJ).
- LAFFONT J.J., TIROLE J. (1986), Using Cost Observation to Regulate Firms, *Journal of Political Economy*, 64(3): 614-641.
- LAFFONT J.J., TIROLE J. (1987), Auctioning Incentive Contracts, *Journal of Political Economy*, 95(5): 921-37.
- LAFFONT J.J., TIROLE J. (1993), *A Theory of Incentives in Regulation and Procurement*, MIT Press, Cambridge (MA).
- LAI A. (1997), *Le situazioni di equilibrio economico-finanziario di gruppo*, Franco Angeli, Milano.
- LANE J.E. (2005), *Public Administration and Public Management. The principal-agent perspective*, Routledge, London.
- LANZA S., SILVA F. (2006), *I servizi pubblici in Italia: il settore elettrico*, Il Mulino, Bologna.
- LAWRENCE P.R., LORSCH J.W. (1967), *Organization and Environment. Managing Differentiation and Integration*, Harvard Graduate School of Business Administration, Cambridge (USA).
- LINDER J., CANTRELL S. (2000), *Changing Business Models: Surveying the Landscape*, Accenture Institute for Strategic Change, Massachusetts (USA).
- LINDER J., CANTRELL S. (2001), *What Makes a Good Business Model, Anyway?*, Accenture Institute for Strategic Change, Massachusetts (USA).
- LOSTORTO V. (2007), *Servizi pubblici. Il quadro normativo, l'organizzazione, i modelli gestionali*, Franco Angeli, Milano.

- LYNN L., HEINRICH C. AND HILL C. (2001) *Improving Governance: A New Logic for Empirical Research*, Georgetown University Press, Washington, DC.
- MADDEN B.J. (1998), *The CFROI Valuation Model A Total System Approach to Valuing the Firm*, Butterworth-Heinemann, Oxford.
- MAGRETTA J. (2002), Why Business Models Matter, *Harvard Business Review*, 80: 86-92.
- MAHON J.F., MURRAY E.A. (1981), Strategic Planning for Regulated Companies, *Strategic Management Journal*, 2(3): 251-262.
- MALONE T.W., WEILL P., LAI R., D'URSO V., HERMAN G., APEL T.G., WOERNER S. (2006), "Do Some Business Model Perform Better Than Others?", *MIT Sloan Working paper 4615-06*.
- MARCHI L. (1994), "Economicità ed equilibrio di medio e lungo periodo. Quali possibilità di verifica?", in R. MELE, P. POPOLI (a cura di), *La gestione delle aziende pubbliche. Principi e tecniche innovative*, Maggioli, Rimini.
- MARCHI L., ZAVANI M. (1998), *Economia dei gruppi e bilancio consolidato: una interpretazione degli andamenti economici e finanziari*, Giappichelli, Torino.
- MARCHINI I. (1967), *La pianificazione strategica a lungo termine nell'impresa industriale*, Giappichelli, Torino.
- MARELLI M., PADOVANO F., RIZZO I. (2007), *Servizi pubblici. Nuove tendenze nella regolazione, nella produzione e nel finanziamento*, Franco Angeli, Milano.
- MARKARD J., TRUFFER B. (2006), Innovation Processes in Large Technical Systems: Market Liberalization as a Driver for Radical Change?, *Research Policy*, 35(5): 609-625.
- MARZI G. (2006), *Concorrenza e regolazione nel settore elettrico*, Carocci, Roma.
- MASINI C. (1982), *Lavoro e risparmio*, Utet, Torino.
- MASSÉ P.B. (1987), "Public Utility Pricing", in EATWELL J., M. MILGATE, P. NEWMAN (Eds.), *The New Palgrave: a Dictionary of Economics*, MacMillan, London, pp. 1069-1071.
- McMILLAN J. (1994), Selling Spectrum Rights, *Journal of Economic Perspectives*, 8(3):145-162.
- MECHELLI A. (2005), *Creazione di valore e stima del risultato di periodo. Principi, modelli e metodologie*, Giuffrè, Milano.
- MELE R. (2003), *Economia e gestione delle imprese di pubblici servizi tra regolamentazione e mercato*, Cedam, Padova.
- MELE R., PARENTE R., POPOLI P. (2004), a cura di, *I processi di deregolamentazione dei servizi pubblici. Vincoli, opportunità istituzionali e condizioni operative*, Volume Primo: scenari, tendenze, prospettive, Maggioli Editore, Rimini.
- MELE R., PARENTE R., POPOLI P. (2004), a cura di, *I processi di deregolamentazione dei servizi pubblici. Vincoli, opportunità istituzionali e condizioni operative*, Volume Secondo: rassegna di contributi, Maggioli Editore, Rimini.
- MELE R., STORLAZZI A. (2006), a cura di, *Aspetti strategici della gestione delle aziende e delle amministrazioni pubbliche*, Cedam, Padova.
- MENEGUZZO M. (2001) *Managerialità, innovazione e governance*, Aracne, Roma.
- MENEGUZZO M. (2001), *Innovazione, managerialità e governance*, Aracne, Roma.
- MENEGUZZO M. (2006), "La strategia e la governance delle amministrazioni pubbliche", in HINNA L, MENE- GUZZO M, MUSSARI R. DECASTRI M., *Economia delle aziende pubbliche*, McGraw-Hill, Milano.
- MENNA P. (2006), Problemi e prospettive dell'energia elettrica: diversificazione delle fonti, produzione e distribuzione, *Economia Italiana*, n. 2.
- MILGROM P. (1979), A Convergence Theorem for Competitive Bidding with Differential Information, *Econometrica*, 47(3): 679-688.
- MILLER D. (1988), Relating Porter's Business Strategies to Environment and Structure, *Academy of Management Journal*, 31(2): 280-308.
- MINTZBERG H. (1978), Patterns in Strategy Formation, *Management Science*, 24(9): 934-948.
- MINTZBERG H. (1979), *The Structuring of Organization*, Prentice Hall, Englewood Cliffs (N. J.).
- MINTZBERG H. (1994), *The Rise and Fall of Strategic Planning*, Free Press, New York, (trad. it. *Ascesa e declino della Pianificazione strategica*, ISEDI, Torino, 1996).
- MINTZBERG H., QUINN J.B. (1991), *The Strategy Process: Concepts, Contexts, Cases*, Prentice Hall, Englewood Cliffs (N. J.).

- MIOLO VITALI P. (1987), “Considerazioni in merito all’inserimento dei costi ecologici nel bilancio di esercizio”, in AA.VV., *Saggi di Ragioneria e di Economia Aziendale. Scritti in onore di Domenico Amodeo*, Cedam, Padova.
- MOE T. (2002), *Political Control and the Power of the Agent*. Paper presented at the Conference for controlling the Bureaucracy, Texas.
- MOLTENI M. (2004), *Responsabilità sociale e performance d’impresa. Per una sintesi socio-competitiva*, Vita e Pensiero, Milano.
- MULAZZANI M. (1984), “I costi della Pubblica Amministrazione”, in AA.VV., *Pubblica amministrazione. Prospettive aziendali e analisi d’intervento*, Giuffrè, Milano.
- MULAZZANI M., POZZOLI S. (2005), a cura di, *Le aziende dei servizi pubblici locali: problematiche contabili e di bilancio, temi di analisi dei costi, modelli di gestione, tematiche di governance e controlli interni*, Maggioli Editore, Rimini.
- MUSGRAVE R.A. (1957), A Multiple Theory of Budget Determination, *Finanz Archiv*, New Series, 17: 333-343.
- MUSGRAVE R.A. (1959), *The Theory of Public Finance*, McGraw-Hill, New York.
- MUSSARI R. (1993), La performance dei servizi pubblici: una messa a punto concettuale, *Comuni d’Italia*, n. 7-8.
- MUSSARI R. (1994), *Il management delle aziende pubbliche: profili teorici*, Cedam, Padova.
- NAPOLANO L. (2003), Power and Gas, *Industry Monitor – Energy*, n.1.
- NATIONAL ASSOCIATION OF REGULATORY UTILITY COMMISSIONERS (NARUC) (2000), *White Paper of Codes of Conduct Governing Competitive Market Developments in the Energy Industry: An Analysis of Regulatory Actions*, November.
- NEWBERY D.M. (2001), Economic Reform in Europe: Integrating and Liberalizing the Market for Services, *Utilities Policy*, 10(2): 85-97.
- NEWBERY D.M. (2004), *Privatization, Restructuring, and Regulation of Network Utilities*, MIT Press, Cambridge (MA).
- NISKANEN W. (1971), *Bureaucracy and Representative Government*, Chicago: Aldine-Atherton.
- NOMISMA (2005), *Competitività delle local utilities quotate*, disponibile sul sito www.nomisma.it.
- NOMISMA (2005), *Il controllo degli enti locali nelle utilities*, disponibile sul sito www.nomisma.it.
- NORMANN R. (1979), *Le condizioni di sviluppo dell’impresa*, Etas Libri, Milano.
- NORMANN R. (1977), *Management for Growth*, John Wiley & Sons, Chichester, (trad. it. *Le condizioni di sviluppo dell’impresa*, Etas Libri, Milano, 1979).
- NORMANN R. (1985), *La gestione strategica dei servizi*, Etas Libri, Milano.
- OFTTEL (1998), *Regulatory Issues Associated with Multi-Utilities*.
- ONIDA P. (1951), *Le discipline economico-aziendali. Oggetto e metodo*, Giuffrè, Milano.
- ONIDA P. (1970), *La logica e il sistema delle rilevazioni quantitative d’azienda*, Giuffrè, Milano.
- ONIDA P. (1971), *Economia d’azienda*, Utet, Torino.
- OSBORNE D., GAEBLER T. (1992), *Reinventing Government*, Addison-Wesley, New York.
- OSBORNE S.P. (2006), The New Public Governance?, *Public Management Review*, 8(3): 377-387.
- OSBORNE S.P. (2009) *The New Public Governance: Critical Perspectives and Future Directions*, Routledge, London.
- OSTERWALDER, A. (2004), *The Business Model Ontology – a proposition in a design science approach*. Dissertation, University of Lausanne, Switzerland: 173.
- OSTERWALDER A., PIGNEUR Y. and TUCCI C.L. (2005), Clarifying Business Models: Origins, Present and Future Of The Concept, *Communications of the Association for Information Systems*, 16: 1-25.
- OTTONSON E., WEISSENREIDER F., (1996), CVA – Cash Value Added, a new method for measuring financial performance, *Gothenburg Studies in Financial Economics*, n. 1.
- PAMMOLLI F., CAMBINI C., GIANNACCARI A. (2007), a cura di, *Politiche di liberalizzazione e concorrenza in Italia. Proposte di riforma e linee di intervento settoriali*, Il Mulino, Bologna.
- PARLAMENTO EUROPEO E CONSIGLIO EUROPEO (1996), *Direttiva 1996/92/CE*, relativa a norme comuni per il mercato interno dell’energia elettrica. G.U.C.E. n. L 27 del 30/01/1997.
- PARLAMENTO EUROPEO E CONSIGLIO EUROPEO (1998), *Direttiva 1998/30/CE*, relativa a norme comuni per il mercato interno dell’energia elettrica. G.U.C.E. n. L 204 del 21/7/1998.
- PARLAMENTO EUROPEO E CONSIGLIO EUROPEO (2003), *Direttiva 2003/54/CE*, relativa a norme comuni per il mercato interno dell’energia elettrica. G.U.C.E. n. L 176 del 15/07/2003.

- PARLAMENTO EUROPEO E CONSIGLIO EUROPEO (2003), *Direttiva 2003/55/CE*, relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale. G.U.C.E. n. L 176 del 15/07/2003.
- PARLAMENTO EUROPEO E CONSIGLIO EUROPEO (2003), *Regolamento 2003/1228/CE*, relativo alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica. G.U.C.E. n. L 176 del 15/07/2003.
- PARLAMENTO EUROPEO E CONSIGLIO EUROPEO (2004), *Direttiva 2004/67/CE*, concernente misure per la sicurezza dell'approvvigionamento nel settore del gas naturale. G.U.C.E. n. L 127 del 29/04/2004.
- PARLAMENTO EUROPEO E CONSIGLIO EUROPEO (2005), *Direttiva 2005/89/CE*, concernente misure per la sicurezza dell'approvvigionamento nel settore dell'elettricità e per gli investimenti nelle infrastrutture. G.U.C.E. n. L 33 del 4/02/2006.
- PARLAMENTO EUROPEO E CONSIGLIO EUROPEO (2005), *Regolamento 2005/1775/CE*, relativo alle condizioni di accesso alle reti di trasporto del gas naturale. G.U.C.E. n. L 289 del 3/11/2005.
- PEDONE A. (2003), "Pubblico e privato nel finanziamento delle infrastrutture", in GUERRA C., ZANARDI A. (a cura di), *La finanza pubblica italiana*, Rapporto 2003, Il Mulino, Bologna, pp. 171-191.
- PERSIANI N. (2003), *La governance del gruppo di imprese di servizi pubblici locali*, Franco Angeli, Milano.
- PETERS B.G. (1996), *Changing States, Governance, and the Public Service*, Longman, New York.
- PETERS B.G. (1997), *The Politics of Bureaucracy*, Routledge, London.
- PETROVIC L. (2000), *The European Energy Utility*, Reuters Business Insight, Datamonitor PLC.
- PETROVIC, O., KITTL C. and TEKSTEN R.D. (2001), *Developing Business Models for e-Business*. Proceedings of the International Conference on Electronic Commerce.
- PIANI G. (2008), *Il protocollo di Kyoto. Adempimento e sviluppi futuri*, Zanichelli, Bologna.
- PIRONE M. (2006), Nuovi strumenti finanziari per il risparmio energetico, *Amministrazione & finanza*, n. 7.
- PITTS R. A. (1980), Toward a Contingency Theory of Multibusiness Organization Design, *Academy of Management Review*, 5(2): 203-210.
- PIVATO G. (1967) *L'efficienza delle imprese pubbliche*, Giuffrè, Milano.
- POLLIT M.G. (1995), *Ownership and Performance in Electric Utilities*, Oxford University Press, Oxford.
- POLLITT C. (2003), *The Essential Public Manager*, Open University Press, Philadelphia.
- POLLITT C., BOUCKAERT G. (2000), *Public Management Reform*, Oxford University Press, Oxford.
- POLO M., SCARPA C. (2003), *Le imprese multiutility*, Mimeo, Università di Brescia.
- POLO M., SCARPA C. (2003), The Liberalization of Energy Markets in Europe and Italy, *IGIER Working Paper*, n. 230.
- PONTAROLLO E., SOLIMENE L. (2006), Politica industriale, regolazione e politica della concorrenza. Regolamentazione e interferenze politiche: Palibi della politica industriale, *L'industria*, n. 2.
- PORTER M.E. (1980), *Competitive Strategy. Techniques for Analyzing Industries and Competitors*, Free Press, New York, (trad. it. *La strategia competitiva. Analisi per le decisioni*, Editrice Compositori, Bologna, 1982).
- PORTER M.E. (1985), *Competitive Advantage. Creating and Sustaining Superior Performance*, Free Press, New York, (trad. it. *Il vantaggio competitivo*, Edizioni di Comunità, Milano, 1987).
- POTTITO L. (1980), *Il rendiconto finanziario nelle imprese*, Giannini, Napoli.
- PRAHALAD C.K., BETTIS R.A. (1986), The Dominant Logic: A New Linkage Between Diversity and Performance, *Strategic Management Journal*, 7(6): 485-501.
- PRICEWATERHOUSE COOPERS (2000), *ValueReporting™ forecast: 2001. Best practice example*, disponibile sul sito www.valuereporting.com.
- PURCARO A. (2006), La lunga transizione verso la liberalizzazione del mercato del gas naturale, *Nuova rassegna di legislazione, dottrina e giurisprudenza*, n. 2.
- QUADRO CURZIO A., FORTIS M. (2000), *Le liberalizzazioni e le privatizzazioni dei servizi pubblici locali*, Il Mulino, Bologna.
- QUINN J.B. (1980), *Strategy for Change: Logical Incrementalism*, Irwin, Homevood (Ill.).
- RAJAGOPALAN N. (1997), Strategic Orientations, Incentive Plan Adoptions, and Firm Performance: evidence from electric utility firms, *Strategic Management Journal*, 18(10): 761-785.
- RANALLI F. (1984), *Sulla capacità informativa delle strutture di bilancio*, Cedam, Padova
- RANALLI F. (1988), *Considerazioni sul tema dell'economicità*, Clua Editrice, Pescara.

- RANALLI F. (1992), *Aree funzionali e governo d'impresa*, Aracne, Roma.
- RANALLI F. (1994), *Schemi per l'analisi dell'economicità aziendale*, Aracne, Roma.
- RANALLI F. (1996), *Il bilancio d'esercizio*, Aracne, Roma.
- RANCI P. (2003), Note su privatizzazione e liberalizzazione delle public utilities, *Economia Pubblica*, n. 2.
- RAPPAPORT A. (1986), *Creating Shareholder Value*, The Free Press, New York.
- RAPPAPORT A. (1990), *La strategia del valore*, Franco Angeli, Milano.
- REBOA M. (1989), *Strategie economico-finanziarie. Parametri e modelli di valutazione*, Egea, Milano.
- RHODES R.A.W. (1996), The New Governance: Governing Without Government, *Political Studies*, 44(4): 652-667.
- RHODES, R. (1997) *Understanding Governance*, Open University Press Buckingham.
- RISPOLI M. (1986), "Innovazione e strategie aziendali", in AIDEA e Società Italiana Economisti, *Incontro di studio sul tema: "Riflessioni dell'innovazione sulle strutture di mercato e sulla condotta delle imprese: teorie e prassi operative"*, Jesi, 5-6 ottobre.
- RISPOLI M. (1987), "Il valore aggiunto nel controllo della strategia d'impresa", in AA.VV., *Scritti in economia aziendale per Egidio Giannessi*, volume II, Pacini, Pisa.
- RISPOLI M. (1998), *Sviluppo dell'impresa e analisi strategica*, Il Mulino, Bologna.
- ROMBALDONI R. (2003), "Lo stato dei servizi pubblici locali: una valutazione economica", in L.R. PERFETTI e P. POLIDORI, a cura di, *Analisi economica e metodo giuridico. I servizi pubblici locali*, Cedam, Padova.
- RUMELT R.P. (1974), *Strategy, Structure and Economic Performance*, Harvard University Press, Cambridge.
- RUSCONI G. (1988), *Il bilancio sociale d'impresa. Problemi e prospettive*, Giuffrè, Milano.
- RUTLEDGE I., WRIGHT P. (2003), Regulation, Competition and Price Formation in the UK Gas Industry, *Economia e politica industrial*, n. 120.
- SALAMON L. (2002) *The Tools of Government: A Guide to the New Governance*, Oxford University Press, New York.
- SALINI M.P. (2001), Lo sviluppo delle imprese multiutility, *Energia*, n. 2, pp. 48-59.
- SAPPINGTON D.E.M. (1983), Optimal Regulation of a Multiproduct Monopoly with Unknown Technological Capabilities, *Bell Journal of Economics*, 14(2): 453-463.
- SARACENO P. (1966), *La produzione industriale*, Libreria Universitaria, Venezia.
- SARACENO P. (2006), a cura di, *Energia 2007 – Rapporto sul mercato e la regolamentazione*, Ricerche per l'Economia e la Finanza, Quaderni di ricerca REF, n. 22.
- SARACENO P. (2007), a cura di, *Tendenze del settore dell'energia elettrica in Europa*, Ricerche per l'Economia e la Finanza, Quaderni dell'energia elettrica, n. 2.
- SARACENO P., SCARPA C. (2007), a cura di, *La concorrenza nei settori energetici: elettricità e gas*, Osservatorio Energia REF, Milano.
- SASSI S. (1940), *Il sistema dei rischi d'impresa*, Vallardi, Milano.
- SCIARELLI S. (1987), *L'impresa flessibile*, Cedam, Padova.
- SCIARELLI S. (1988), *Il sistema d'impresa*, IV Edizione, Cedam, Padova.
- SCOTT B.R. (1971), *Stages of Corporate Development*, Harvard Business School, Boston.
- SELLERI L. (1999), *Contabilità dei costi e contabilità analitica. Determinazioni quantitative e controllo di gestione*, Etas Libri, Milano.
- SELZINCK P. (1984), *TVA and the Grass Roots: a Study in the Sociology of Formal Organization*, University of California Press, Los Angeles.
- SHLEIFER A. (1985), "A Theory of Yardstick Competition", *RAND Journal of Economics*, The RAND Corporation, 16(3): 319-327.
- SICCA L. (1987), *La strategia d'impresa. La formazione del gruppo italiano: la Sme*, Etas Libri, Milano.
- SICCA L. (1998), *La gestione strategica dell'impresa. Concetti e strumenti*, Cedam, Padova.
- SIDREA (2009), "Oggetto degli studi di economia aziendale", risultati della ricerca del gruppo di studio, coordinato dal prof. E. Cavalieri, sulle tematiche concernenti l'oggetto degli studi e le aziende (caratteri distintivi – classi – finalità – soggetti), in AA.VV., *I Convegno Nazionale "La Ragioneria e l'Economia aziendale: dinamiche evolutive e prospettive di cambiamento"*, Siena, 8-9 maggio, Franco Angeli, Milano.

- SILVA F. (2004), A che punto siamo con le riforme dei servizi di pubblica utilità?, *Economia e politica industriale*, n. 124.
- SILVA F. (2004), La riforma italiana del servizio elettrico: un caso di *Policy failure*, *Economia e politica industriale*, n. 124.
- SILVI R. (1995), *La progettazione del sistema di misurazione della performance aziendale*, Giappichelli, Torino.
- SIMON M. (1947) *Administrative Behavior: a Study of Decision-Making Processes in Administrative Organization*, 4th ed. in 1997, The Free Press, New York.
- SINATRA A. (1989), *Impresa e sistema competitivo: strategie di innovazione e strategie di consolidamento*, Utet, Torino, 1989.
- SIOSHANSI F.P. (2006), Electricity Market Reform: What has the experience taught us thus far?, *Utilities Policy*, 14(2): 63-75.
- SIOSHANSI F.P., PFAFFENBERGER W. (2006), *International Experience in Restructured Electricity Markets: What Works, What Does Not, and Why?*, Elsevier, Amsterdam.
- SOLIMENE L. (2002), Servizio universale, liberalizzazione dei mercati e regolamentazione dei servizi di pubblica utilità?, *Economia Pubblica*, n. 2.
- SORACE D. (2004), Il servizio di interesse economico generale dell'energia elettrica in Italia tra concorrenza ed altri interessi pubblici, *Diritto Pubblico*, n. 3.
- SOTTILI V. (1998), Il mercato dell'energia elettrica nella giurisprudenza della Corte di Giustizia, *Diritto dell'Unione Europea*, n. 4.
- SPAGNUOLO C. (2002), Il processo comunitario di liberalizzazione del mercato elettrico, *Il diritto comunitario e degli scambi internazionali*, n. 2.
- SPIEZIA F. (2004), *I servizi pubblici locali*, Giuffrè, Milano.
- STERN J.M. (2001), *The EVA challenge: implementing value-added change in an organization*, Wiley, New York.
- STEWART III G.B. (1991), *The Quest for Value*, Harper Collins, New York (trad. it. A cura di M. SPINI, *La ricerca del valore*, Egea, Milano, 1998).
- STIGLER G. (1963), *Capital and Rate of Return in Manufacturing Industries*, Princeton University Press, Princeton.
- SUPERTI FURGA F. (1978), *Le valutazioni di bilancio*, ISEDI, Milano.
- TEODORI C. (1994), *La costruzione e l'analisi dei flussi finanziari e monetari. Il rendiconto finanziario*, Giappichelli, Torino.
- TERMINI V. (2005), La liberalizzazione nel settore dell'energia elettrica, *Rivista di politica economica*, n. 7-8.
- TERZANI S. (1987), "La responsabilità sociale dell'azienda", in AA.VV. *Saggi di Ragioneria e di Economia Aziendale. Scritti in onore di Domenico Amodeo*, Cedam, Padova.
- TESAURO G. (2002), Market Power in Electricity Markets: Regulation, Deregulation and Competition. Lesson from the Italian experience and other European and US case studies, *Fordham International Law Journal*, 25(4): 946-971.
- THE EUROPEAN HOUSE AMBROSETTI (2007), *Linee guida per la politica delle fonti energetiche primarie come chiave per la competitività e sicurezza dell'Italia e dell'Europa in futuro*, Ambrosetti SpA, Milano.
- THOMPSON J.D. (1987), *Organization in Action*, McGraw-Hill, (trad. it. *L'azione organizzativa*, ISEDI, Torino 1988).
- TONIOLO G. (1988), *Storia economica dell'Italia liberale 1850-1910*, Il Mulino, Bologna.
- TONIOLO G. (2000), *L'industria elettrica dai monopoli nazionali ai mercati globali*, Laterza, Bari.
- UNIONE EUROPEA (1957), *Trattato di Roma, che istituisce la Comunità economica europea (CEE)*, firmato a Roma il 25 marzo.
- UNIONE EUROPEA (2005), *Trattato che adotta una Costituzione Europea*, Conferenza dei rappresentanti dei governi degli Stati membri, Bruxelles.
- VACCÀ S. (2002), *Problemi e prospettive dei servizi locali di pubblica utilità in Italia*, Franco Angeli, Milano.
- VETRÒ F. (2003), La regolazione pubblica del mercato elettrico. Sull'ordine giuridico del mercato libero dell'energia elettrica, *Rivista italiana di diritto pubblico comunitario*, n. 3-4.
- VICARI S. (1983), *Imprese di servizi e politiche di mercato. Le dimensioni del processo competitivo*, Giuffrè, Milano.
- VICARI S. (2007), "Soggetti o sistema? Osservazioni sulla natura dell'impresa", *Sinergie*, n. 72.
- VICKERS J., YARROW G. (1988), *Privatisation: an economic analysis*, MIT Press, Cambridge.

- VICKERS J., YARROW G. (1991), Reform of the Electricity Supply Industry in Britain: An Assessment of the Development of Public Policy, *European Economic Review*, 35(2/3): 485-495.
- VIGANÒ R. (2001), *Il valore d'azienda. Analisi storica ed obiettivi di determinazione*, Cedam, Padova.
- WALSH J.P. (1990), *Knowledge Structures and the Management of Organizations*. Unpublished manuscript, Dartmouth College, Hanover.
- WEBER M. (1961), *Economia e Società*, Edizioni di Comunità, Milano.
- WIETZE L., LINDERHOF V. (2004), Electricity Market Liberalization in Europe – Who's Got the Power?, *Working Paper Series*.
- WILLIAMS I. (2004), The Role of General Competition Policy Standards in Utility Settings, *Utilities Policy*, 12(2): 87-91.
- WILLIAMSON O.E. (1974), *The Economics of Discretionary Behavior: Managerial Objectives in a Theory of the Firm*, Kershaw Publishing Company, London.
- WILLIAMSON O.E. (1975), *Markets and Hierarchies, Analysis and Antitrust Implications: a Study in the Economics of Internal Organization*, The Free Press, New York.
- WILLIAMSON O.E. (1976) Franchise bidding for natural monopolies: in general and with respect to CATV, *Bell Journal of Economics and Management Science*, 7(1): 73-104.
- WILLIAMSON O.E. (1985), *The Economic Institutions of Capitalism: Firms, Markets, and Relational Contracting*, Free Press, New York.
- WIRL F. (2003), Regulating Vertically Integrated Utilities When Transfers Are Costly But Revenues Are Beneficial, *Public Choice*, 114(1-2): 175-195.
- WROE N. (2003), "Romantic nationalist", *The Guardian*, 12 April
- YIN X., ZAJAC E. (2004), The Strategy/Governance Structure Fit Relationship: theory and evidence in franchising arrangements, *Strategic Management Journal*, 25(4): 365-383.
- ZAN L. (1985), *Strategia d'impresa: problemi di prospettiva e metodo*, Cedam, Padova.
- ZAN L. (1992), *Strategic Management. Materiali critici*, Utet, Torino.
- ZANETTI G., ALZONA G. (1998), *Capire le privatizzazioni*, Il Mulino, Bologna.
- ZANGRANDI A. (1994), *Autonomia e economicità nelle aziende pubbliche*, Giuffrè, Milano.
- ZAPPA G. (1946), *La nazionalizzazione delle imprese, brevi note economiche*, Giuffrè, Milano.
- ZAPPA G. (1950), *Il reddito d'impresa*, Giuffrè, Milano.
- ZAPPA G. (1957), *Le produzioni nell'economia delle imprese*, Giuffrè, Milano.
- ZATTONI A. (2006) *Aspetti proprietari e corporate governance*, Egea, Milano.
- ZORZOLI G. B. (2003), La liberalizzazione rivisitata, *Economia delle fonti d'energia e dell'ambiente*, n. 1-2.
- ZORZOLI G.B. (2005), *Il mercato elettrico. Dal monopolio alla concorrenza*, Carocci, Roma.
- ZOTT C. (2003), Dynamic Capabilities and the Emergence of Intra-industry Differential Firm Performance: Insights from a Simulation Study, *Strategic Management Journal*, 24(2): 97-125.
- ZOTT C., AMIT R. (2003), Business Model Design and the Performance of Entrepreneurial Firms. *Working Paper 2003/94/ENT/SM/ACGRD 4*. INSEAD: Fontainebleau France.

Bilanci, business plan ed relazioni societarie

- ACEA (2001), Bilancio consolidato al 31 dicembre 2000, Acea, Roma.
- ACEA (2002), Bilancio consolidato al 31 dicembre 2001, Acea, Roma.
- ACEA (2003), Bilancio consolidato al 31 dicembre 2002, Acea, Roma.
- ACEA (2004), Bilancio consolidato al 31 dicembre 2003, Acea, Roma.
- ACEA (2005), Bilancio consolidato al 31 dicembre 2004, Acea, Roma.

ACEA (2006), Bilancio consolidato al 31 dicembre 2005, Acea, Roma.

ACEA (2007), Bilancio consolidato al 31 dicembre 2006, Acea, Roma.

ACEA (2008), Bilancio consolidato al 31 dicembre 2007, Acea, Roma.

ACEA (2004), Business Plan 2004-2008, Acea, Roma.

ACEA (2006), Business Plan 2006-2008, Acea, Roma.

ACEA (2007), Business Plan 2008-2012, Acea, Roma.

ACEA (2008), Relazione sul governo societario, Acea, Roma.

A2A (2008), Bilancio semestrale consolidato abbreviato 2008, A2A, Brescia.

A2A (2008), Business Plan 2008-2012, A2A, Brescia.

A2A (2008), Creation of a New Player, A2A, Brescia.

A2A (2008), Dati “pro forma” del Gruppo A2A 2007, A2A, Brescia.

A2A (2008), Dati “pro forma” del Gruppo A2A restated al 31 dicembre 2007 e dati “pro forma” del Gruppo A2A al 31 marzo 2007, A2A, Brescia.

A2A (2008), Relazione sugli assetti proprietari e sul governo societario, A2A, Brescia.

AEM MILANO (2001), Relazioni e bilanci al 31 dicembre 2000, Aem Milano, Milano.

AEM MILANO (2002), Relazioni e bilanci al 31 dicembre 2001, Aem Milano, Milano.

AEM MILANO (2003), Relazioni e bilanci al 31 dicembre 2002, Aem Milano, Milano.

AEM MILANO (2004), Relazioni e bilanci al 31 dicembre 2003, Aem Milano, Milano.

AEM MILANO (2005), Relazioni e bilanci al 31 dicembre 2004, Aem Milano, Milano.

AEM MILANO (2006), Relazioni e bilanci al 31 dicembre 2005, Aem Milano, Milano.

AEM MILANO (2007), Relazioni e bilanci al 31 dicembre 2006, Aem Milano, Milano.

AEM TORINO (2001), Relazioni e bilanci al 31 dicembre 2000, Aem Torino, Torino.

AEM TORINO (2002), Relazioni e bilanci al 31 dicembre 2001, Aem Torino, Torino.

AEM TORINO (2003), Relazioni e bilanci al 31 dicembre 2002, Aem Torino, Torino.

AEM TORINO (2004), Relazioni e bilanci al 31 dicembre 2003, Aem Torino, Torino.

AEM TORINO (2005), Relazioni e bilanci al 31 dicembre 2004, Aem Torino, Torino.

AEM TORINO (2006), Relazioni e bilanci al 31 dicembre 2005, Aem Torino, Torino.

AMGA GENOVA (2001), Relazioni e bilanci al 31 dicembre 2000, Amga Genova, Genova.

AMGA GENOVA (2002), Relazioni e bilanci al 31 dicembre 2001, Amga Genova, Genova.

AMGA GENOVA (2003), Relazioni e bilanci al 31 dicembre 2002, Amga Genova, Genova.

AMGA GENOVA (2004), Relazioni e bilanci al 31 dicembre 2003, Amga Genova, Genova.

AMGA GENOVA (2005), Relazioni e bilanci al 31 dicembre 2004, Amga Genova, Genova.

AMGA GENOVA (2006), Relazioni e bilanci al 31 dicembre 2005, Amga Genova, Genova.

ASM BRESCIA (2001), Relazioni e bilanci al 31 dicembre 2000, Asm Brescia, Brescia.

ASM BRESCIA (2002), Relazioni e bilanci al 31 dicembre 2001, Asm Brescia, Brescia.

ASM BRESCIA (2003), Relazioni e bilanci al 31 dicembre 2002, Asm Brescia, Brescia.

ASM BRESCIA (2004), Relazioni e bilanci al 31 dicembre 2003, Asm Brescia, Brescia.

ASM BRESCIA (2005), Relazioni e bilanci al 31 dicembre 2004, Asm Brescia, Brescia.

ASM BRESCIA (2006), Relazioni e bilanci al 31 dicembre 2005, Asm Brescia, Brescia.

ASM BRESCIA (2007), Relazioni e bilanci al 31 dicembre 2006, Asm Brescia, Brescia.

ENBW(2008), Annual Corporate Governance Report 2007, EnBW, Karlsruhe.

ENBW(2002), Annual Report 2000, EnBW, Karlsruhe.

ENBW(2002), Annual Report 2001, EnBW, Karlsruhe.

ENBW(2003), Annual Report 2002, EnBW, Karlsruhe.

ENBW(2004), Annual Report 2003, EnBW, Karlsruhe.

ENBW(2005), Annual Report 2004, EnBW, Karlsruhe.

ENBW(2006), Annual Report 2005, EnBW, Karlsruhe.

ENBW(2007), Annual Report 2006, EnBW, Karlsruhe.

ENBW(2008), Annual Report 2007, EnBW, Karlsruhe.

HERA (2003), Bilancio consolidato e d'esercizio 2002, Hera, Bologna.

HERA (2004), Bilancio consolidato e d'esercizio 2003, Hera, Bologna.

HERA (2005), Bilancio consolidato e d'esercizio 2004, Hera, Bologna.

HERA (2006), Bilancio consolidato e d'esercizio 2005, Hera, Bologna.

HERA (2007), Bilancio consolidato e d'esercizio 2006, Hera, Bologna.

HERA (2008), Bilancio consolidato e d'esercizio 2007, Hera, Bologna.

HERA (2003), Business Plan 2003-2007, Hera, Bologna.

HERA (2006), Business Plan 2006-2008, Hera, Bologna.

HERA (2006), First Half Result 2006 and 2006-2009 Business Plan, Hera, Bologna.

HERA (2007), Business Plan 2007-2010, Hera, Bologna.

HERA (2008), Relazione annuale sulla Corporate Governance 2007, Hera, Bologna

IRIDE (2008), Business Plan 2008-2012, Iride, Torino.

IRIDE (2008), Relazione annuale sulla Corporate Governance 2007, Iride, Torino.

IRIDE (2007), Relazioni e bilanci al 31 dicembre 2006, Iride, Torino.

IRIDE (2008), Relazioni e bilanci al 31 dicembre 2007, Iride, Torino.

IBERDROLA (2008), Annual Corporate Governance Report 2007, Iberdrola, Bilbao.

IBERDROLA (2001), Legal Information 2000, Iberdrola, Bilbao.

IBERDROLA (2002), Legal Information 2001, Iberdrola, Bilbao.

IBERDROLA (2003), Legal Information 2002, Iberdrola, Bilbao.

IBERDROLA (2004), Legal Information 2003, Iberdrola, Bilbao.

IBERDROLA (2005), Legal Information 2004, Iberdrola, Bilbao.

IBERDROLA (2006), Legal Information 2005, Iberdrola, Bilbao.

IBERDROLA (2007), Legal Information 2006, Iberdrola, Bilbao.

IBERDROLA (2008), Legal Information 2007, Iberdrola, Bilbao.

IBERDROLA (2002), Strategic Plan 2002-2006, Iberdrola, Bilbao.

IBERDROLA (2006), Strategic Plan 2006-2009, Iberdrola, Bilbao.

IBERDROLA (2007), Strategic Plan 2008-2010, Iberdrola, Bilbao.

UNION FENOSA(2001), Annual Report 2000, Union Fenosa, Madrid.

UNION FENOSA(2002), Annual Report 2001, Union Fenosa, Madrid.

UNION FENOSA(2003), Annual Report 2002, Union Fenosa, Madrid.

UNION FENOSA(2004), Annual Report 2003, Union Fenosa, Madrid.

UNION FENOSA(2005), Annual Report 2004, Union Fenosa, Madrid.

UNION FENOSA(2006), Annual Report 2005, Union Fenosa, Madrid.

UNION FENOSA(2007), Annual Report 2006, Union Fenosa, Madrid.

UNION FENOSA(2008), Annual Report 2007, Union Fenosa, Madrid.

UNION FENOSA(2003), Strategic Plan 2003-2007, Union Fenosa, Madrid

UNION FENOSA(2006), Strategic Plan 2007-2011, Union Fenosa, Madrid.

UNION FENOSA(2008), Progress in the Bigger Strategic Plan, Union Fenosa, Madrid.

UNION FENOSA(2008), Annual Corporate Governance Report 2007, Union Fenosa, Madrid

TERNA-RETE ELETTRICA NAZIONALE (2006), Bilancio annuale 2006, disponibile sul sito www.terna.it.

TERNA-RETE ELETTRICA NAZIONALE (2007), Bilancio annuale 2007, disponibile sul sito www.terna.it.

TERNA-RETE ELETTRICA NAZIONALE (2008), Bilancio annuale 2008, disponibile sul sito www.terna.it.

Indice delle Tavole

CAPITOLO II

| | | |
|--------------------|--|---------|
| Tavola 2.1 | - La filiera elettrica | pag. 54 |
| Tavola 2.2 | - La filiera del gas | » 58 |
| Tavola 2.3 | - La produzione di energia elettrica | » 62 |
| Tavola 2.4 | - La domanda di energia elettrica per usi industriali..... | » 63 |
| Tavola 2.5 | - La domanda di energia elettrica nel comparto del terziario e residenziale | » 64 |
| Tavola 2.6 | - Andamento dei prezzi finali dell'energia elettrica per i principali paesi europei (espressi in € al MWh)..... | » 65 |
| Tavola 2.7 | - Andamento dei prezzi finali domestici dell'energia elettrica per i principali paesi europei (espressi in € al MWh) | » 65 |
| Tavola 2.8 | - Andamento dei prezzi finali industriali dell'energia elettrica per i principali paesi europei (espressi in € al MWh) | » 66 |
| Tavola 2.9 | - Un quadro delle differenze del mix di generazione elettrica in Gran Bretagna | » 67 |
| Tavola 2.10 | - Un quadro delle differenze del mix di generazione elettrica in Germania | » 70 |
| Tavola 2.11 | - Un quadro delle differenze del mix di generazione elettrica in Spagna | » 72 |
| Tavola 2.12 | - Un quadro delle differenze del mix di generazione elettrica in Francia | » 74 |
| Tavola 2.13 | - Un quadro delle differenze del mix di generazione elettrica in Italia | » 76 |
| Tavola 2.14 | - L'energy mix dell'Unione Europea..... | » 82 |
| Tavola 2.15 | - Il trend di crescita delle importazioni di fonti energetiche | » 83 |

| | | | |
|--------------------|--|---|----|
| Tavola 2.16 | - Le aree di provenienza del gas naturale | » | 84 |
| Tavola 2.17 | - La percentuale di dipendenza di alcuni Stati europei | » | 86 |
| Tavola 2.18 | - Andamento della produzione di gas naturale nei principali paesi europei (espressa in migliaia di toe) | » | 86 |
| Tavola 2.19 | - Rapporto tra produzione ed importazione di gas naturale nei principali paesi europei (espresso in migliaia di toe) | » | 87 |
| Tavola 2.20 | - Andamento dei prezzi finali del gas naturale in Europa (espressi in c/m ³) | » | 88 |
| Tavola 2.21 | - Prezzi finali domestici del gas naturale per i principali paesi europei (espressi in c/m ³) | » | 89 |
| Tavola 2.22 | - Prezzi finali industriali del gas naturale per i principali paesi europei (espressi in c/m ³) | » | 90 |
| Tavola 2.23 | - Prezzi finali industriali del gas naturale per i principali paesi europei (espressi in c/m ³) | » | 91 |

CAPITOLO III

| | | | |
|-------------------|--|---|-----|
| Tavola 3.1 | - Attuazione delle direttive 2003/54/CE e 2003/55/CE | » | 112 |
| Tavola 3.2 | - I mercati dell'energia elettrica e del gas naturale più competitivi in Europa | » | 115 |
| Tavola 3.3 | - Fatturato delle principali società produttrici di energia elettrica e gas naturale in Europa | » | 116 |
| Tavola 3.4 | - Tasso di cambiamento del fornitore | » | 118 |
| Tavola 3.5 | - Media dei prezzi dell'elettricità e del gas destinati al consumo finale nell'Unione Europea dal 1997 | » | 120 |
| Tavola 3.6 | - Grado di indipendenza degli operatori di rete | » | 122 |

CAPITOLO IV

| | | | |
|-------------------|--|---|-----|
| Tavola 4.1 | - Azionariato Iberdrola | » | 154 |
| Tavola 4.2 | - Struttura del gruppo Iberdrola | » | 155 |
| Tavola 4.3 | - La presenza di Iberdrola nel mondo | » | 156 |
| Tavola 4.4 | - Azionariato EnBW | » | 157 |
| Tavola 4.5 | - Struttura del gruppo EnBW | » | 159 |
| Tavola 4.6 | - Cronologia del gruppo Union Fenosa | » | 160 |
| Tavola 4.7 | - Azionariato Union Fenosa | » | 161 |
| Tavola 4.8 | - Struttura del gruppo Union Fenosa | » | 162 |
| Tavola 4.9 | - Azionariato A2A | » | 163 |

| | | |
|--------------------|--|-------|
| Tavola 4.10 | - Struttura del gruppo A2A | » 165 |
| Tavola 4.11 | - Azionariato Hera | » 166 |
| Tavola 4.12 | - Struttura del gruppo Hera | » 167 |
| Tavola 4.13 | - Azionariato Iride | » 169 |
| Tavola 4.14 | - Struttura del gruppo Iride | » 170 |
| Tavola 4.15 | - Azionariato Acea | » 171 |
| Tavola 4.16 | - Struttura del gruppo Acea | » 172 |
| Tavola 4.17 | - La struttura del gruppo AceaElectrabel | » 173 |
| Tavola 4.18 | - Il modello struttura-condotta-performance | » 175 |
| Tavola 4.19 | - Le linee d'azione del gruppo EnBW | » 186 |
| Tavola 4.20 | - I percorsi di sviluppo delle local utility | » 194 |

CAPITOLO V

| | | |
|---------------------|---|-------|
| Tavola 5.1 | - L'andamento del fatturato per tipologia di ricavi | » 228 |
| Tavola 5.2 | - La composizione del fatturato | » 228 |
| Tavola 5.3 | - L'andamento dei costi per tipologia di costo | » 231 |
| Tavola 5.4 | - La composizione dei costi | » 231 |
| Tavola 5.5 | - Gli indici di efficienza | » 234 |
| Tavola 5.6 | - Gli indici di produttività | » 234 |
| Tavola 5.7 | - La ripartizione del valore aggiunto | » 234 |
| Tavola 5.8 | - L'andamento del ROI | » 238 |
| Tavola 5.9 | - L'andamento del ROS | » 238 |
| Tavola 5.10 | - L'andamento del RONA | » 240 |
| Tavola 5.11 | - L'andamento del ROA | » 241 |
| Tavola 5.12 | - L'andamento del ROE | » 242 |
| Tavola 5.13 | - L'andamento del ROE di gruppo e del ROE di terzi | » 243 |
| Tavola 5.14 | - L'andamento del capitale investito | » 246 |
| Tavola 5.15 | - La composizione degli investimenti | » 248 |
| Tavola 5.16 | - L'andamento del capitale acquisito | » 249 |
| Tavola 5.17 | - La composizione dei finanziamenti | » 250 |
| Tavola 5.18 | - Gli indici di composizione | » 253 |
| Tavola 5.19 | - I margini finanziari e gli indici di struttura | » 253 |
| Tavola 5.20 | - Gli indici di correlazione | » 253 |
| Tavola 5.21 | - La correlazione tra attivo e passivo (con valori riclassificati in rapporto alla funzione svolta nel ciclo produttivo aziendale.... | » 257 |
| Tavola 5.22 | - La correlazione tra attivo e passivo (con valori riclassificati in rapporto al loro grado di liquidità/esigibilità) | » 257 |
| Tavola 5.23. | - Gli indici di andamento | » 259 |
| Tavola 5.24 | - Andamento della tariffa elettrica media nazionale e del prezzo del petrolio | » 262 |

| | | | |
|--------------------|---|---|-----|
| Tavola 5.25 | - Indici mensili Istat dei prezzi dell'energia elettrica | » | 263 |
| Tavola 5.26 | - Variazioni dei prezzi dell'elettricità nei principali paesi europei | » | 264 |
| Tavola 5.27 | - Prezzi dell'elettricità per gli utenti industriali (€/MWh) | » | 265 |
| Tavola 5.28 | - Prezzi dell'elettricità per gli utenti domestici (€/MWh) | » | 265 |
| Tavola 5.29 | - Durata di interruzione per cliente in bassa tensione | » | 268 |

