



ISTITUTO DI RICERCHE ECONOMICHE E SOCIALI

Osservatorio Energia

**Il sistema energetico italiano:  
vincoli e opportunità**

**Rapporto di Ricerca**

**Aprile 2008**

**RES**

ISTITUTO DI RICERCHE ECONOMICHE E SOCIALI  
**Osservatorio Energia**

**HERMESLAB**

**Analisi economica  
per le decisioni**

**Il Gruppo di Ricerca**, coordinato da Alessandro Notargiovanni, Responsabile scientifico dell'Osservatorio sull'energia Ires, è composto da:

Serena Rugiero, coordinatrice scientifica dell'Osservatorio sull'energia Ires;

Luigi Portioli, ricercatore Ires.

Luca Salvati, Statistico, Ires.

Il presente studio, realizzato anche con il supporto di HermesLab, è stato redatto da Alessandro Notargiovanni con la collaborazione di Serena Rugiero e il contributo di Luca Salvati.

<b>Capitolo 1</b>	
<b>La costruzione del mercato unico europeo dell'energia</b>	4
1.1 Quadro generale	4
1.2 I pionieri delle liberalizzazioni: Gran Bretagna e Scandinavia	6
1.2.1 <i>Gran Bretagna</i>	6
1.2.2 <i>Scandinavia: Il Nord Pool</i>	8
1.3 Le direttive europee	10
1.3.1 <i>Le Direttive europee sull'elettricità</i>	11
1.3.2 <i>Le Direttive europee sul Gas</i>	15
1.3.3 <i>I risultati conseguiti</i>	17
1.3.4 <i>Le principali lacune</i>	22
1.3.5 <i>Considerazioni</i>	27
<b>Capitolo 2</b>	29
<b>La Riforma del sistema energetico italiano</b>	
2.1 Liberalizzazioni e privatizzazioni: il decennio italiano	29
2.2 Elettricità: Il decreto Bersani n. 79 del 16/03/1999 e i decreti successivi (applicativi, modificativi)	33
2.3 Gas: il Decreto Letta e i decreti successivi	40
2.4 Il Decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, convertito con modificazioni in legge 3 agosto 2007, n. 125: l'apertura del mercato libero ai clienti domestici	43
2.5 Risultati e limiti del processo di liberalizzazione in Italia	46
2.5.1 <i>I primi risultati</i>	46
2.5.2 <i>I limiti emersi</i>	48
2.5.3 <i>Le criticità politico-istituzionali</i>	52
2.5.4 <i>Le criticità strutturali</i>	54
2.6 La falsa apertura del mercato del gas in Italia	67
<b>Capitolo 3</b>	
<b>Relazioni industriali e riforma: il ruolo negoziale del sindacato nella fase di elaborazione della Riforma</b>	73
3.1 L'intesa sulle nuove regole del gioco nel 1999	77
3.2 Clausola sociale e contratto unico di settore	80
<b>Capitolo 4</b>	83
<b>I processi di privatizzazione</b>	
4.1 Gli assetti proprietari di Enel ed Eni	83
4.1.1 <i>Eni ed Enel due public companies</i>	88
4.2 La proprietà delle reti: nuova TERNA, SNAM rete gas, STOGIT	90

## **Capitolo 5**

### **I nuovi operatori e le alleanze industriali**

5.1 Le “costole di Enel”: Endesa,Edipower e Tirreno Power	95
5.2 Edison	99
5.3 ACEA-Roma	102
5.4 AEM-Milano/ASM-Brescia=A2A	106
5.5 HERA-Bologna	110
5.6 IRIDE Spa	114

## **Capitolo 6**

### **Considerazioni e Conclusioni**

6.1 Alcune considerazioni	115
6.2 Conclusioni	117

## **Bibliografia**

132

# Capitolo 1

## La costruzione del mercato unico europeo dell'energia

### 1.1 Quadro generale

Il 12 dicembre 1962, dopo un lungo dibattito parlamentare, venne varata la legge che sanciva la fine dei gruppi elettrici privati in Italia e la nascita dell'Enel, ente nazionale per l'energia elettrica. Già nell'immediato dopo guerra l'unico punto su cui tutte le forze politiche del Paese si trovavano d'accordo riguardava proprio la soluzione che si sarebbe dovuta dare all'assetto dell'industria elettrica nell'ambito delle scelte di politica economica.

Nei programmi dei partiti che si presentavano alle elezioni dell'Assemblea Costituente (1946), seppur con accenti diversi, emergeva l'opportunità che in un piano di eventuali nazionalizzazioni si desse priorità assoluta al settore elettrico. Ma con l'uscita dei partiti di sinistra dal Governo (1947) tale orientamento veniva accantonato, e solo dopo quindici anni (1962) tornerà alla luce.

Del resto, le tesi volte a superare i monopoli e gli oligopoli privati erano perfettamente in linea con la filosofia keynesiana dello sviluppo che caratterizzò la politica economica di numerosi Paesi europei nel periodo della ricostruzione; politica tesa ad accrescere il ruolo dello Stato sia come programmatore dello sviluppo che come attore diretto nei settori più vitali, come appunto quello dell'energia.

Per conseguire l'obiettivo della crescita si adottarono in Europa due fondamentali strategie di politica economica:

- l'eliminazione degli squilibri settoriali e territoriali;
- l'allargamento dell'intervento dello Stato in settori strategici che consentisse il potenziamento delle strutture e servizi di base ritenuti di prioritaria importanza per creare le condizioni dello sviluppo.

La Francia fu il primo Paese a nazionalizzare l'industria elettrica con la legge del 1946 che istituì l'ente *Electricité de France* per la produzione e distribuzione dell'energia elettrica. Anche l'Inghilterra nel 1947 avviò il processo di nazionalizzazione della produzione e della distribuzione dell'energia elettrica con la costituzione della *British*

*Electricity Authority*, ente pubblico nazionale a capo di quattordici enti pubblici regionali che avevano il compito di distribuire energia elettrica nelle rispettive zone di competenza. In Italia, la nascita dell'Enel metteva fine alle "baronie elettriche" (E. Scalfari) e affidava all'Ente di Stato la missione di "rispondere con costi contenuti alla crescente domanda di elettricità, nonché di accumulare le riserve necessarie, e di fornire alle varie categorie di utenti la possibilità di accedere alle fonti di energia a condizioni di prezzi uniformi, in modo da assicurare la possibilità di nuovi investimenti nel settore elettrico consentendo lo sviluppo di aree arretrate, soprattutto nel Mezzogiorno". In sintesi venne affidato all'Enel il compito di completare l'elettrificazione del Paese, compito svolto egregiamente. All'ente di diritto pubblico venne riconosciuta la massima autonomia ed operatività non vincolando, nell'immediato, la sua attività a criteri di redditività propri delle aziende private ed anche a partecipazione statale.

La produzione di energia elettrica era a quei tempi (1962) ancora a prevalente fonte idrica e bisognerà attendere il 1967 per assistere all'inversione di tendenza a favore della termoelettrica e degli idrocarburi. Nel frattempo (1953) era nata l'Eni, Ente Nazionale Idrocarburi, monopolio di fatto nel settore degli approvvigionamenti energetici (gas metano).

Fino agli anni '80 le imprese energetiche verticalmente integrate ed il conseguente monopolio territoriale furono motivati dalla duplice esigenza di realizzare la maggiore efficienza tecnica e gestionale e di raggiungere dimensioni tali da consentire il reperimento delle risorse finanziarie necessarie per i massicci investimenti (es. nucleare) richiesti dalla crescita sostenuta dalla domanda. Inoltre, "universalità del servizio" e "tariffa unica per fascia di utenza", sono obiettivi che storicamente hanno contribuito non poco alle scelte a favore delle nazionalizzazioni o comunque di forme di intervento pubblico nel settore (si pensi agli approvvigionamenti e alle diverse fasi dei processi di metanizzazione dell'Eni).

Realizzato l'obiettivo dell'universalità del servizio, alquanto ridotto il fabbisogno di capitali sia per l'asestarsi della domanda di energia che per l'ingresso di tecnologie a ridotta intensità di capitale (es. cicli combinati), sono venute meno le motivazioni a favore di grandi imprese verticalmente integrale a proprietà pubblica.

All'inizio degli anni '90, con un'inversione di tendenza rispetto al periodo della ricostruzione e motivata non solo dall'avvenuto completamento dell'elettrificazione

in tutta l'Europa dei 15 ma anche da fattori attinenti il rilancio della competitività del sistema economico europeo, sono prevalsi orientamenti che, insieme al Keynesismo, hanno rimesso in discussione la natura del ruolo dello Stato in economia, privilegiandone la funzione di "regolatore del mercato". Corollario di questa scelta è la dismissione delle attività sotto controllo pubblico (Enti e società a partecipazione statale) e l'apertura al mercato ed alla concorrenza dei settori (ad esempio, nei servizi) fino ad allora esclusi. Iniziarono i processi di liberalizzazione e privatizzazione.

Coerentemente con questi assunti, si svilupparono i processi di liberalizzazione dei due comparti dove maggiormente era presente la mano pubblica se non altro attraverso forme di regolamentazione molto rigide: l'elettricità ed il gas, dove le condizioni che giustificavano, anzi in molti casi rendevano essenziale la presenza dello Stato e di monopoli, oggi non sussistono più o sono diventate meno importanti.

## **1.2 I pionieri delle liberalizzazioni: Gran Bretagna e Scandinavia**

### *1.2.1 Gran Bretagna*

Il primo paese a superare la situazione di monopolio naturale e legale è stata la Gran Bretagna, dove dopo il 1990 il sistema elettrico è stato liberalizzato e privatizzato. Le tappe di questo percorso sono state:

Febbraio 1988, Libro Bianco del governo Thatcher che illustra i termini di tale processo. Dal Libro Bianco si passa subito alla stesura di un disegno di legge che, con l'approvazione del Parlamento, nel 1989 diventa *l'Electricity Act*. Fine 1990: collocamento sul mercato azionario delle dodici società regionali di distribuzione. Marzo 1991: collocamento sul mercato azionario di due delle società di produzione, *National Power* e *Power Gen*, fra cui venne ripartita la produzione preesistente (il collocamento della terza, *Nuclear Electric*, cui furono affidati gli impianti nucleari, ebbe luogo in un secondo tempo).

La trasmissione fu invece trasferita a una società, la *National Grid*, (NGC), controllata dalle dodici società regionali di distribuzione, con libertà di accesso per qualsiasi produttore o venditore di energia elettrica (*Third Party Access*). Inoltre i distributori potevano produrre in proprio il 15% dell'energia elettrica da loro erogata. In Scozia,

per le dimensioni più ridotte, il settore è stato organizzato in modo più compatto: una società che gestisce le centrali nucleari (*Scottish Nuclear*), e due società verticalmente integrate, *Scottish Hydroelectric* e *Scottish Power*.

Fin dall'inizio è stata definita una fase di transizione in cui, incominciando dai consumatori con impegno di potenza più elevato, si prevedeva di estendere gradualmente la possibilità di approvvigionarsi direttamente sul mercato a tutti i consumatori di energia elettrica.

Il mercato all'ingrosso dell'energia elettrica venne affidato al *Pool*, una sorta di Borsa, a cui entro le 10 di ogni giorno per ciascun impianto di sua proprietà ogni produttore doveva trasmettere le proposte per il giorno successivo relative a:

- i prezzi di offerta della fornitura elettrica;
- la dichiarazione della disponibilità di potenza per ciascuno dei 48 intervalli di mezz'ora;
- il prezzo al quale era disponibile a tenere l'unità in riserva calda;
- lo stato dell'impianto (se in funzione, in riserva calda, non in servizio);
- il prezzo al quale era disponibile a fare funzionare l'impianto, per un periodo limitato di tempo, a un livello di potenza maggiore della potenza dichiarata.

Le offerte erano classificate dalla NGC in ordine crescente di prezzo, il cosiddetto *Merit Order*: una grossa novità rispetto a quello usato dalle imprese elettriche integrate, basato sui costi di generazione. Successivamente, in ciascuno degli intervalli di mezz'ora, venivano esaminate le richieste da parte della domanda per il giorno successivo e si accettavano le offerte in grado di soddisfarla in ordine crescente di prezzo. Il valore dell'ultima offerta accettata (il più alto di tutti) determinava il prezzo di vendita per tutti i produttori (metodo del *marginal price*).

Il meccanismo previsto dal *Pool* non è esente da critiche, in quanto facilita accordi di cartello, ed è giustificato solo nella fase di avvio di un processo di liberalizzazione in quanto dovrebbe incentivare l'ingresso di nuovi competitori. Questi, infatti, producendo l'energia elettrica da impianti appena realizzati, che si suppone più efficienti della media del parco esistente, dovrebbero essere in grado di offrire prezzi molto bassi, così da rientrare sempre nella fascia delle offerte accettate, lucrando in tal modo la differenza fra il più elevato prezzo marginale e il proprio costo di produzione.

Le opinioni sugli effetti della liberalizzazione in Inghilterra in termini di benefici per la clientela sono piuttosto controversi, non solo per l'insoddisfacente funzionamento del *Pool*, le cui transazioni sono state talvolta influenzate da accordi di cartello, sempre dalle condizioni economiche definite nei contratti bilaterali di acquisto dell'energia (*Power Purchasing Agreements* - PPA) stipulati al di fuori del *Pool*, ma anche per l'incidenza che sul costo finale dell'energia hanno avuto i cosiddetti oneri di sistema, come il sostegno temporaneo all'industria inglese del carbone e il rimborso alle società private degli *stranded costs*, gli oneri impropri imposti all'ente pubblico dal potere politico e da queste ereditati.

A fine anni '90 il *Pool* è stato sostituito dai *New Electricity Trade Arrangements* (NETA), che coprono praticamente tutte le transazioni e sostituiscono al meccanismo del *marginal price* quello tradizionale di mercato, per cui il prezzo viene sostanzialmente determinato dall'incrocio fra singola domanda e la singola offerta (*pay as bid*).

Nel Regno Unito anche se è stato uno dei paesi dove si è realizzato con maggior successo l'ingresso sul mercato di nuovi concorrenti, il bilancio non è dei più entusiasmanti: infatti nel 2003 in Inghilterra circa la metà dei produttori elettrici era in regime di amministrazione controllata, a dimostrazione del fatto che quello elettrico è un mercato anomalo, particolarmente in un paese insulare come l'Inghilterra, che rende più arduo del solito collocare sui mercati esteri l'eccesso di capacità produttiva.

### 1.2.2 Scandinavia: il Nord Pool

Subito dopo la Gran Bretagna è stata la Norvegia ad avviare nel 1991 con l'*Electricity Act* la riforma del settore elettrico, formando insieme alla Svezia (Gennaio 1996) il primo mercato multinazionale il *Nord Pool*, cui successivamente si sono aggregate Finlandia (Giugno 1998) e Danimarca (Giugno 1999). Malgrado le critiche a cui è stato sottoposto, il *Nord Pool* è generalmente considerato l'esempio di mercato elettrico di maggior successo.

Il mercato del Nord Europa è uno dei mercati storici dei "derivati elettrici" ed è nominato come *Nordic Power Exchange*, *Nord Pool ASA*. E' da circa dieci anni, infatti, che in questi paesi il comparto energetico è stato aperto alla competizione tra imprese.

L'introduzione di questo processo ha permesso a diverse aziende di possedere ed operare sulla rete di trasmissione dell' elettricità. L'attività è comunque sottoposta al controllo delle autorità pubbliche, al fine di evitare discriminazioni all'entrata di nuovi operatori sul mercato, in più le aziende produttrici di energia elettrica sono nella stragrande maggioranza pubbliche, e ciò sta a provare la debole correlazione esistente fra liberalizzazione e privatizzazione.

Il Nord Pool è organizzato su due mercati: un mercato spot per le contrattazioni a breve (ELSPOT) ed un mercato dei derivati (ELTERMIN, ELOPTION) e prevede la presenza di una *Clearing House*. Elspot è un mercato spot per contratti che prevedono la consegna fisica del bene ed hanno come scadenza una delle ventiquattro ore del giorno successivo. Ogni contratto si riferisce ad una fornitura di energia misurata in MWh durante una certa ora del giorno dopo, contro il pagamento di un controvalore. I prezzi sono determinati separatamente per ogni ora del giorno successivo dal bilanciamento tra offerta e domanda di elettricità di tutti i partecipanti alla Nordic Power Exchange Area.

Nel mercato dei derivati, altrimenti noto come Eltermin ed Eloption, si effettuano le contrattazioni dei contratti di strumenti derivati (quali futures e forward) che prevedono la consegna di un ammontare di energia prefissato ad un costo prestabilito, ossia il prezzo di esercizio del derivato. Il prezzo è riferito a un MWh; il periodo di consegna può essere un determinato giorno, o una settimana, o un blocco, cioè un periodo di quattro settimane o una stagione oppure un anno. Nonostante alla data di regolamento del contratto sia prevista la consegna fisica del bene, dal settembre 1995 nessun derivato è stato chiuso con la consegna di una quantità fisica di elettricità, ma sono stati regolati tutti in denaro.

Dall'ottobre 1999 in questo mercato sono trattate anche opzioni di tipo europeo ed asiatiche. Come già detto, questo mercato prevede la presenza della *Clearing House*, nominata Nordic Electricity Clearing (NEC). Essa garantisce la consegna ed il pagamento di tutte le contrattazioni ponendosi come controparte di ogni operatore. Inoltre offre alcuni servizi per i contratti standardizzati bilaterali trattati sui mercati non regolamentati.

Il Nord Pool, più ancora che il Pool inglese, viene ora considerata un'esperienza di successo. Le caratteristiche di volontarietà della partecipazione al mercato all'ingrosso, i criteri di formazione dei prezzi e la funzione di garante finanziario

hanno fatto del Nord Pool il caso più studiato, al momento di implementare la Direttiva, da parte degli stati membri. Il percorso verso la creazione di borse soprannazionali, valutata positivamente dalle istituzioni europee, non può tuttavia trascurare che l'esperienza dei paesi nordici è, per certi versi unica. La lunga tradizione di cooperazione, che ha fornito la piattaforma su cui costruire anche un mercato dell'elettricità comune ai paesi nordici, non trova infatti riscontro così evidente in altre macroregioni europee.

L'esempio nordico è una delle realtà di riferimento di tutti quei Paesi che, come il nostro, si trovano dentro il processo di liberalizzare del mercato energetico. L'esperienza del Nord Pool è da ritenersi particolarmente importante anche perché rappresenta uno dei mercati storici.

### **1.3 Le direttive europee**

È da tempo che l'Unione Europea misura la valenza del proprio sistema economico confrontandosi con il sistema americano ed è un fatto che da questo confronto, in termini di competizione nei mercati di beni e servizi, l'Europa esce perdente.

Più flessibilità, più produttività, più competitività fanno del modello americano quello vincente. E allora via alla rincorsa, senza chiedersi se esistono alternative originali alla promozione dello sviluppo, più consone alla natura dei paesi europei. Una "politica dell'inseguimento" che spinge a percorrere la medesima strada nell'illusione del raggiungimento e del sorpasso.

- ✓ Da Lisbona in poi le cose sono cambiate. La filosofia della conoscenza ha dato carattere agli obiettivi comunitari. L'apertura dei mercati, il superamento dei monopoli e l'abbattimento dei costi di sistema trovano una collocazione meno ideologica e funzionale al rilancio dell'economia: la politica delle liberalizzazioni quale strumento centrale per il recupero della competitività..

### 1.3.1 Le Direttive europee sull'elettricità

#### *La Direttiva 96/92/CE*

Con il varo della Direttiva 96/92/CE del 19 dicembre 1996 concernente norme comuni per il mercato dell'energia elettrica e del gas, si apre una fase nuova della politica energetica europea, iniziano i processi di liberalizzazione. I principi generali più importanti sono:

- regole comuni in tutta l'UE per garantire un unico terreno di gioco per tutti coloro che esprimeranno la domanda e l'offerta;
- le regole comuni devono essere compatibili con il principio di sussidiarietà che gli stati nazionali possono esercitare;
- l'apertura nei mercati deve avvenire progressivamente.

Ne deriva:

- la libertà di realizzare impianti per la produzione di energia elettrica,
- la libertà di vendita ai clienti idonei,
- la libertà di accesso alle reti di trasmissione e distribuzione,
- gli stati membri possono prevedere obblighi "di servizio pubblico", ma non a scapito della concorrenza, così come prevista nella direttiva.
- Concorrenza nella generazione: la costruzione di nuovi impianti può avvenire mediante autorizzazioni o procedure di appalto. Nella direttiva sono previste due opzioni. Una è l'autorizzazione, che attualmente hanno scelto tutti i paesi. Secondo la procedura di autorizzazione, ogni azienda può costruire nuove centrali, quando e dove vuole, assoggettandosi alle nuove procedure che ogni stabilimento industriale è tenuto a rispettare. L'altra opzione era il processo di gara per appalto, secondo il quale l'esigenza di nuove centrali è fissata da qualche forma di pianificazione e le aziende entrano in competizione per ottenere l'affidamento a costruire la capacità necessaria. Solo il Portogallo, all'inizio, aveva scelto tale opzione, ma ora è passato all'autorizzazione.
- Concorrenza nella vendita: apertura progressiva sulla base dei livelli dei consumi. La direttiva richiedeva che, dal febbraio 1999, almeno il 27% del mercato elettrico fosse aperto alla concorrenza. Nel febbraio 2000 il livello era elevato al 30% e nel febbraio 2003 al 35%.

- Accesso alla rete di trasmissione: negoziato o regolato. Nella direttiva ci sono due opzioni:
  - Con l'opzione regolata dell'Accesso (TPA): i produttori e i venditori hanno accesso garantito alla rete a prezzi resi pubblici dall'operatore del sistema (SO) e a condizioni non discriminatorie.
  - Con l'opzione TPA negoziata, vengono resi pubblici i prezzi indicativi, ma i clienti possono negoziare il prezzo preciso e le condizioni con il SO.
- Obbligo di servizio pubblico: La direttiva stessa non impone alcun obbligo di servizio pubblico. Accetta l'idea generale che la liberalizzazione possa essere limitata dagli Stati Membri con l'imposizione di obblighi di servizio pubblico, ma ciò deve essere previsto esplicitamente.
- Indipendenza: (i) Separazione contabile tra le attività di generazione, trasmissione, e distribuzione per le imprese che operano in tutte le fasi del mercato; (ii) separazione gestionale della trasmissione dalle altre attività del mercato.
  - *Unbundling* del sistema di trasmissione. Per garantire un accesso non discriminatorio alla rete di trasmissione, esistono norme che mirano ad assicurare l'indipendenza della gestione di rete. Il minimo che le società integrate sono state obbligate a fare: è avere un management separato e pubblicare conti separati per l'attività di rete. Francia Lussemburgo e all'interno del Regno Unito, Scozia e Irlanda del Nord hanno optato per il livello minimo di adesione alla norma. Austria, Belgio, Danimarca, Germania, Grecia, Irlanda e Portogallo hanno optato per l'unbundling legale, nel quale è costituita una azienda separata per la rete ma la proprietà permane nella utility integrata. In Finlandia, Italia, Olanda, Svezia, Spagna, Inghilterra e Galles, la trasmissione è di proprietà di società completamente indipendenti.
  - *Unbundling* del sistema di distribuzione e di fornitura al dettaglio. Con l'introduzione della concorrenza al consumo, diviene possibile (almeno teoricamente) anche per le aziende, al di là del distributore, vendere elettricità ai consumatori (compresi quelli domestici, laddove il mercato abbia raggiunto il 100% di liberalizzazione).

### *La nuova direttiva europea 2003/54/CE*

Nei quattro anni che separano l'inizio del processo di liberalizzazione europeo (1999-2003), dall'emanazione della Direttiva 2003, molti paesi membri avevano manifestato insoddisfazione per l'incerto procedere dell'apertura del mercato e denunciato le asimmetrie esistenti, invocando aggiustamenti e maggiore determinazione. Contemporaneamente il Consiglio europeo di Lisbona (primavera 2000) aveva auspicato il rapido completamento del mercato interno dell'energia come un passaggio importante per acquisire vantaggi in termini di rilancio della competitività del sistema economico europeo, dell'occupazione, degli standard di servizio più elevati ai cittadini.

La prima e più significativa novità riguarda l'introduzione di alcuni obblighi di "servizio pubblico" che debbono essere rispettati da tutti gli stati membri. Gli stati devono garantire il "servizio universale", inoltre va garantito "un elevato livello di protezione dei consumatori", sono previste forme speciali di tutela (tariffe sociali) e viene anche introdotta una nuova categoria di utenti, i "clienti vulnerabili" che possono beneficiare di apposite misure per evitare l'interruzione di fornitura.

La direttiva prevedeva inoltre:

- ◆ La libertà di scelta del fornitore di elettricità, per tutti i consumatori diversi da quelli domestici al 2004 e per tutti i consumatori, inclusi quelli domestici, dal 2007.
- ◆ La separazione societaria legale della trasmissione e distribuzione dalla produzione e fornitura.
- ◆ L'accesso non discriminatorio alle reti in base a tariffe trasparenti e pubblicate (non più l'accesso negoziato).
- ◆ L'istituzione in ciascuno Stato Membro di una *Autorità di Regolazione*, appropriata al quadro normativo locale, al fine di assicurare il controllo effettivo delle condizioni di accesso alle reti.
- ◆ L'allocazione della capacità transfrontaliera di trasmissione elettrica in base a meccanismi di mercato.

Molti sono gli ulteriori elementi di novità:

- ➔ l'adozione di una serie di misure concrete per garantire parità di condizioni dal lato dell'offerta al fine di ridurre il rischio di posizioni dominanti e di comportamenti predatori;

- la protezione dei piccoli consumatori anche attraverso l'accrescimento del loro potere negoziale nei confronti di chi offre il servizio;
- un accesso alla rete senza discriminazioni, trasparente e a prezzi proporzionati ai costi sostenuti;
- 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;
- la necessità di stabilire metodologie di definizione delle tariffe in maniera trasparente (pubblicazione) e non discriminatoria;
- l'introduzione di obblighi di servizio pubblico in merito a problematiche di sicurezza dell'approvvigionamento, regolarità, qualità e prezzo delle forniture;
- la protezione dell'ambiente;
- la promozione di misure a favore dell'efficienza e del risparmio energetico attraverso incentivi;
- l'enfasi sull'attività di ricerca e sviluppo;
- la creazione da parte delle Autorità di regolazione di meccanismi di mercato trasparenti per la fornitura e l'acquisto di energia elettrica di bilanciamento in base ai livelli di liquidità del mercato nazionale di elettricità e del gas.

Si assegnano alle Autorità di regolazione una serie di competenze minime di regolazione e monitoraggio riguardanti:

- la gestione e l'allocazione della capacità d'interconnessione;
- i meccanismi relativi alle congestioni nel sistema energetico;
- il tempo impiegato dalle imprese di trasmissione e distribuzione per la connessione di terzi con le reti e per le riparazioni;
- la pubblicazione di informazioni appropriate da parte degli operatori del sistema di trasmissione e distribuzione concernenti le interconnessioni, l'utilizzo della rete, l'allocazione della capacità alle parti interessate;
- la separazione effettiva della contabilità per assicurare che non ci siano sussidi incrociati fra le attività di generazione, trasmissione, distribuzione e vendita;
- i termini, le condizioni e le tariffe per l'accesso di terzi alle reti secondo i principi di non discriminazione e trasparenza, in particolare tenendo conto dei

costi e benefici derivanti dall'utilizzo di nuove tecnologie per le energie rinnovabili, per la generazione distribuita e la cogenerazione;

– la fissazione e l'approvazione delle metodologie usate per calcolare o stabilire i termini e le condizioni per la connessione e l'accesso alla rete nazionale, incluse le tariffe di trasmissione e distribuzione, oltre che l'attività di bilanciamento.

Va sottolineato che la nuova Direttiva rappresenta sicuramente un passo in avanti necessario rispetto alla legislazione precedente e che l'effettiva costituzione di un mercato concorrenziale a livello europeo dipenderà da due fattori chiave: *la velocità di recepimento della Direttiva da parte dei governi degli Stati membri e l'ulteriore legislazione che verrà adottata al fine di colmare i diversi gap esistenti.*

Un esempio in tal senso è costituito dal fatto che la nuova legislazione energetica non arriva a imporre l'obbligo di separazione proprietaria delle reti, ma stabilisce che esse siano costituite in società distinte e le sottopone alla regolazione di un'Autorità indipendente. In tale contesto è possibile immaginare una sequenza che conduca al risultato ottimale, cioè alla cessione della rete da parte dell'impresa che produce e vende energia. Nel nostro Paese ciò è stato realizzato con la nascita di Terna Spa. Tale passaggio è necessario anche negli altri Paesi al fine di garantire un ideale funzionamento del mercato ed evitare comportamenti collusivi.

*Regolamento sugli scambi transfrontalieri di elettricità: "Regolamento (CE) n. 1228/2003"*

Sempre in data 26 giugno 2003, è stato approvato il regolamento relativo alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica (2003/1228/CE). Esso mira a stabilire criteri volti a promuovere il commercio di energia elettrica tra paesi membri, estendendo il diritto al TPA, *Third Party Access*, anche agli scambi internazionali, condizione necessaria per lo sviluppo di un effettivo mercato elettrico europeo.

### *1.3.2 Le Direttive europee sul Gas (UE 98/30/CE e 2003/55/CE)*

Il processo di liberalizzazione del settore gas fu avviato con la Direttiva UE 98/30/CE, con l'obiettivo di creare un mercato concorrenziale nel gas aperto ai consumatori finali. L'apertura dal lato della domanda ammetteva da subito al mercato i clienti con

un consumo annuo superiore ai 25 milioni di metri cubi, ed i clienti che utilizzavano il gas per la produzione elettrica.

*La soglia minima di consumo*, per diventare clienti idonei, sarebbe scesa a 15 milioni di metri cubi nel 2003 e a 5 milioni nel 2008. Lasciando agli stati membri la possibilità di decidere livelli di apertura maggiori. La istituzione del mercato è affidata alla eliminazione del monopolio nelle attività di: produzione, importazione, stoccaggio, distribuzione, vendita.

*La costruzione e gestione di impianti* è soggetta ad autorizzazione con procedura trasparente, sulla base di criteri obiettivi e non discriminatori, stabiliti e resi pubblici da ciascuno degli stati membri. L'accesso al sistema (rete di trasporto e distribuzione, stoccaggi, impianti di Gnl), è libero ed ogni stato membro deve garantirlo.

*L'accesso al sistema* può essere assicurato, come nell'elettricità, sia mediante negoziazione diretta tra le parti, che mediante regolazione sulla base di tariffe pubbliche.

*Non è previsto l'obbligo di "servizio pubblico"*, ma ciascuno stato può, nell'interesse generale del paese, imporre alle imprese di gas naturale obblighi di servizi pubblico per quanto riguarda la sicurezza degli approvvigionamenti, la fornitura, la protezione dell'ambiente.

*Unbundling*, l'efficacia del mercato verrà assicurata dall'obbligo delle imprese verticalmente integrate che operano nel gas, dalla separazione contabile fra le diverse fasi che riguardano la filiera e dalla separazione societaria per le attività *non gas*.

La direttiva comunitaria 2003/55/CE relativa a norme comuni per il mercato del gas naturale, che abroga la 98/30/CE, come la 54 che riguarda il settore elettrico, innova inserendo norme chiare su:

- ❖ completa apertura del mercato interno: tutti i clienti sono liberi a partire dal 1° luglio 2007;
- ❖ accesso al sistema di trasporto, stoccaggio e distribuzione: rimane una sola opzione, quella dell'accesso regolato attraverso tariffe pubbliche e trasparenti;
- ❖ obblighi di servizio pubblico: tali obblighi riguardano la sicurezza degli approvvigionamenti e della fornitura, la tutela dell'ambiente e la efficienza energetica. Per il raggiungimento di tali obiettivi gli stati membri possono attuare un programma a lungo termine;

❖ tutela dei consumatori. Ogni stato adotterà misure appropriate per garantire un elevato livello di tutela dei consumatori ed un'adeguata protezione dei clienti vulnerabili (evitare l'interruzione delle forniture), e garantire a tutti i clienti idonei la possibilità effettiva di cambiare fornitore;

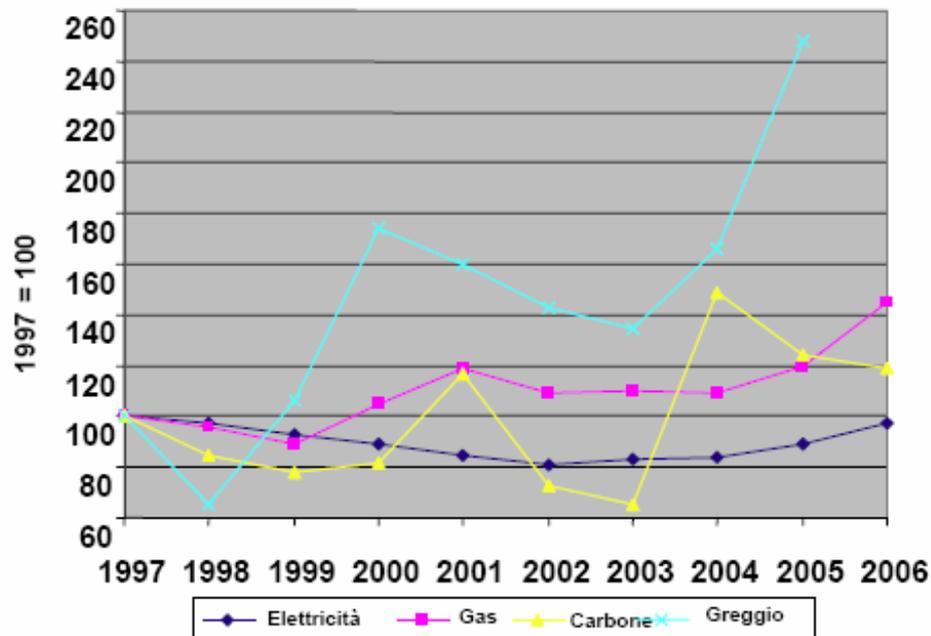
❖ attività di regolazione. Gli stati membri definiscono uno o più organismi competenti con la funzione di autorità di regolamentazione indipendenti, con il compito di assicurare la non discriminabilità, la effettiva concorrenza e l'efficace funzionamento del mercato.

L'Italia fu il Paese precursore. Già nel 2001 tutti i clienti furono dichiarati "liberi".

### *1.3.3 I risultati conseguiti*

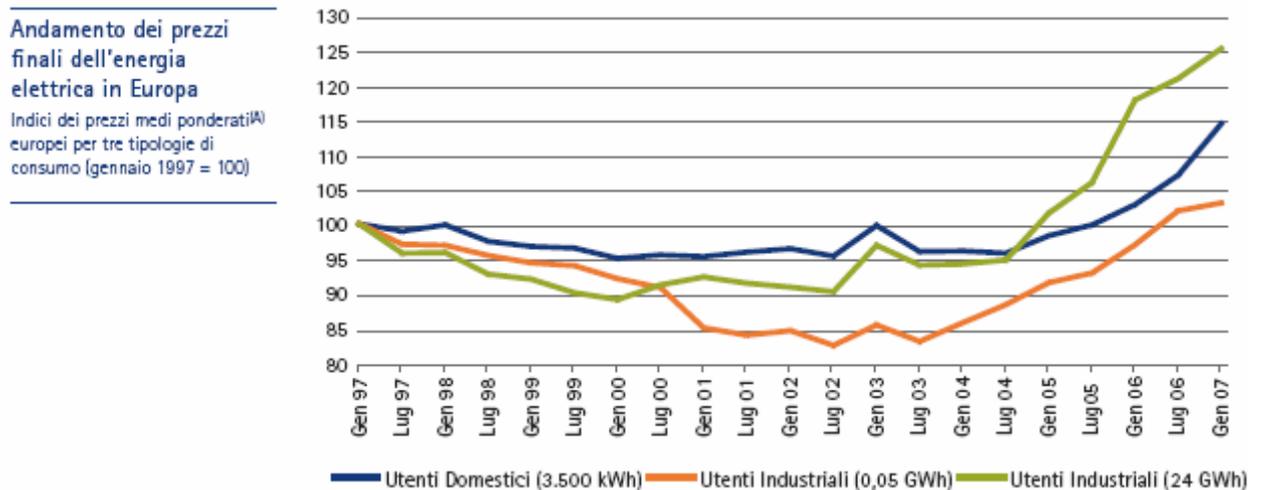
La principale conclusione del rapporto elaborato dalla Commissione europea sullo stato di avanzamento della creazione del mercato interno del gas e dell'elettricità è che *si registra, almeno fino al 2004, una timida apertura dei mercati dell'energia che ha portato ad un ribasso dei prezzi dell'elettricità in termini reali rispetto al 1997.* Successivamente, malgrado la rapida crescita del prezzo del petrolio, del gas e del carbone, l'elettricità ha manifestato incrementi di prezzo generalmente più lenti delle materie prime (Figure 1-4). Risultato di cui hanno tratto beneficio sia le imprese che i consumatori. Questa conclusione è condivisa da tutte le parti interessate e dalle autorità di regolazione. Rimane comunque in Italia un livello di prezzi sensibilmente superiore alla media europea, dovuto anche ad un livello di tassazione superiore a quello degli altri paesi UE. Ma il vero handicap del nostro sistema energetico rimane la forte dipendenza da fonti quali il petrolio e il gas (85%) che, anche di recente, hanno mostrato dinamiche fortemente in crescita (petrolio, dollari 110 a barile).

Figura 1. Media dei prezzi delle principali fonti energetiche destinate al consumo finale nell'UE-15 dal 1997 (prezzi 1997 = 100).



Fonte: Eurostat

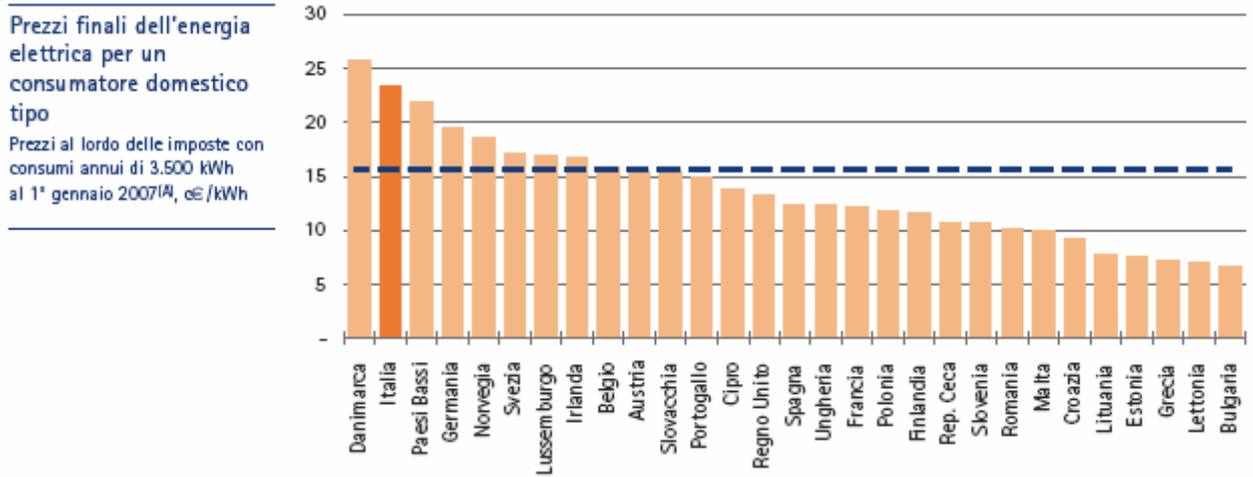
Figura 2. Andamento dei prezzi dell'energia elettrica in Europa (panel A + B).



(A) Prezzi medi al netto delle imposte ponderati sui consumi nazionali domestici/industriali dell'anno 2000 con riferimento a 16 paesi: i 15 paesi dell'Unione europea al 1° gennaio 2004 e la Norvegia.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

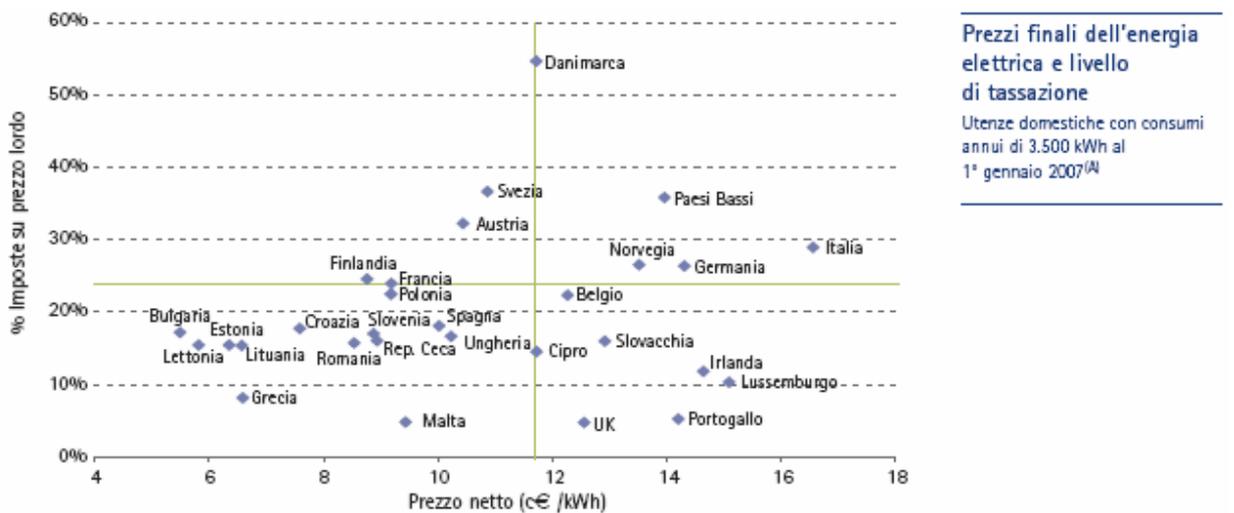
Figura 3. Andamento dei prezzi dell'energia elettrica nei principali paesi europei.



(A) La linea tratteggiata rappresenta il prezzo medio ponderato con i consumi domestici nazionali del 2004 per l'Unione europea al 1° gennaio 2007 (aggregato di 27 paesi). Nel grafico sono rappresentati anche i prezzi di due paesi che non fanno parte dell'Unione europea: Norvegia e Croazia.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

Figura 4



(A) Le linee verdi indicano, rispettivamente in verticale e in orizzontale, il prezzo medio netto ponderato con i consumi domestici nazionali del 2004 e il livello medio di tassazione per l'Unione europea al 1° gennaio 2007 (aggregato di 27 paesi). Nel grafico sono rappresentati anche i prezzi e le imposte di due paesi che non fanno parte dell'Unione europea: Norvegia e Croazia.

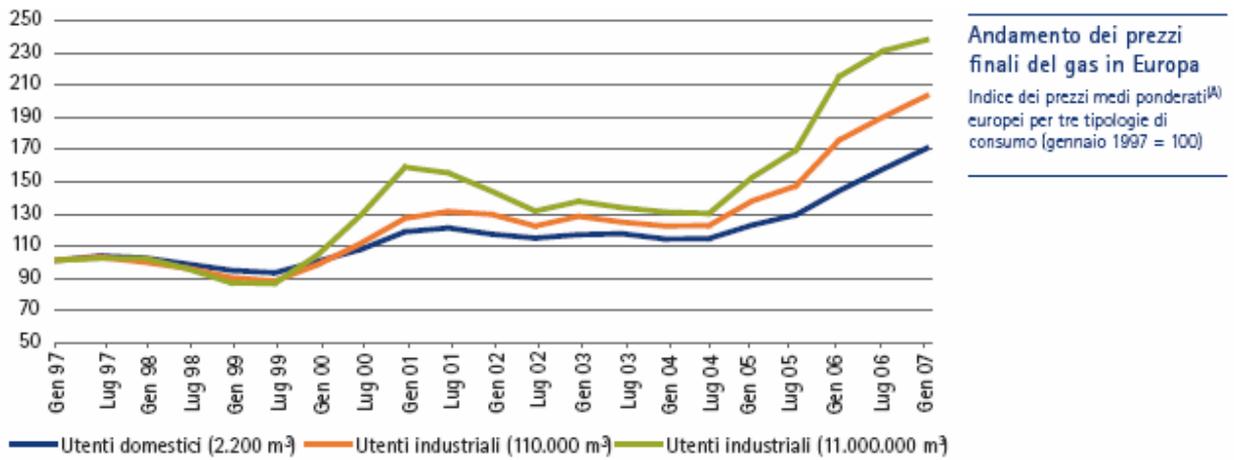
Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

Il più preoccupante ritardo sta nella mancata integrazione dei mercati nazionali. I principali indicatori di questo ritardo sono l'assenza di convergenza dei prezzi nell'UE e il basso livello di scambi transfrontalieri, il basso numero di utilizzatori che hanno cambiato fornitore e che il passaggio ad un fornitore "straniero" resta un'eccezione. Questa situazione è dovuta:

- agli ostacoli all'ingresso nel mercato,
- alla cattiva utilizzazione delle infrastrutture esistenti; nel caso dell'elettricità ad una insufficiente interconnessione tra gli stati membri ed ai "colli di bottiglia" che a volte si determinano,
- alla forte concentrazione presente in numerosi mercati nazionali, e ciò impedisce alla concorrenza di operare efficacemente,
- alla mancanza di liquidità e di capacità di trasporto di cui soffre il mercato del gas.

Per il prezzo del gas possono essere avanzate le stesse considerazioni relative all'elettricità: andamento costante fino al 2004, incremento più significativo negli ultimi tre anni a fronte dell'aumento di valore delle materie prime, mancata convergenza dei mercati nazionali e forte pressione fiscale nel nostro paese (Figure 5-7). Ne consegue che il mercato dell'elettricità e del gas conservano ancora una forte portata nazionale e che i risultati sino ad oggi conseguiti con l'apertura dei mercati, sono generalmente inferiori alle aspettative.

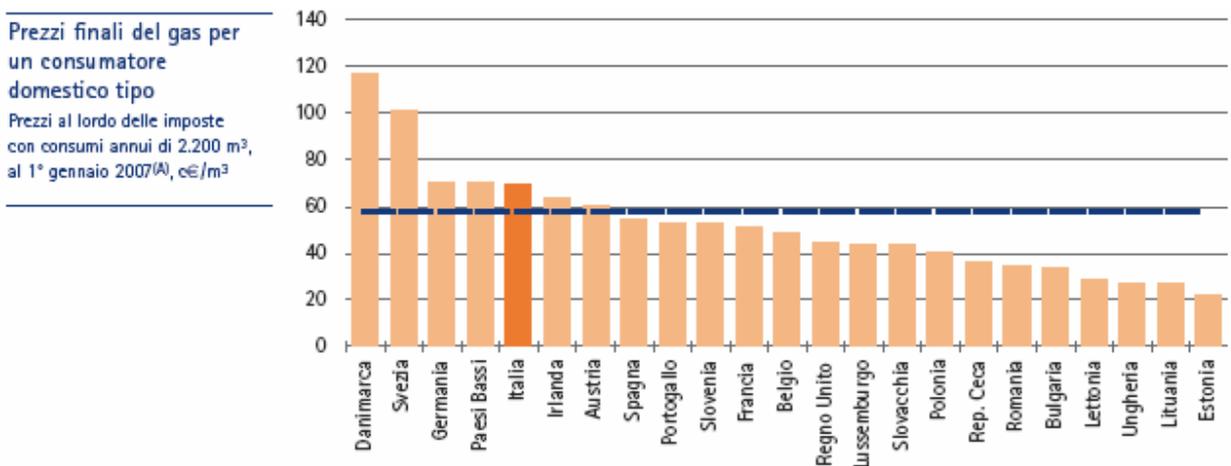
Figura 5



(A) Prezzi medi al netto delle imposte ponderati sui consumi nazionali domestici/industriali dell'anno 2000 con riferimento a 13 paesi europei: Austria, Belgio, Danimarca, Francia, Germania, Irlanda, Italia, Lussemburgo, Paesi Bassi, Portogallo, Regno Unito, Spagna e Svezia.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

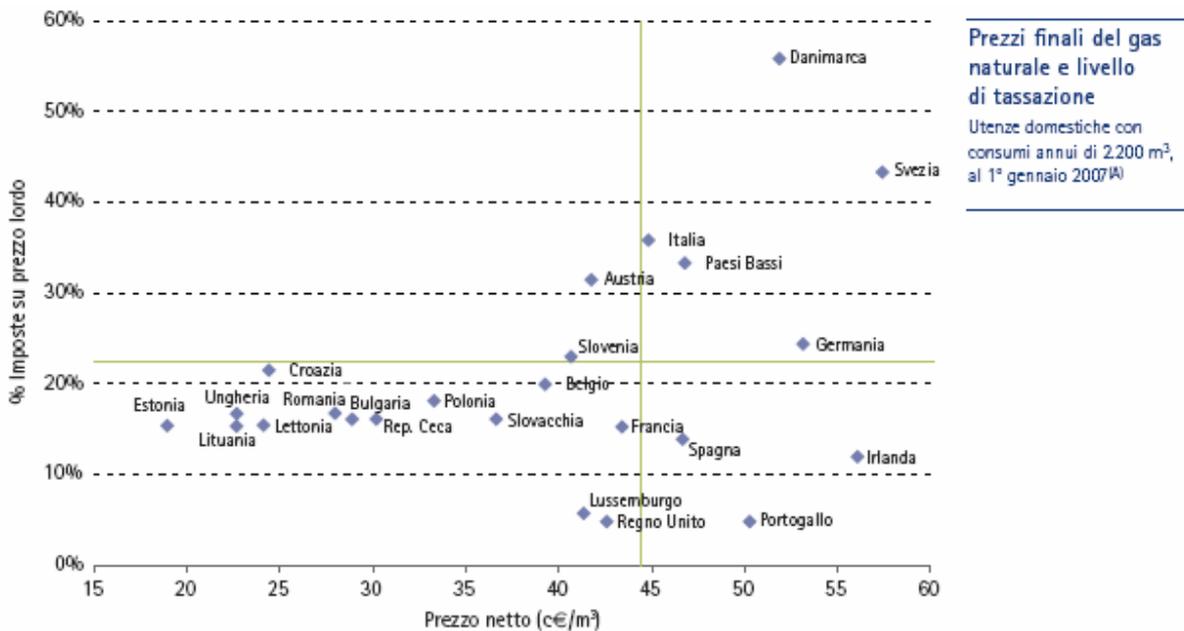
Figura 6



(A) La linea tratteggiata rappresenta il prezzo medio ponderato con i consumi domestici nazionali del 2004 per 23 paesi dell'Unione europea al 1° gennaio 2007 (sono esclusi dall'aggregato europeo: Cipro, la Finlandia, la Grecia e Malta).

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

Figura 7



(A) Le linee verdi indicano, rispettivamente in verticale e in orizzontale, il prezzo medio netto ponderato con i consumi domestici nazionali del 2004 e il livello medio di tassazione per l'Unione europea al 1° gennaio 2007 (aggregato di 23 paesi). Nel grafico, per completezza, sono rappresentati anche il prezzo e le imposte della Croazia anche se questo paese non fa parte dell'Unione europea.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

### 1.3.4 Le principali lacune

*Attuazione delle nuove direttive 2003.* La maggioranza degli Stati membri non ha rispettato la data del 1° luglio 2004 per il recepimento delle nuove direttive sull'elettricità ed il gas ma ciò è avvenuto con estremo ritardo (l'Italia nel 2006). Molti Stati nazionali non hanno ancora dato attuazione alle nuove direttive (l'Italia nel 2007). Questi ritardi sono inaccettabili, poiché oggi è chiaro che le disposizioni delle direttive precedentemente in vigore non sono state sufficienti per conseguire gli obiettivi della concorrenza, neppure nel caso dei grandi utenti.

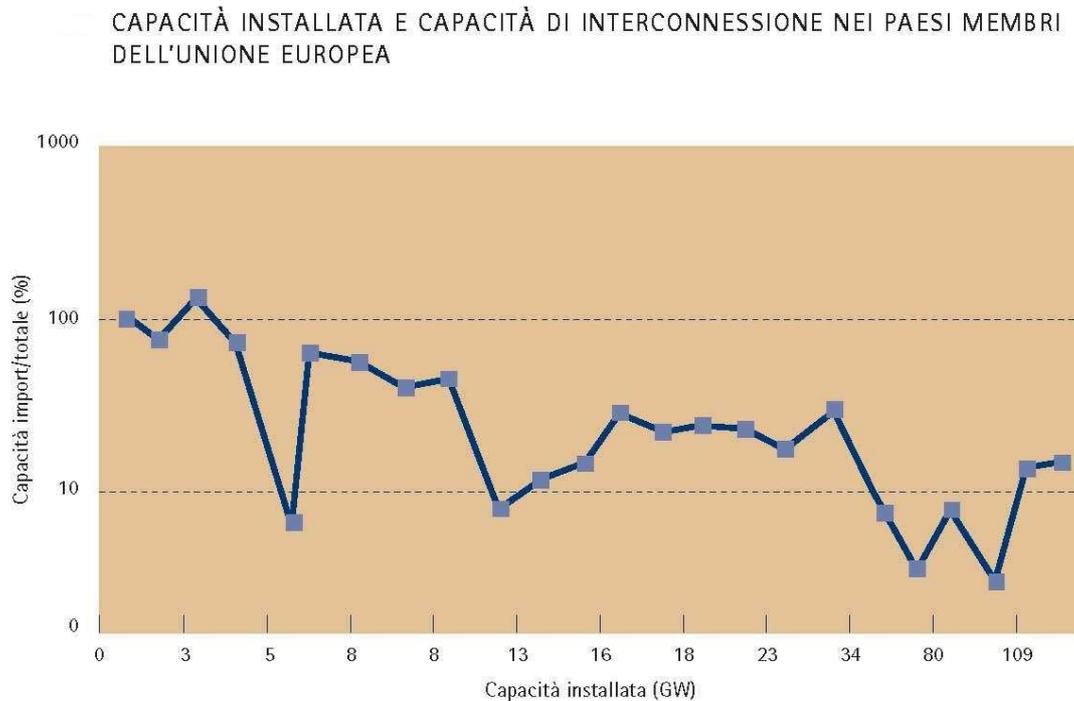
*Mancata integrazione dell'offerta.* Va chiarito che l'apertura dei mercati mira alla creazione del mercato unico (Europeo) dell'energia e non a contrapporre tra di loro i 25 mercati nazionali. E' evidente che l'integrazione dei mercati nazionale non si farà dall'oggi al domani e il livello attuale è insufficiente. Due indicatori lo segnalano:

- 1) la significativa differenza dei prezzi;

## 2) l'insufficiente scambio transfrontaliero.

Quando gli scambi sono facilitati da un mercato integrato la concorrenza tende ad uniformare i prezzi in tutta l'Unione Europea o almeno dentro gli Stati membri nelle regioni adiacenti. Ma questo non è ancora il caso per l'elettricità ed il gas. La differenza dei prezzi dell'elettricità per i clienti industriali per esempio, può raggiungere il 100%. Contemporaneamente i prezzi all'ingrosso hanno cominciato a convergere in certi paesi confinanti. Si tratta di un segnale di incoraggiamento e non è che l'inizio della creazione di mercati regionali, una fase intermedia prima dell'integrazione a livello comunitario come è avvenuto con il mercato all'ingrosso dell'elettricità nei Paesi Nordici, che è oggi ben sviluppato. Gli scambi transfrontalieri accrescono la pressione concorrenziale sui prezzi (Figura 8). Si stanno configurando oggi in Europa quattro nuovi mercati dell'elettricità che si aggiungono ai mercati storici, quali quello inglese e quello svedese: il mercato spagnolo-portoghese, quello franco-belga, quello tedesco-olandese e quello italiano. In numerosi stati membri la capacità di interconnessione disponibile è insufficiente e lontana dal 10% minimo del consumo nazionale, obiettivo posto dal Consiglio Europeo di Barcellona nel 2002. Esistono ancora i "colli di bottiglia" (elettricità) e le riserve di capacità" (nel gas) che fanno da freno. Alcuni Stati membri – come i paesi nordici, la Penisola Iberica e l'Irlanda – hanno dimostrato che, quando vi sia un adeguato sostegno a livello politico, è possibile portare a compimento progetti importanti.

Figura 8



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Commissione europea.

*Concentrazione-struttura del mercato.* In un numero troppo elevato di Stati membri i mercati del gas e dell'elettricità sono dominati da una o due società. L'apertura dei mercati nazionali voleva mettere fine ai monopoli ed oligopoli e spingere le imprese verso una concorrenza a livello comunitario, ma ciò non è ancora avvenuto e la concentrazione, ancora elevata e consolidata, impedisce l'apertura dei mercati. Nel caso del gas l'assenza di liquidità nel mercato fa il paio con le difficoltà che incontrano i nuovi operatori ad accedere al mercato ed alle reti di trasporto europee. La quota di mercato totale dei tre più importanti produttori (nell'elettricità) e dei fornitori all'ingrosso (nel gas) è un indicatore dell'intensità della concorrenza sui mercati nazionali.

*Cambio di fornitore.* A sette anni dalla liberalizzazione del mercato dell'elettricità, i consumatori che hanno cambiato fornitore sono meno del 50%. Il Paese più dinamico è stato la Gran Bretagna. Inoltre, molti clienti non sono soddisfatti della gamma dei

servizi offerti.<sup>1</sup> Non è sufficiente considerare soltanto il numero dei clienti che cambiano fornitore: occorre aver riguardo anche alla nazionalità dei nuovi fornitori. In molti casi i clienti hanno cambiato soltanto il vecchio fornitore passando ad un altro fornitore nazionale, cosicché la penetrazione delle imprese straniere nel mercato nazionale non è stata pari alle aspettative, e questo comprova la carente integrazione dei mercati e l'assenza di interconnessioni infrastrutturali (Tabelle 1 e 2). Nella maggior parte dei casi i fornitori esteri rappresentano meno del 20% del mercato. Unica eccezione sono i mercati relativamente ben integrati con gli Stati membri vicini e i paesi in cui i fornitori sono stati privatizzati e acquistati da società estere. In Italia dal primo luglio 2007 si può cambiare fornitore. I risultati sono ancora molto relativi (vedi indagine RIE, 2008).

Tabella 1. Un confronto nel grado di apertura del mercato dell'energia elettrica nei primi anni della liberalizzazione (valori percentuali).

	2000	2004
UE-15	68,0	90,2
UE-10	40,1	54,6
UE-25	64,0	86,9

Fonte: Commissione europea. *Annual Report on the Implementation of the Gas and Electricity Internal Market*, Brussel, 5 gennaio 2005, SEC (2004) 1720.

<sup>1</sup> Tra i principali ostacoli rilevati dalla Commissione europea per il cambio del fornitore vi sono:

1. la difficoltà a effettuare confronti tra le varie tipologie di contratto, almeno nel caso dei consumatori minori;
2. la relativamente bassa incidenza del costo dell'energia, soprattutto nel caso di consumatori domestici e del piccolo commercio, tariffe comunque protette per larghe fasce di consumatori;
3. il maggiore impegno dei fornitori nel più ricco mercato dei grandi consumatori industriali, per via anche dei minori costi commerciali.

Tuttavia, a nostro avviso il principale problema è, probabilmente, da ricercare nella macchinosità del cambio che richiede pratiche amministrative e burocratiche, anziché essere pratico e veloce.

Tabella 2. Quota del mercato libero dell'energia elettrica che ha cambiato fornitore (a).  
(Valori percentuali)

	Grande industria	Altri clienti finali non domestici
UE-15	20,5	8,7
UE-10	10,5	2,1
UE-25	19,9	8,3

(a) Almeno una volta nel periodo 2000-2004.

Fonte: Commissione europea, *Annual Report on the Implementation of the Gas and Electricity Internal Market*. Brussel, 5 gennaio 2005, SEC (2004) 1720.

Sul piano *della separazione dei GRT e dell'introduzione dell'accesso regolamentato di terzi*, vi sono alcuni aspetti che permangono insoddisfacenti. Affinché il mercato funzioni a dovere è necessario che il gestore del sistema di trasmissione sia pienamente indipendente. Parimenti, è necessario che vi sia una separazione tra i gestori del sistema di trasporto da un lato e le società di produzione dall'altro, in modo da garantire tariffe più aderenti ai costi ed eliminare le sovvenzioni incrociate. A questo proposito, è fondamentale l'indipendenza delle autorità regolatrici, perché solo in tal modo è possibile un accesso equo alla rete in termini di livelli e strutture delle tariffe.

*Prezzi regolamentati.* Un ultimo gruppo di problemi che sembrano costituire un ostacolo alla piena realizzazione del mercato interno va individuato nel persistere di prezzi finali regolamentati dell'elettricità accanto a un mercato realmente concorrenziale e ai relativi accordi per l'acquisto di elettricità a lungo termine. Per quanto tali contratti costituiscano una valida misura transitoria durante la fase iniziale della liberalizzazione del mercato, esiste sempre il rischio che un'impostazione di questo genere irrigidisca la concorrenza, limiti gli investimenti e renda più complicate e contraddittorie le misure dirette alla disaggregazione dell'offerta.

*Sviluppi sul fronte dei prezzi.* Ad eccezione dell'Italia, nel 2004 si è osservata una convergenza dei prezzi del mercato all'ingrosso intorno a 30 Euro per MWh sia per quanto riguarda gli scambi bilaterali sia per quanto riguarda scambi di elettricità standardizzati (Borse). I mercati a termine hanno indicato, tuttavia, una tendenza all'aumento dei prezzi anche considerevole negli anni successivi: le tariffe per il carico di base (*base-load*) si pongono strutturalmente sopra i 30 Euro per MWh. Questa

evoluzione è una reazione all'aumento dei prezzi delle fonti primarie di energia sul mercato mondiale.

I prezzi per gli utenti finali, comprensivi anche dei costi di rete e di un margine per la fornitura al dettaglio, non hanno mostrato tendenze alla convergenza: in molti Stati membri il ventaglio dei prezzi agli utenti finali è estremamente ampio (25 - 30%) e permane negli ultimi anni. Ritourneremo sull'argomento più estesamente in seguito.

### *1.3.5 Considerazioni*

Dopo l'apertura del mercato alla concorrenza sono stati fatti molti progressi, dall'istituzione dei principi dell'accesso regolamentato dei terzi alla separazione delle reti, fino ad una certa integrazione dei mercati nazionali in raggruppamenti più ampi (il mercato spagnolo-portoghese, quello franco-belga, quello tedesco-olandese); tuttavia, *il problema della concentrazione* costituisce oggi l'ostacolo principale allo sviluppo di una concorrenza più vigorosa. Se la situazione dovesse restare immutata i consumatori potrebbero perdere fiducia nel mercato e chiedere regolamentazioni più severe. Per il futuro sviluppo dei mercati dell'elettricità è essenziale la presenza di GST indipendenti, come pure un maggior numero di interconnessioni operative. In assenza di investimenti in queste aree, la contendibilità del mercato resterà limitata e le società "storiche" conserveranno gran parte dei vantaggi di cui godono attualmente (Tabella 3).

Risultati positivi possono venire da un più incisivo utilizzo della politica di concorrenza a livello nazionale, unitamente ad una maggiore trasparenza del comportamento dei soggetti che operano sui mercati all'ingrosso. Considerevoli miglioramenti potrebbero venire anche dalla cooperazione tra le autorità nazionali di regolamentazione, le autorità di tutela della concorrenza e la Commissione europea.

Tabella 3. Sintesi dei principali ostacoli alla concorrenza.

		Clienti che hanno cambiato fornitore: grandi utenti
a. Nessun problema fondamentale	SE, FI, DK, NO, UK,	>50%
b. Separazione \ Regolamentazione	LU, AT, DE	dal 10% (LU) al 35% (DE)
c. Struttura del mercato o mancanza di integrazione	FR, BE, GR, IE, ES, NL, LT, IT, SI, CZ, SK, LV	dallo 0%(GR) al 35% (NL)
d. Accordi di fornitura a lungo termine \ Prezzi regolamentati per il consumo finale	PT, EE, PL, HU,	dallo 0% (EE) al 25% (HU)

## Capitolo 2

### La Riforma del sistema energetico italiano

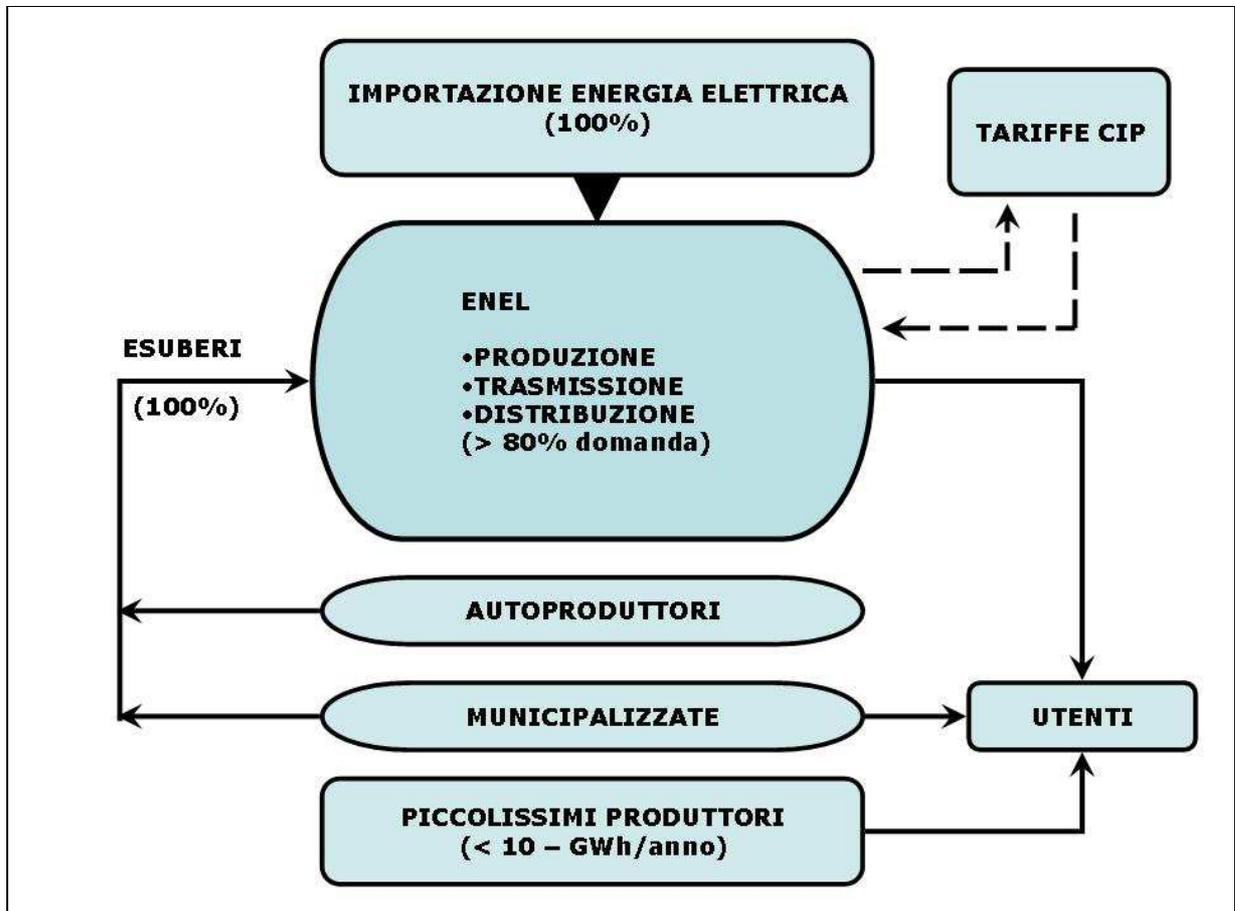
#### 2.1 Liberalizzazioni e privatizzazioni: il decennio italiano

Prima del '92, il settore delle imprese pubbliche in Italia, rispetto agli altri paesi europei, era particolarmente esteso a tutti i settori produttivi - assicurativo, creditizio e manifatturiero - ed affidato principalmente al Ministero delle Partecipazioni statali. Le principali imprese controllate dallo Stato erano sostanzialmente organizzate in base all'attività economica e rispondevano a società capo-settore il cui capitale era posseduto da quattro Enti pubblici di gestione: IRI, EFIM, Eni, mentre Enel faceva capo al ministero dell'industria. I primi due enti operavano prevalentemente nell'industria manifatturiera, gli altri nell'energia (Figura 9). Nei primi anni '90 il valore aggiunto delle imprese pubbliche rappresentava all'incirca il 18% del PIL.

All'epoca, i tre principali conglomerati pubblici - oltre ad IRI, l'Ente Nazionale Idrocarburi Eni e l'Ente per le Partecipazioni e Finanziamenti dell'Industria Manifatturiera, EFIM - impiegavano oltre mezzo milione di lavoratori. Lo stato possedeva 12 delle 20 maggiori aziende non-finanziarie del paese e le istituzioni creditizie pubbliche raccoglievano circa il 90% degli investimenti finanziari e l'80% dei depositi.

Il 1992 è l'anno della svolta. Tutti gli enti di gestione vengono trasformati in Società per Azioni ed equiparati ad aziende di diritto privato. Sono noti gli obiettivi che, successivamente, hanno dato il via ai processi di liberalizzazione in Europa ed alla creazione del Mercato unico: efficienza e competitività del sistema dei servizi e conseguentemente del sistema economico europeo.

Figura 9. Sistema elettrico italiano nel periodo del monopolio (1963 – 1992)



Tuttavia, in Italia vanno prese in considerazione, già a partire dal 1992 ulteriori motivazioni prettamente nazionali che hanno anticipato i processi di privatizzazione; motivazioni che trovano la loro ragione fondamentale nelle nascente *insofferenza che emergeva a livello diffuso nell'opinione pubblica nei confronti degli ambigui rapporti tra partiti e aziende pubbliche*: i finanziamenti illeciti. D'altro canto non poche aziende facenti capo alle Partecipazioni Statali (la stessa IRI) presentavano bilanci disastrosi che paventavano la bancarotta. Ragioni politiche e ragioni finanziarie, quello che Giuliano Amato ha chiamato il "**peccato originale**", avevano convinto i governi di quegli anni a mettere fine all'esperienza italiana dello Stato imprenditore (un referendum popolare aveva addirittura abrogato il Ministero delle Partecipazioni Statali) e lanciare un segnale chiaro alla politica ed ai mercati, che lo Stato in ogni caso avrebbe totalmente rinunciato a guidare le imprese. Meno Stato, più mercato. Ciò

contribuì a rafforzare l'autonomia del management di quelle imprese e allontanò l'idea che attraverso le partecipazioni rimaste si potesse mettere in atto una politica industriale.

La spinta a privatizzare le imprese pubbliche per soccorrere il bilancio dello Stato con l'obiettivo di vendere queste imprese ai privati per "fare cassa" a beneficio del Tesoro, che venuto meno il Ministero delle Partecipazioni Statali diventava il vero azionista, fu però nei fatti quello determinante nelle decisioni prese.

Nel caso italiano si può quindi affermare che *proprio la necessità di ridurre il debito pubblico attraverso cessioni di cespiti, e di migliorare il bilancio annuale attraverso maggiori dividendi o minori interessi, ha spinto lo Stato a trasformare gli Enti economici che operavano nei servizi di pubblica utilità (Eni ed Enel nel settore dell'energia), prima in società a scopo di lucro e cedere poi, del tutto o in parte, le imprese pubbliche: quindi a portare avanti una liberalizzazione formalmente completa (borsa elettrica, unbundling, etc.) senza troppo preoccuparsi né della sua attuazione sostanziale né della reciprocità, cioè di verificare se gli altri paesi europei stessero facendo la stessa cosa (cfr. caso Edison-EDF in Francia). Scelta comprensibile e assolutamente necessaria, che ha però marchiato con un apparentemente indelebile "vizio d'origine" il successivo processo di apertura dei mercati dell'energia elettrica, mentre per il gas naturale l'Eni è riuscita finora a difendere la sua posizione di quasi monopolista.*

Concentrando ora la nostra attenzione nel solo settore dell'energia ed in particolare su quello elettrico, si può sostenere che già nel corso dell'elaborazione del decreto Bersani è apparso evidente il conflitto fra uno Stato fortemente indebitato e sempre in difficoltà nel far quadrare il proprio bilancio, quindi interessato alla valorizzazione degli *asset* dell'Enel e a massimizzarne gli utili, e uno Stato che si è posto l'obiettivo di rendere il più possibile concorrenziale il mercato elettrico nazionale.

Non a caso anche allora questo conflitto ha visto contrapposti gli interessi di cui erano portatori il ministro del Tesoro e quello dell'Industria. Il prevalere dei primi sui secondi, cioè dell'esigenza di soddisfare al meglio i fabbisogni di cassa a scapito delle convenienze per i consumatori, ha non solo portato a decisioni errate – come la divisione fra TERNA e GRTN dei compiti attinenti alla trasmissione – a cui fortunatamente quest'anno si è posto rimedio, ma ha altresì ritardato le modifiche all'assetto della produzione essenziali per il buon funzionamento del mercato elettrico.

Il problema del ruolo dominante (quasi monopolio) dell'Enel nella generazione di energia elettrica ed esclusivo per quanto concerne la sua importazione è stato di conseguenza risolto con una limitazione solo apparentemente antimonopolistica.

Si è scelta infatti una soluzione meramente quantitativa – il divieto per l'Enel di superare il 50% dell'offerta elettrica, come vedremo successivamente – che presentava e presenta due risvolti negativi:

- uno formale, suona infatti singolare che in un decreto di liberalizzazione si stabiliscano limiti alla presenza sul mercato di una determinata società. Questo compito, con altri e ben più sofisticati strumenti, spetterebbe infatti alle Autorità preposte alla concorrenza (nel caso italiano l'Antitrust e l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, *entrambe già esistenti al momento della formulazione del decreto Bersani*);
- uno sostanziale, date le caratteristiche di variabilità temporale della domanda elettrica, nei momenti in cui essa è elevata nella determinazione del prezzo diventa determinante anche la *qualità* dell'offerta. Di questo non si è tenuto o meglio, non si è voluto tenere conto nel definire le tipologie degli impianti che l'Enel avrebbe dovuto cedere e nel fissare gli obblighi di trasformazione imposti agli acquirenti. Di qui un enorme squilibrio a favore dell'Enel per quanto concerne la proprietà degli impianti *mid-merit* e *di punta*.

Poiché, per la formazione dei prezzi nella Borsa elettrica si è scelto il criterio del *marginal price*, che proprio allora, al fine di garantire una maggiore trasparenza del mercato elettrico, gli inglesi stavano abbandonando a favore del *pay as bid*, il risultato è sotto gli occhi di tutti: nelle ore di domanda elevata il prezzo massimo lo fa inevitabilmente l'Enel, e tale valore si applica a tutte le altre offerte, innalzando di conseguenza per tutti gli acquirenti il costo dell'energia elettrica.

Ma cerchiamo di vedere più nello specifico questo decreto, nato per aprire il settore elettrico italiano al mercato, che ha suscitato così tante polemiche, discussioni, critiche ma che sicuramente ha cambiato il mondo dell'energia in Italia.

## 2.2 Elettricità: Il decreto Bersani n. 79 del 16 marzo 1999 e i decreti successivi

L'Italia è stato uno dei paesi europei che più ha creduto nella liberalizzazione del mercato energetico e ciò è evidente nel Decreto 79/99 che ha recepito la direttiva europea, il cosiddetto Decreto Bersani. Dal lato della domanda, la Legge italiana non si è spinta oltre quanto stabilito a livello comunitario, salvo proporre una soluzione innovativa quale quella dei consorzi: l'opportunità di mettere insieme i propri consumi per raggiungere quello sufficiente a diventare "idoneo", ma dal lato dell'offerta è stata fatta una scelta molto coraggiosa, il parziale smembramento dell'Enel.

Le decisioni rilevanti per ridurre la posizione dominante di Enel sono state cinque:

1. L'obbligo di cedere entro il 2003 almeno 15.000mw su un totale di 57.000 detenuti (più di un quarto del totale).
2. L'obbligo di cedere, se richiesto, le reti di distribuzione nei comuni dove un altro operatore serviva il 20% degli utenti (ciò ha comportato la cessione di 1,5-2 milioni di clienti vincolati dei 29 milioni serviti).
3. Lo scorporo della funzione di dispacciamento e di gestione del sistema ad un nuovo gestore (TERNA e GSE) trasferito sotto il controllo diretto del Ministero del Tesoro.
4. La creazione della società TERNA a cui è stata affidata la gestione e la proprietà della rete di trasmissione.
5. Il tetto antitrust alla produzione, pari al 50%.

In nessun altro paese europeo è stato fatto tanto per ridurre il poter dell'ex-monopolista e lasciare spazi a nuovi soggetti imprenditoriali. Anche se tutto ciò non ha inciso negativamente sull'attività successiva di Enel S.p.A. Il decreto legislativo 16 Marzo 1999, n. 79:

1. stabiliva un gestore della rete di trasmissione nazionale, un gestore del mercato e una borsa dell'energia per il mercato all'ingrosso (GRTN & GME);
2. istituiva un mercato libero e un mercato vincolato;
3. identificava un acquirente unico per le forniture al mercato vincolato (AU);
4. stabiliva un tetto del 50% alla produzione e importazioni dell'impresa dominante;

5. a tal fine imponeva la vendita di 15 GW (tre GENCO) della capacità di generazione di Enel entro la fine di 2002;
6. definiva un nuovo regime per i servizi di distribuzione che pretendeva:
  - un massimo di 30 anni per le concessioni;
  - l'aggregazione delle reti urbane suddivise fra Enel e municipalizzate in un'unica società di distribuzione di fatto assegnata alle seconde.

Le altre maggiori novità introdotte dal Decreto "Bersani" sono state:

- La "deverticalizzazione" dell'Enel, attuata tramite la sua trasformazione in S.p.A. e la creazione di una Holding con società separate a livello gestionale per le attività di produzione, trasmissione, distribuzione e vendita ai clienti finali idonei. Di fatto il riassetto societario dell'Enel ha portato la stessa ad ampliare e a diversificare il proprio business in altre attività quali il trading elettrico e del gas, la gestione di sistemi idrici e le telecomunicazioni, dando vita a un gruppo internazionalizzato tra i più grandi in Europa, solo a partire dal 2001 riportato tendenzialmente ai soli settori elettrico e del gas.
- La fine del monopolio legale di Enel, autorizzando nuovi soggetti a entrare nei mercati della produzione, distribuzione e vendita dell'energia elettrica, limitando al 50% entro il 2003 la quota di mercato detenibile da ciascun operatore. A tal scopo è stata prevista e attuata la dismissione di 15.000 MW di capacità di generazione. Tale capacità è stata suddivisa in tre compagnie di generazione (denominate Genco, ovvero Elettrogen, Eurogen e Interpower) e messe sul mercato.
- Sul lato della domanda è stata creata la figura dei clienti idonei (clienti finali o consorzi di clienti), soggetti autorizzati ad acquistare energia elettrica sul mercato libero. Le soglie di accesso al mercato sono state fissate in termini di consumi annui: dal 2000 limite minimo 20 GWh, dal 2002 limite minimo 9 GWh; successivamente al decreto Bersani si è arrivati prima a stabilire il limite minimo 0,1 GWh con la vendita dell'ultima Genco e infine a considerare idonei tutti i titolari di partita IVA. Dal primo luglio 2007 tutti i clienti sono idonei.
- Riguardo alla distribuzione, che è esercitata in regime di concessione, il decreto Bersani prevede la razionalizzazione dell'assetto su scala nazionale attraverso l'obbligo di aggregazione fra operatori, al fine di consentire l'operare di un unico distributore per ambito comunale e di aumentare

l'efficienza del sistema. In più ha imposto a Enel di costituire una società (Enel Distribuzione) separata da quella di distribuzione per la vendita di energia elettrica ai clienti idonei.

Con il Decreto Legislativo 79/99 e gli adempimenti successivi, si sono poste in Italia le basi per la liberalizzazione del mercato interno dell'energia elettrica, la cui gestione economica è affidata al Gestore del Mercato (società per azioni costituita il 27 giugno 2000 dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale) e la cui disciplina è predisposta sempre dal Gestore del Mercato, ma è approvata con Decreto dal Ministero delle Attività Produttive, sentita l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (cfr. Figura 10). In più è stata definita l'entrata nel mercato di nuovi operatori e di altri interlocutori oltre all'Enel:

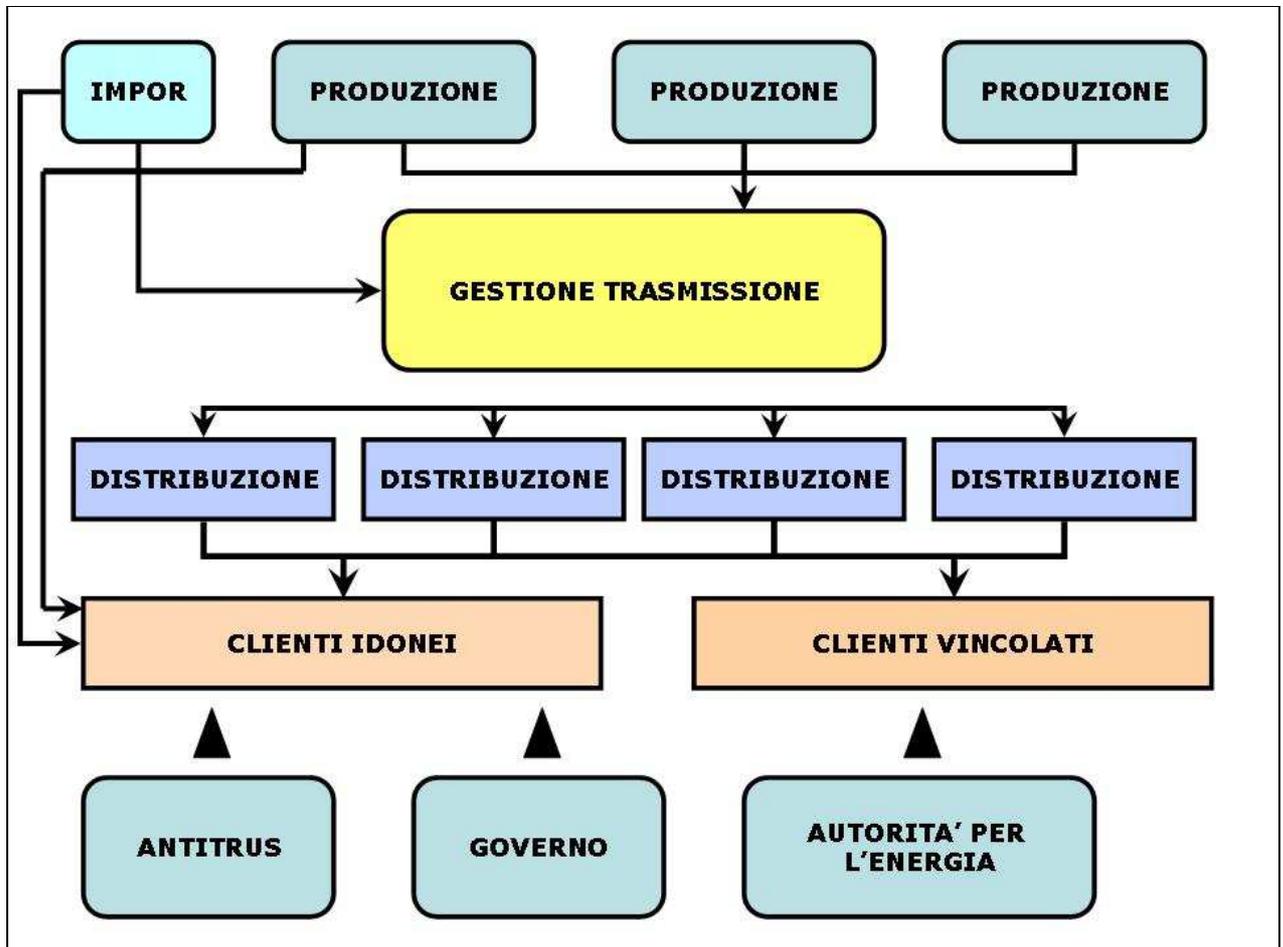
1. AEEG (Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas) che fissa le condizioni atte a garantire l'imparzialità e la neutralità del servizio di trasmissione e dispacciamento e che può autorizzare la costituzione di contratti bilaterali, in deroga al mercato elettrico, sulla base di criteri oggettivi, trasparenti e non discriminatori;
2. GRTN (Gestore della rete di Trasmissione Nazionale) che esercita attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica e che con proprie delibere fissa le regole del dispacciamento (oggi TERNA);
3. GME (Gestore del mercato elettrico) che assume la gestione delle offerte di vendita e acquisto dell'energia elettrica e di tutti i servizi connessi;
4. AU (Acquirente Unico) che deve garantire, per i clienti vincolati, la fornitura dell'energia elettrica, la gestione dei relativi contratti e la tariffa unica a livello nazionale. I distributori possono acquistare energia per i propri clienti vincolati solo attraverso AU che, sulla base delle direttive fissate dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, può stipulare dei contratti di vendita con i distributori elettrici.

Le transazioni economiche tra produttori e Acquirente Unico o tra produttori, rivenditori, grossisti e clienti idonei, di norma avvengono tramite un sistema di offerte-richieste controllate dal Gestore del Mercato Elettrico, dando così origine alla "borsa dell'elettricità".<sup>2</sup>

---

<sup>2</sup> Poiché l'energia elettrica non può essere immagazzinata ed il Cliente ha bisogno che gli sia recapitata la quantità acquistata di energia elettrica, il sistema elettrico deve adeguare continuamente ed

Figura 10. Sistema elettrico italiano dopo la liberalizzazione.



istantaneamente l'offerta (produzione) alla richiesta (domanda). La quantità di energia elettrica prelevata, istantaneamente, dai vari clienti non è controllabile per cui sorge la necessità di disporre di strumenti e meccanismi in grado di effettuare questo bilanciamento continuo tra produzione e domanda, sia per quanto riguarda la quantità fisica scambiata, che per le compensazioni economico-contrattuali.

E' previsto, quindi, un mercato della riserva, per i soli produttori, che è definito dalla capacità di generazione non ancora impegnata a produrre e che viene tenuta disponibile come riserva per una serie di servizi necessari al funzionamento del sistema stesso (es. sistema di regolazione primaria, secondaria e terziaria e di riavviamento dopo black-out), un mercato del giorno prima con offerte di vendita o acquisto di energia elettrica definite in termini di potenza e prezzo, un mercato per la contrattazione tramite offerte di impegno a immettere o prelevare energia con modifiche e riaggiustamenti rispetto al programma ipotizzato, un mercato per la risoluzione delle congestioni per risolvere le congestioni di rete risultanti dopo l'aggiustamento ed un mercato per il bilanciamento in tempo reale che ha la funzione di rendere disponibile al GRTN i mezzi da utilizzare per il bilanciamento in tempo reale della domanda con l'offerta di energia. Le compensazioni, o bilanciamento, sono effettuate direttamente dal Gestore di Rete.

Solo i clienti idonei (con le caratteristiche di consumi sopra indicate) sono abilitati a stipulare contratti e accordi diretti con i produttori o ad acquistare da rivenditori o grossisti tra loro in concorrenza, negoziando le tariffe di fornitura. I clienti vincolati (con consumi più ridotti ma numericamente più numerosi) stipulano i contratti con il distributore e usufruiscono di una tariffa unica nazionale e regolamentata dall'AEEG. Le principali Deliberazioni dell'Autorità dell'Energia Elettrica e del gas, inerenti le tariffe dell'energia elettrica, sono le n. 204/99 (per la definizione di potenza impegnata), n. 317/2001 (per i corrispettivi di energia immessa in rete, bilanciamento e corrispettivo di riserva), n. 163/2001 e 228/2001 (per i corrispettivi di trasporto). Le regole del dispacciamento sono state introdotte, invece, con la Deliberazione dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas n. 95/2001.

Con la Deliberazione 228/2001 dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas, l'AEEG ha, inoltre, introdotto dal 1° gennaio 2002 la riforma della tariffa di trasporto dell'elettricità per i clienti del mercato libero, uniformandola a quella vigente per i clienti del mercato vincolato e abrogando la precedente Delibera 13/99 ed il meccanismo del vettoriamiento che ha permesso le prime cessioni di energia sul mercato libero e permettendo, altresì, l'effettiva operatività della futura borsa elettrica o mercato libero organizzato. La nuova normativa impone alle società distributrici di poter formulare, annualmente opzioni tariffarie anche per la sola fase di trasporto che sono offerte ai clienti idonei che dispongono di energia approvvigionata sul mercato libero.

Con Deliberazione 262/2001, l'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas ha emanato il Testo Integrato delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di Trasporto, di Misura e di vendita dell'Energia Elettrica.

Con la Deliberazione n. 50/2002 del 26 marzo 2002, l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas ha integrato la normativa di accesso alle reti elettriche stabilendo le regole per richiedere e realizzare nuovi allacciamenti. Il provvedimento interessa, in particolare, l'allacciamento di impianti di generazione nuovi o ripotenziati e siti industriali di consumo e ha l'obiettivo di facilitare l'installazione di nuova capacità produttiva e rendere il mercato più trasparente e competitivo. Coloro che vorranno connettersi alla rete dovranno pagare il costo delle singole analisi tecniche e depositare una cauzione (anche sotto forma di garanzia bancaria) per coprire, almeno in parte, i costi dell'allacciamento, mantenere l'equilibrio economico-finanziario del gestori di rete e

non comportare maggiori costi per la generalità dell'utenza servita dalle reti elettriche. Chi richiede l'accesso può realizzare direttamente l'allacciamento, sulla base delle specifiche tecniche definite dal gestore della rete.

#### *Il decreto Marzano*

Il decreto legge 7 febbraio 2002, n. 7, convertito con legge 9 aprile 2002, n. 55\_“Misure urgenti per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale”, più noto come decreto “sblocca centrali”, aveva lo scopo di individuare, dopo un articolato confronto con le Regioni, nuove regole per evitare il pericolo di interruzione di fornitura di energia elettrica su tutto il territorio nazionale e per garantire la necessaria copertura del fabbisogno del Paese.

La legge ha avuto valore e conseguenze fino alla determinazione dei principi fondamentali della materia in attuazione dell’art. 117, terzo comma, della Costituzione, e comunque non oltre la data del 31 dicembre 2003, previa intesa in sede di Conferenza permanente per i rapporti tra lo Stato, le Regioni e le Province autonome di Trento e Bolzano. Esso riguarda la costruzione e l’esercizio degli impianti di energia elettrica di potenza superiore a 300 MW termici, gli interventi di modifica o di ripotenziamento, nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili all’esercizio degli stessi, che sono dichiarati di pubblica utilità e soggetti ad una autorizzazione unica rilasciata dal Ministero delle Attività Produttive a sostituzione delle autorizzazioni, concessioni e atti di assenso comunque denominati previsti dalle norme vigenti.

Al procedimento unico partecipano le Amministrazioni statali e locali interessate; la procedura di VIA, parte integrante dell’iter istruttorio, deve concludersi con esito positivo come condizione necessaria al rilascio dell’eventuale autorizzazione a procedere. Alla procedura di VIA possono partecipare anche le Regioni degli enti locali adiacenti ai territori dei comuni che sono sedi della proposta del nuovo impianto. Il parere della Regione coinvolta, con i relativi Enti locali, diviene di fatto vincolante per la conclusione del procedimento unico; la Regione competente può anche promuovere accordi tra il proponente e gli enti locali interessati dagli interventi per individuare misure di compensazione e di riequilibrio ambientale. Il procedimento si conclude entro il termine di 180 giorni dalla data di presentazione della domanda.

Il 27 Ottobre 2003, a seguito del Black Out del 27 Settembre, che ha lasciato al buio l'Italia, la Camera approva inoltre la Legge n° 290 del 27-10-2003 che anticipa alcune misure ritenute urgenti dal Governo e stralciate dal disegno di legge Marzano per il riordino del settore energetico. Numerosi i temi spinosi toccati dal documento. Tra questi la previsione di nuove centrali per le quali la nuova legge semplifica le procedure per la localizzazione degli impianti, affidando l'autorizzazione alla Conferenza Stato-Regioni nei cui confronti gli enti locali non potranno più opporsi.

Il provvedimento consente anche di aumentare la temperatura delle acque di scarico delle centrali termoelettriche fino al 30 giugno 2005 e, sempre entro tale termine, di poter autorizzare il lavoro di alcune centrali anche in deroga ai limiti previsti per le emissioni dei gas di scarico nell'atmosfera e relativi alla qualità dell'aria. Un'altra norma prevede l'unificazione della proprietà e della gestione della rete di trasmissione nazionale di energia elettrica e la successiva privatizzazione del soggetto nato dall'unificazione (la privatizzazione dovrà essere decisa con un decreto del presidente del Consiglio, da emanare entro 60 giorni dall'entrata in vigore della legge). Dal primo luglio 2007 viene previsto, infine, un tetto (fissato al 20 per cento) al possesso delle reti da parte dei soggetti che operano nel settore, con riferimento in particolare a quei soggetti ancora sotto il controllo pubblico.

#### *Il DPCM 11/05/2004*

Il Decreto firmato dal Presidente del Consiglio dei Ministri l'11 maggio del 2004, ha dato il via libera al processo di riunificazione della proprietà e della gestione della Rete Elettrica Nazionale (RTN) e, nei fatti, ha posto il sigillo di legittimità alla collocazione sul mercato del 50% del capitale di Terna.

Il DPCM, articolato su quattro articoli, definiva tempi e modi della riunificazione e della privatizzazione del nuovo soggetto, stabilendo più nello specifico i seguenti vincoli:

- entro il 31 ottobre 2005 il GRTN ha conferito, a titolo oneroso, le attività di gestione della rete a Terna. A tal fine, entro il 31 dicembre del 2004, si è predisposto un apposito codice di trasmissione, dispacciamento e sviluppo della rete che prevede la costituzione di un Comitato di consultazione degli utenti;
- le partecipazioni detenute dal GRTN nelle società Gestore del Mercato (GME) e Acquirente Unico (AU) sono escluse dal conferimento;

- entro 90 giorni dal Decreto, l’Autorità per l’Energia Elettrica e il Gas ha disposto meccanismi, anche tariffari, volti a promuovere la completa unificazione della rete elettrica nazionale con l’aggregazione delle porzioni di rete di proprietà di altri soggetti (Terna fino a poco tempo fa deteneva circa il 90% dell’intera rete);
- il nuovo soggetto scaturente dall’unificazione deve essere gestito secondo criteri di imparzialità, neutralità e senza discriminare utenti o categorie di utenti;
- nessun soggetto del settore, che partecipa al capitale della nuova Terna, può esercitare un diritto di voto superiore al 5%, con un limite di possesso del capitale sempre del 5% ;
- la privatizzazione della nuova Terna deve avvenire mantenendo un nucleo stabile di azionisti che garantiranno la tutela delle caratteristiche di servizio di pubblica utilità;
- l’Enel, entro il 1° luglio 2007, deve scendere nella sua partecipazione non al di sopra del 20%, ma con un potere di voto non superiore al 5%.

Come si vede, pur stabilendo alcuni “paletti” fondamentali, il Decreto lascia indefiniti molti aspetti che dovranno essere meglio chiariti. Primo fra tutti, per esempio, da chi sarà costituito il “nucleo” stabile di Azionisti che dovrebbe garantire il controllo pubblico delle proprietà. Oggi sono il Tesoro e la Cassa Depositi e Prestiti a detenere congiuntamente circa il 30% del capitale. In futuro?

### **2.3 Gas: il Decreto Letta e i decreti successivi**

Ad un anno di distanza dell’apertura del mercato elettrico, viene approvato il decreto che aprirà al mercato il settore del gas. Riportiamo di seguito i punti salienti.

*Importazione e sicurezza degli approvvigionamenti* - L’import dai Paesi U.E. è libero. L’import dai Paesi non U.E. è soggetto ad autorizzazione MICA sulla base dei seguenti criteri:

- a) capacità tecniche e finanziarie;
- b) garanzie sulla provenienza del gas;
- c) disponibilità di stoccaggio pari al 10% del gas importato annualmente;
- d) capacità, mediante adeguati piani di investimento, di contribuire allo sviluppo o alla sicurezza del sistema del gas o alla diversificazione degli approvvigionamenti.

I contratti *Take or pay* restano in vigore ma i limiti antitrust alla vendita ed al complesso delle importazioni e della produzione impongono di cedere una parte del gas all'interno.

*Produzione Nazionale* – Sono previsti incentivi e agevolazioni, anche a valere su un fondo alimentato dalle *royalties*, per:

- l'attività di prospezione geofisica relativa a nuovi giacimenti;
- la coltivazione di giacimenti marginali.

*Trasporto* – Il trasporto è attività di interesse pubblico: quindi libera, ma soggetta a determinate disposizioni. Sono previsti l'obbligo di allacciamento e l'obbligo di consentire l'accesso alla rete. Viene creato un codice di rete e l'attività è sottoposta a controllo dell'Autorità. E' rinviata ad un decreto MICA la definizione della "rete nazionale di gasdotti" in base a criteri tecnici e funzionali. Le tariffe vengono determinate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas sulla base di criteri stabili nel decreto.

*Stoccaggio* – Le imprese di stoccaggio sono obbligate a fornire il servizio secondo un codice di stoccaggio. Le tariffe vengono determinate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas sulla base di criteri stabiliti nel decreto. E' previsto un incentivo alla conversione in stoccaggio di giacimenti di gas in fase di esaurimento a valere su un fondo alimentato dalle *royalties*. Oltre all'introduzione del codice di stoccaggio, è stata chiarita la separazione tra coltivazione e stoccaggio e sono state rafforzate e chiarite le norme per favorire la conversione in stoccaggio di giacimenti di gas in fase di esaurimento, anche attraverso l'introduzione di procedure concorrenziali.

*Distribuzione* – In coerenza con il d.d.l. 4014 sui servizi pubblici:

- per le concessioni di distribuzione vigenti è adottata al scadenza del 31 dicembre 2005 prorogabile, in base a requisiti prefissati, di ulteriori cinque anni;
- le procedure di affidamento sono basate sulle gare;
- la disponibilità delle reti è affidata all'ente locale;

- il rimborso ai distributori uscenti a regime è pari al valore residuo degli ammortamenti al netto dei contributi pubblici, mentre nel transitorio, per le concessioni in essere, è pari calcolato in base alla normativa vigente in tema di riscatto anticipato delle concessioni ma senza lucro cessante;
- nel regime transitorio è data la possibilità a tutti i soggetti attualmente concessionari di partecipare alle gare.

*Vendita* – E' stato chiarito il carattere autorizzatorio dell'accREDITAMENTO alla vendita. Si è ridotto ad un solo anno il periodo di deroga ai piccoli distributori per la separazione societaria dell'attività di vendita. E' stata affidata all'Autorità per l'energia la vigilanza sulla trasparenza dei contratti, con i relativi poteri di intervento.

*Clients Idonei* – Dalla data di entrata in vigore del decreto sono dichiarati idonei:

- clienti attualmente consumano più di 200.000 metri cubi all'anno;
- tutti i distributori.

Dal 1° gennaio 2003 tutti i clienti sono idonei. Sono stati introdotti i consorzi di imprese (limitatamente a imprese che consumano più di 50.000 mc/anno). I grossisti sono clienti idonei.

*Separazione delle Attività* – Entro il 1° gennaio 2002:

- trasporto separato societariamente dalle altre attività, anche dallo stoccaggio;
- distribuzione separata societariamente;
- vendita ai clienti finali separata societariamente.

I distributori che servono meno di 100.000 clienti possono separare la vendita solo contabilmente e gestionalmente per un altro anno.

*Norme Antitrust* – A partire dal 1° gennaio 2003 e fino al 31 dicembre 2010 nessuna impresa può, direttamente o tramite imprese del gruppo vendere ai clienti finali più del 50% dei consumi nazionali su base annua (in tale soglia non è calcolato il gas autoconsumato nell'ambito dello stesso gruppo societario). A partire dal 1° gennaio 2002 e fino al 31 dicembre 2010 nessuna impresa può, direttamente o tramite imprese del gruppo immettere nella rete gas importato o prodotto per quantitativi superiori al

75% dei consumi nazionali su base annua (in seconda lettura il limite è stato portato dal 70% al 75 %), ma viene tuttavia anticipato di un anno e annualmente ridotto del 2% fino a pervenire, nel 2009, al 61%.

*Clausola Sociale* – Sono stati introdotti meccanismi partecipativi e sono stati affidati ai ministri dell'industria e del Lavoro i poteri necessari per consentire la gestione degli effetti occupazionali nel periodo transitorio.

*Pubblica Utilità* – E' estesa a tutti i soggetti (e non solo all'Eni) la possibilità di ottenere la dichiarazione di pubblica utilità delle infrastrutture del sistema del gas. La facoltà della dichiarazione è del MICA per la rete di trasporto nazionale, mentre per il resto del trasporto e per la distribuzione la competenza è regionale.

*Reciprocità* – Le imprese di altri Paesi U.E. non possono stipulare contratti di vendita con clienti idonei italiani nel caso la stessa tipologia di clienti non sia idonea nei Paesi ove tali imprese, o le imprese che controllano, hanno sede. In seconda lettura è stata introdotta un'attività di monitoraggio del processo di liberalizzazione europeo.

#### **2.4 Il Decreto Legge 18 giugno 2007, n. 73, convertito con modificazioni in legge 3 agosto 2007, n. 125 (*Misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia*): l'apertura del mercato libero anche ai clienti domestici**

Come previsto dalle Direttive europee 2003/54/CE e 2003/55/CE, a partire dal primo luglio 2007 tutti i consumatori dei mercati energetici (energia elettrica e gas), inclusi quelli domestici, hanno la facoltà di scegliere il proprio fornitore di energia. Tuttavia, in Italia, l'iter del disegno di legge volto a disciplinare il nuovo regime non ha consentito di adottare in tempo utile il decreto delegato e tali Direttive sono state recepite nell'ordinamento del nostro Paese solo in forma parziale e transitoria, con il Decreto Legge 18 giugno 2007, n. 73, convertito con modificazioni in legge 3 agosto 2007, n. 125.

Si tratta di una normazione d'urgenza (che, si noti, dà attuazione ai soli articoli 15 e 13 delle direttive europee 2003/54/CE e 2003/55/CE riferite alla liberalizzazione, rispettivamente, dei settori dell'energia elettrica e del gas), attraverso la quale il Governo italiano, per evitare di incorrere in sanzioni da parte della Commissione Europea derivanti dal mancato recepimento tempestivo delle Direttive in argomento, ha adottato misure per tutelare i clienti *retail* nell'ambito del nuovo contesto concorrenziale, nel passaggio al completamento del processo di liberalizzazione del mercato.

Le modifiche introdotte dal Decreto Legge n. 73/07 all'assetto del mercato elettrico e del gas rispetto alla situazione precedente di mercato vincolato sono sinteticamente riassumibili come segue:

- **l'individuazione di due tipi di servizi di vendita a tutela dei consumatori**, in maniera tale che chi dal primo luglio 2007 intende recedere dal vecchio contratto di fornitura non incorra nel rischio di aumenti ingiustificati dei prezzi, mentre coloro i quali preferiscono non spostarsi verso nuove offerte possono rimanere con il vecchio fornitore continuando a beneficiare delle attuali garanzie fino al completamento della liberalizzazione. A tal fine il Decreto Legge assicura **un servizio di "maggior tutela", che si rivolge ai clienti domestici e alle piccole imprese** (vale a dire i soggetti con meno di 50 dipendenti e un fatturato annuo o un totale in bilancio non superiore a 10 milioni di euro) che non scelgono un nuovo fornitore fino al completo recepimento delle disposizioni comunitarie **ed un servizio denominato di "salvaguardia", rivolto ai clienti finali non domestici** che non hanno titolo ad accedere al servizio di maggior tutela e che si trovano – anche temporaneamente – senza un contratto di compravendita di energia elettrica nel mercato libero.

In particolare, per quanto riguarda il servizio di tutela, esso è garantito dalle imprese distributrici, anche attraverso apposite società di vendita costituite in seguito alla separazione societaria, sulla base di condizioni standard di erogazione e prezzi di riferimento indicate dall'Autorità. La funzione di approvvigionamento continuerà ad essere svolta dall'Acquirente Unico Spa. In tal modo i clienti seguiranno a beneficiare delle attuali condizioni del

servizio e delle economie di scala derivanti dall'approvvigionamento tramite Acquirente Unico.

È fatta salva l'adozione di misure volte a tutelare utenti in particolari condizioni di salute o di svantaggio economico (le nuove tariffe sociali).

Il servizio di salvaguardia, invece, è transitoriamente assicurato dalle imprese di distribuzione o dalle società di vendita a loro collegate, a condizioni e prezzi non discriminatori autonomamente definiti dalle stesse imprese esercenti. A partire dal primo aprile 2008, in base alle disposizioni di cui al decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 23 novembre 2007, il servizio sarà erogato da operatori individuati attraverso procedure concorsuali e nel rispetto delle disposizioni emanate dall'Autorità in attuazione del citato decreto in modo da incentivare il passaggio di tali clienti al mercato libero secondo criteri di gradualità, consentendo un utilizzo della salvaguardia solo come servizio temporaneo.

- **L'obbligo di separazione societaria tra l'attività di vendita e l'attività di distribuzione di energia elettrica, con la separazione funzionale tra la gestione delle infrastrutture del sistema elettrico dalle altre attività** che non siano direttamente connesse ad esse. Tale separazione funzionale è estesa anche all'attività di stoccaggio del gas naturale. Queste misure sono volte a favorire lo sviluppo di una piena concorrenza nelle forniture al cliente finale (così che alla totale apertura del mercato della domanda corrisponderà una altrettanto completa apertura dal lato dell'offerta) garantendo la neutralità della gestione delle infrastrutture di rete, utilizzata da tutti i venditori senza asimmetrie informative. A tale fine si assicura a tutti i venditori l'accesso tempestivo e non discriminatorio ai dati di misura relativi ai consumi dei clienti finali (di cui sono in possesso le imprese di distribuzione di energia elettrica) necessari per la formulazione delle offerte commerciali e la gestione dei contratti di fornitura. In tal modo, garantendo a tutti le stesse informazioni, è possibile evitare il maggior vantaggio nella formulazione delle opzioni commerciali da parte delle società di vendita appartenenti a gruppi integrati con la distribuzione rispetto alle società non integrate, consentendo a ciascun venditore in egual misura di poter costruire un'offerta commerciale vantaggiosa per l'utenza.

- **I fornitori di energia elettrica sono obbligati a informare i propri clienti finali riguardo alla composizione del mix di fonti energetiche utilizzato per la produzione dell'energia fornita e a indicare le fonti informative disponibili sull'impatto ambientale della produzione, utili al fine di risparmiare energia secondo modalità operative che saranno definite dal Ministero, su proposta dell'Autorità.**

## **2.5 Risultati e limiti del processo di liberalizzazione in Italia**

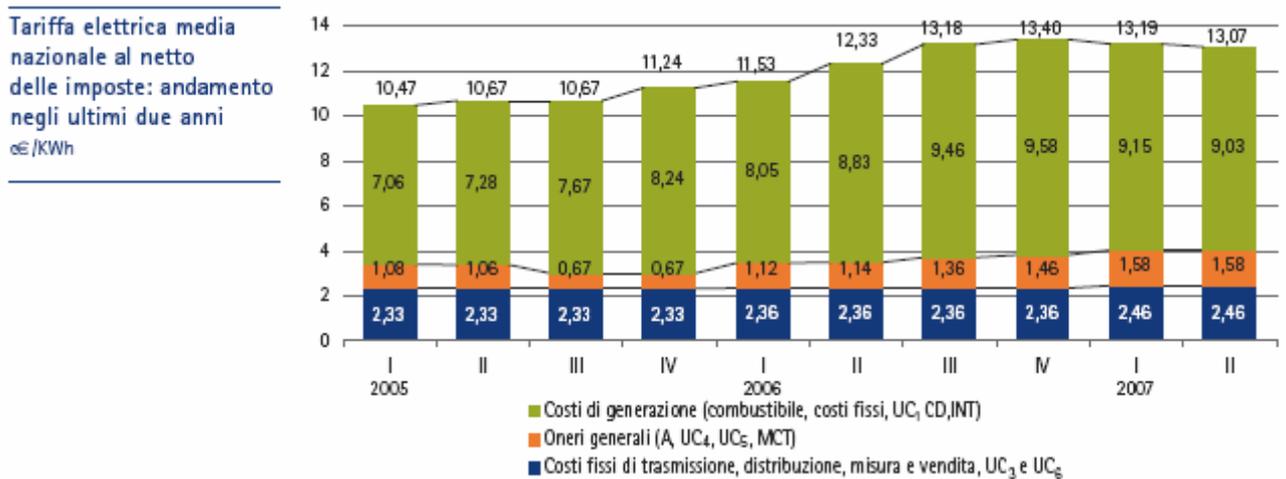
### *2.5.1 I primi risultati*

L'Italia ha messo in atto un mezza liberalizzazione, accompagnata da una regolamentazione relativamente forte. Qualche beneficio si è visto (P. Ranci):

- ☑ i grandi consumatori accedono ad un mercato libero che offre qualche vantaggio in termini di prezzo e di condizione di fornitura;
- ☑ i piccoli consumatori sono meglio protetti da norme più chiare sui loro diritti;
- ☑ la qualità del servizio è migliorata, si sono dimezzate le interruzioni dovute al malfunzionamento delle reti locali ed è diminuito il divario qualitativo tra il Nord ed il Sud del Paese;
- ☑ le tariffe sono diminuite nella parte che riflette i costi del sistema nazionale, mentre la parte che riflette il costo delle materie prime importate oscilla assieme ai prezzi mondiali (olio combustibile, gas, carbone). La riduzione della prima parte è stata visibile sia per l'energia elettrica che per il gas, almeno fino al 2004, in un periodo di stabilità dei prezzi delle materie prime (Figure 11 e 12);
- ☑ la borsa elettrica, partita con ritardo ed ancora debole, assicura però maggiore trasparenza ad una parte delle transazioni e consente il rodaggio di un meccanismo indispensabile;
- ☑ nuovi operatori sono attivi e offrono servizi di intermediazione utili ai consumatori industriali ed essenziali per il formarsi di un mercato concorrenziale;
- ☑ gli investimenti in generazione, dopo una pausa dovuta all'incertezza della transizione, sono ripresi e determineranno più efficienza e riduzione dei costi. Sono lenti gli investimenti in reti;

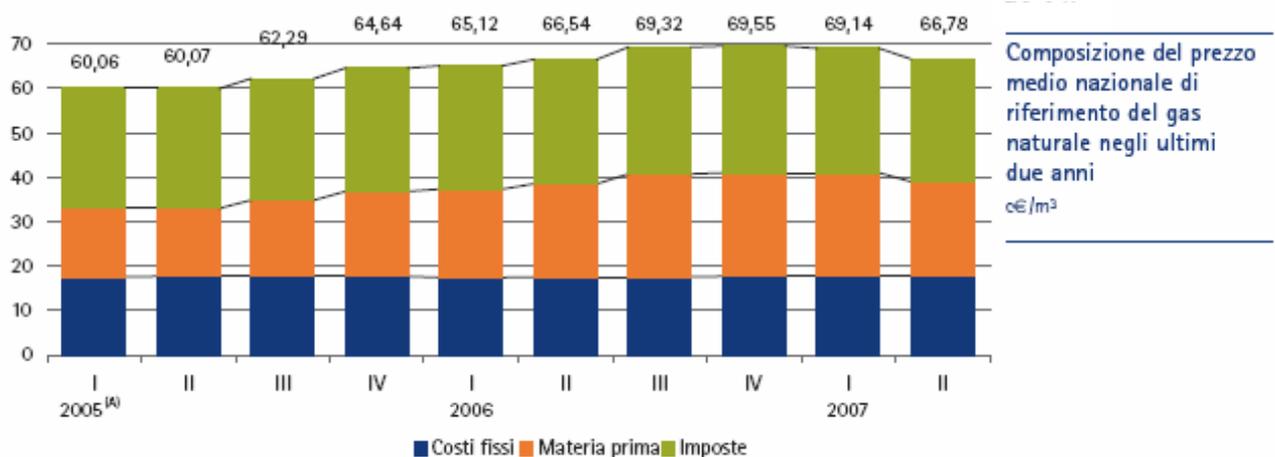
☒ nuovi operatori italiani e stranieri sono entrati nel mercato del gas e dell'elettricità.

Figura 11



Fonte: AEEG

Figura 12



(A) Il valore del primo trimestre 2005 è stato ricalcolato (in base alla metodologia prevista dalla delibera n. 195/02) e modificato retroattivamente in occasione dell'aggiornamento tariffario per il secondo trimestre.

Fonte: AEEG

### 2.5.2 I limiti emersi

- ☒ i mercati dell'elettricità e del gas non sono avviati alla completa concorrenza;
- ☒ il mercato del gas è fortemente controllato da un unico operatore, l'Eni, attraverso il controllo delle strutture d'importazione, di trasporto e dei stoccaggio;
- ☒ nel mercato elettrico, l'Enel di fatto fa i prezzi del mercato libero;
- ☒ come abbiamo già visto, i prezzi medi italiani dei servizi energetici rimangono più elevati rispetto ai prezzi medi europei. La differenza è pari al 20% nell'elettricità, ma è ancora molto più elevata per il mercato all'ingrosso del MW e per i consumi industriali. Nel servizio del gas la differenza è leggermente meno marcata (Tabelle 4 e 5), come testimoniano le differenze più contenute che tuttavia permangono per il mercato all'ingrosso. È vero che i prezzi all'ingrosso dell'elettricità avevano toccato un minimo storico nel 2004 e che dal 2005, anche per effetto dell'andamento dei prodotti energetici di base, tendono a risalire;
- ☒ altro aspetto critico già segnalato è costituito dalla lentezza degli investimenti in infrastrutture di trasporto che nel caso di elettricità, combinato con il solo recente sviluppo innovativo del parco centrali, concorre a mantenere ancora una certa insicurezza (*blackout* del 28 settembre 2003) e a mantenere il costo dell'energia elevato e differente nelle varie zone del Paese, anche per effetto delle strozzature interne alla rete.

Nel settore del gas, l'assenza di rigassificatori di GNL non garantisce all'Italia la sicurezza del sistema e impedisce la nascita del mercato del gas (Hub);

- ☒ Infine, i rapporti con l'Europa. Il mercato italiano dell'energia, fisicamente separato dal resto del mercato unico europeo per scarsità di interconnessioni, resta dominato dai due operatori maggiori, Eni ed Enel che sono entrambi controllati dal Ministero dell'Economia.

Tabella 4. Energia elettrica per usi domestici – costo medio di 1 kWh tasse incluse (in centesimi di euro).

	1997	2002	2003	2004	2005	2006	2007	Change 2006-2007 (%)
<b>EU-27</b>	:	:	:	:	13.36	13.97	15.28	9.4
<b>EU-15</b>	13.40	13.36	13.55	13.58	13.82	14.40	15.81	9.8
BE	14.58	13.94	13.76	14.22	14.81	14.42	15.81	9.6
BG	:	:	:	5.83	6.44	6.60	6.60	0.0
CZ	:	7.83	7.97	8.07	8.68	9.85	10.67	8.3
DK	16.55	22.02	23.03	22.62	22.78	23.62	25.79	9.2
DE	14.72	16.70	17.08	16.98	17.85	18.32	19.49	6.4
EE	:	5.39	6.49	6.49	6.78	7.31	7.50	2.6
IE	9.18	9.94	11.79	12.56	14.36	14.90	16.62	11.5
EL	7.31	6.30	6.54	6.71	6.88	7.01	7.20	2.7
ES	12.18	10.47	10.63	10.79	10.97	11.47	12.25	6.8
FR	13.17	11.65	11.62	11.94	11.94	11.94	12.11	1.4
IT	22.37	19.01	19.84	19.50	19.70	21.08	23.29	10.5
CY	:	9.29	10.52	10.88	10.74	14.31	13.76	-3.8
LV	:	:	:	5.75	8.28	8.29	6.88	-17.0
LT	:	:	:	6.32	7.18	7.18	7.76	8.1
LU	11.36	12.91	13.35	13.65	14.78	16.03	16.84	5.1
HU	5.68	8.09	8.21	9.92	10.64	10.75	12.22	13.7
MT	4.90	6.31	6.85	6.68	7.64	9.49	9.87	4.0
NL	11.53	16.60	17.58	18.27	19.55	20.87	21.80	4.5
AT	12.69	13.39	13.52	14.16	14.13	13.40	15.45	15.3
PL	:	10.66	10.05	9.04	10.64	11.90	11.84	-0.5
PT	13.43	12.86	13.22	13.50	13.81	14.10	15.00	6.4
RO	:	:	:	:	7.79	9.43	10.17	7.8
SI	8.07	10.29	10.00	10.10	10.33	10.49	10.64	1.4
SK	:	:	:	12.18	13.38	14.48	15.37	6.1
FI	9.39	9.36	9.91	10.79	10.57	10.78	11.60	7.6
SE	9.98	11.33	13.49	14.40	13.97	14.35	17.14	19.4
UK	10.49	10.83	10.06	8.78	8.77	10.20	13.16	29.0
HR	:	:	:	:	8.48	9.22	9.23	0.1
NO	10.99	12.95	21.06	13.60	15.71	15.33	18.56	21.1

Note: Based on the standard consumer Dc (3 500 kWh/year) on the 1st of January of each year, weighted by consumption.

Fonte: Eurostat.

Tabella 5. Energia elettrica per usi industriali – costo medio di 1 kWh tasse incluse, IVA esclusa (in centesimi di euro).

	1997	2002	2003	2004	2005	2006	2007	Change 2006-2007 (%)
<b>EU-27</b>	:	:	:	:	7.56	8.42	9.20	9.3
<b>EU-15</b>	7.02	6.76	7.34	7.21	7.75	8.66	9.48	9.5
BE	7.46	7.61	7.68	7.71	7.75	9.69	9.69	0.0
BG	:	:	:	4.09	4.29	4.60	4.70	2.2
CZ	:	5.18	4.99	4.92	6.01	7.31	7.83	7.1
DK	5.40	7.07	7.64	6.98	7.15	8.01	7.06	-11.9
DE	8.30	7.21	8.20	8.63	9.03	9.94	10.69	7.5
EE	:	4.65	4.55	4.55	4.72	5.11	5.34	4.5
IE	7.06	7.68	7.76	8.12	9.30	10.11	11.25	11.3
EL	5.71	5.90	6.14	6.30	6.45	6.68	6.98	4.5
ES	6.89	5.47	5.55	5.66	7.21	7.57	8.51	12.4
FR	5.89	5.62	5.62	5.78	5.78	5.78	5.87	1.6
IT	9.47	10.12	10.78	10.26	10.93	12.08	13.87	14.8
CY	:	9.03	9.62	8.41	8.10	11.36	10.70	-5.8
LV	:	:	:	4.31	4.09	4.09	4.43	8.3
LT	:	:	5.50	5.13	4.98	4.98	5.48	10.0
LU	7.25	7.09	7.35	7.56	8.51	8.95	9.95	11.2
HU	4.70	5.95	6.04	6.61	7.09	7.61	8.20	7.8
MT	6.17	6.98	6.36	6.20	7.06	7.11	8.97	26.2
NL	5.66	:	:	:	8.99	9.57	10.30	7.6
AT	8.26	:	:	7.59	8.27	8.63	9.53	10.4
PL	:	5.85	5.66	4.88	5.55	5.96	5.93	-0.5
PT	7.31	6.65	6.73	6.84	7.13	8.17	8.60	5.3
RO	:	:	4.42	5.10	7.69	7.73	8.42	8.9
SI	7.06	5.99	5.82	6.09	6.11	6.51	7.50	15.2
SK	:	:	:	6.83	7.03	7.73	9.32	20.6
FI	4.35	4.44	6.11	5.89	5.73	5.63	5.65	0.4
SE	4.22	3.10	6.66	5.20	4.68	5.93	6.31	6.4
UK	5.88	6.40	5.63	5.01	5.93	8.22	9.74	18.5
HR	:	:	:	:	5.56	5.96	5.97	0.2
NO	3.52	4.33	5.60	5.42	6.49	6.46	8.47	31.1

Fonte: Eurostat.

Tabella 6. Gas per usi domestici – costo medio di 1 Gigajoule, tasse incluse (in euro).

	1997	2002	2003	2004	2005	2006	2007	Change 2006-2007 (%)
<b>EU-27</b>	:	:	:	:	11.21	12.92	14.95	15.7
<b>EU-15</b>	9.70	11.43	11.49	10.93	11.81	13.51	15.67	16.0
BE	8.79	10.51	10.78	10.54	11.16	13.50	12.89	-4.5
BG	:	:	:	6.75	6.73	7.70	8.83	14.7
CZ	:	7.08	6.35	6.57	7.49	10.03	9.45	-5.8
DK	:	17.98	18.98	19.12	28.44	29.82	30.84	3.4
DE	8.77	11.85	12.13	12.33	13.56	15.98	18.45	15.5
EE	:	:	4.64	4.64	4.63	4.63	5.89	27.2
IE	8.60	8.18	8.25	9.00	9.98	12.51	16.73	33.7
ES	10.63	12.14	12.09	11.55	11.90	13.63	14.23	4.4
FR	8.72	10.81	10.65	10.15	10.57	12.72	13.46	5.8
IT	16.14	17.15	16.77	14.92	15.34	16.50	18.34	11.2
LV	:	:	:	4.22	4.54	5.34	7.50	40.4
LT	:	:	:	5.45	5.41	6.24	7.04	12.8
LU	6.10	7.04	7.33	7.07	8.14	10.33	11.52	11.5
HU	3.36	4.35	4.41	4.76	5.10	5.28	7.16	35.6
NL	8.29	11.55	13.08	13.19	15.17	16.92	18.42	8.9
AT	11.30	11.84	12.26	13.71	13.36	15.65	15.99	2.2
PL	:	8.10	7.20	6.34	7.55	9.46	10.69	13.0
PT	:	13.85	13.34	12.05	12.34	14.52	13.88	-4.4
RO	:	:	:	:	4.79	7.66	9.05	18.1
SI	5.57	9.81	9.87	9.64	10.33	12.99	13.86	6.7
SK	:	:	:	7.27	8.14	10.88	11.48	5.5
FI	7.08	:	:	:	:	:	:	:
SE	12.40	17.26	18.32	19.57	22.18	25.95	26.58	2.4
UK	6.83	6.97	6.89	6.83	7.26	8.24	11.76	42.7
HR	:	:	:	:	7.99	8.18	8.18	0.0

Fonte: Eurostat.

Tabella 7. Gas per usi industriali – costo medio di 1 Gigajoule, IVA esclusa (in euro).

	1997	2002	2003	2004	2005	2006	2007	Change 2006-2007 (%)
<b>EU-27</b>	:	:	:	:	6.50	8.62	9.40	9.0
<b>EU-15</b>	4.33	6.16	6.03	5.98	6.78	8.92	9.71	8.1
<b>BE</b>	4.16	5.25	5.42	5.28	5.32	7.11	7.03	-1.1
<b>BG</b>	:	:	:	3.50	3.78	4.50	5.22	16.0
<b>CZ</b>	:	4.68	4.14	4.20	5.11	7.34	6.56	-10.6
<b>DK</b>	4.44	5.10	5.87	5.21	6.79	6.97	6.52	-6.5
<b>DE</b>	5.47	7.90	7.84	7.50	8.87	11.58	13.27	14.6
<b>EE</b>	:	:	2.91	2.91	2.75	2.84	3.69	29.9
<b>IE</b>	3.83	4.88	4.94	:	:	:	:	:
<b>ES</b>	3.73	4.34	4.81	4.41	4.68	7.24	7.07	-2.3
<b>FR</b>	3.77	5.13	5.66	5.32	6.42	8.25	7.83	-5.1
<b>IT</b>	4.84	6.33	5.80	6.19	6.64	7.64	8.98	17.5
<b>LV</b>	:	:	:	3.47	3.48	4.05	5.29	30.6
<b>LT</b>	:	:	4.21	3.83	3.61	4.45	6.02	35.3
<b>LU</b>	5.01	5.90	6.17	5.94	6.95	9.01	9.85	9.3
<b>HU</b>	2.88	4.91	5.20	5.63	6.03	8.18	9.70	18.6
<b>NL</b>	4.12	:	:	6.69	7.47	9.37	9.74	3.9
<b>AT</b>	5.68	6.71	6.42	7.64	8.19	10.82	11.06	2.2
<b>PL</b>	:	6.15	5.59	4.26	5.30	6.77	7.54	11.4
<b>PT</b>	:	6.26	6.39	5.68	6.03	7.63	7.76	1.7
<b>RO</b>	:	:	2.29	2.83	3.68	6.23	7.32	17.5
<b>SI</b>	3.81	7.28	5.28	4.80	5.89	7.96	8.13	2.1
<b>SK</b>	:	:	:	5.33	5.08	7.65	8.00	4.6
<b>FI</b>	4.30	6.69	6.85	6.73	6.91	7.79	8.09	3.9
<b>SE</b>	5.37	9.14	7.87	7.65	9.20	12.26	12.21	-0.4
<b>UK</b>	2.89	5.91	5.18	4.99	6.10	9.21	10.85	17.8
<b>HR</b>	:	:	:	:	6.73	6.88	6.89	0.1

Fonte: Eurostat

### 2.5.3 Le criticità politico-istituzionali

#### A) La tela di Penelope

Il primo governo di Centro-sinistra, con Bersani prima e con Letta poi, ha avviato con decisione i processi di liberalizzazione non solo producendo le regole, ma realizzando concretamente i fatti più salienti, dall'avvio della vendita delle GENCO alla creazione del GRTN e della messa in cantiere di GSE, A.U. e della Borsa elettrica.

È vero che i due decreti per molte decisioni operative rinviano ad ulteriori strumenti (deliberazioni, regolamenti, ecc.), richiedendo “un’eccessiva decretazione” che ne ha rallentato l’effettiva applicazione. Ma il rallentamento non è dipeso solo dall’eccessiva decretazione, come è stata chiamata. Infatti, è con il contributo del secondo governo di Centro-destra che il processo di liberalizzazione si è “incagliato” e ha segnato il passo. Alle dichiarazioni di volontà del Ministro Marzano di procedere seguivano comportamenti contrari e confusione istituzionale che hanno condotto il Paese a due gravi crisi elettriche, 26 giugno e 28 settembre 2003, rischio che l’indagine parlamentare voluta nel 2000 dall’On. Tabacci, Presidente della Commissione Industria della Camera, aveva paventato. A seguito del *blackout* del 2003 e dei provvedimenti seguiti fino all’emanazione, dopo più di due anni di gestazione della Legge di riordino del sistema energetico, il processo di riforma ha ripreso il suo corso, il nuovo breve governo di Centro-sinistra, 2006-2008, ha rilanciato il processo ma in misura insufficiente. Ogni riforma richiede chiarezza e coerenza negli obiettivi che si pone per poter disporre di strumenti appropriati nel perseguirli. Ed è indispensabile una forte determinazione nel raggiungere gli obiettivi stessi onde evitare che quegli “interessi coinvolti nelle riforme (istituzionali ed ex-monopolistici)” che sentono venir meno ruoli politico-istituzionali o posizioni di rendita legate al precedente sistema, cerchino di *catturare* la riforma o di rallentarne l’attuazione. Quello che è mancato durante il governo di Centro-destra è stata la “determinazione” nel raggiungimento degli obiettivi della riforma. Con il ritorno al Governo del centro-sinistra e di Bersani al Ministero dello sviluppo economico la riforma del sistema energetico ha ripreso corpo (Decreto Legge 18 giugno 2007, n. 73), anche se la successiva caduta del governo Prodi ha di nuovo bloccato in Parlamento il disegno di legge Bersani sul sistema energetico.

#### *B) La confusione istituzionale*

E’ mancato il soggetto istituzionale che si facesse seriamente carico della riforma. E’ venuta meno la responsabilità politica del Ministero delle attività produttive. A ciò ha contribuito il conflitto tra Ministero del Tesoro e Riforma. Gli interessi dell’uno, fare cassa e quindi mantenere integro l’assetto di Enel, e quelli dei cittadini, famiglie ed imprese utilizzatrici, che dalla riforma aspettano risultati concreti in termini di tariffe e prezzi e maggiore competitività per il sistema economico italiano.

E' mancata chiarezza sul "governo del sistema", la "cabina di regia" invocata ripetutamente da più parti è venuta meno, la politica energetica ed industriale è ancora assente.

- ❖ la mancata codificazione degli obiettivi (e conseguenti obblighi, ad esempio connessi al servizio pubblico e agli interessi generali del Paese);
- ❖ la caotica definizione della responsabilità, chi fa cosa;
- ❖ l'assenza di un efficace meccanismo di coordinamento delle decisioni di una pluralità di soggetti con interessi contrapposti.

Hanno contribuito a smontare un meccanismo complesso che non è facile da ricomporre in forme diverse ma altrettanto efficaci sul piano della operatività tecnica. Il nuovo meccanismo non è ancora realizzato e davvero funzionante. Alcuni pezzi sono rimasti a lungo in magazzino, altri giustamente modificati perché dimostratisi fallimentari (separazione Grtn-Terna oggi superata), altri ancora in fase di rodaggio (Borsa elettrica). Risultato: un continuo e pesante clima di incertezza e confusione, che è quanto di più disincentivante possa esserci per la costruzione di un sistema di mercato (G.B. Zorzoli).

#### 2.5.4 *Le criticità strutturali*

##### *A) I prezzi*

Come abbiamo già detto, i prezzi medi dei servizi energetici (elettricità e gas) restano in Italia più elevati rispetto ai prezzi medi europei. Le tariffe sono diminuite nella parte che riflette i costi del sistema nazionale (-20% nell'elettricità,-10% nel gas); mentre la parte che riflette il costo delle materie prime importate oscilla insieme ai prezzi mondiali del petrolio e del gas, e nell'ultimo periodo ha subito consistenti rincari. Come dire che più di tanto non si può fare, non si può dall'Italia governare l'andamento dei prezzi internazionali dell'energia primaria (petrolio, gas, carbone). Nelle Tabelle 8 e 9 viene proposta una sintesi dei dati sulla produzione lorda nazionale per fonte registrata negli ultimi anni, con una proiezione al 2010. I limiti strutturali del sistema sono evidenti, anche se il trend risulta positivo nel medio-termine. Era del tutto evidente che affidare a liberalizzazioni e Borsa il potere taumaturgico di produrre una sensibile diminuzione dei prezzi, considerando che esse intervengono solo su uno dei fattori che determinano i prezzi, è pura illusione.

L'eredità del XXI secolo, esclusione del nucleare, mix dei combustibili sbilanciato verso gli idrocarburi, bassa efficienza del parco di generazione, sommata al basso grado di competizione fanno sì che i prezzi all'ingrosso siano nel breve difficilmente comprimibili.

Tabella 8

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
<b>Produzione termoelettrica</b>	218.549	216.792	227.646	238.291	240.488	246.918	256.969
Solidi	26.272	31.730	35.447	38.813	45.518	43.606	44.600
Gas naturale	97.608	95.906	99.414	117.301	129.772	149.259	158.300
Prodotti petroliferi	85.878	75.009	76.997	65.771	47.253	35.846	35.200
Altri	8.791	14.147	15.788	16.406	17.945	18.207	18.869
<b>Produzione da fonti rinnovabili</b>	51.386	55.087	49.013	47.971	55.669	49.894	51.682
Biomassa e rifiuti	1.906	2.587	3.423	4.493	5.637	6.155	6.283
Eolico	563	1.179	1.404	1.458	1.847	2.343	3.211
Fotovoltaico	6	5	4	5	4	4	4
Geotermico	4.705	4.507	4.662	5.341	5.437	5.325	5.527
Idroelettrico da apporti naturali	44.205	46.810	39.519	36.674	42.744	36.067	36.657
<b>Produzione idroelettrica da pompaggi</b>	6.695	7.115	7.743	7.603	7.164	6.860	6.365
<b>Produzione totale</b>	<b>276.629</b>	<b>278.995</b>	<b>284.401</b>	<b>293.865</b>	<b>303.321</b>	<b>303.672</b>	<b>315.016</b>
<i>Per memoria:</i>							
<b>Produzione idroelettrica totale</b>	<b>50.900</b>	<b>53.925</b>	<b>47.262</b>	<b>44.277</b>	<b>49.908</b>	<b>42.927</b>	<b>43.022</b>

Produzione lorda  
per fonte 2000-2006  
GWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Terna. I dati relativi al 2006 sono provvisori.

Tabella 9. Produzione di energia elettrica per fonte (anno 2004 e previsione al 2010, TWh).

	2004	2010
<b>Produzione lorda</b>	<b>300,4</b>	<b>351,7</b>
Idroelettrica, geotermica e rinnovabili	53,7	68,3
Idroelettrica da pompaggi	7,5	7,5
Termoelettrica	239,2	275,9
- carbone	45,2	67,8
- prodotti petroliferi	44,9	11,2
- gas naturale	129,3	183,4
- altro	19,7	13,6

Fonte: AEEG.

Inoltre, per il buon funzionamento di qualsiasi mercato è importante la “struttura” del mercato stesso. Occorrono sì, regole congrue, ma anche alcune condizioni di cui non si può fare a meno, pena l’inefficienza del mercato stesso:

- un’offerta abbondante, superiore alla domanda;
- un’offerta che origini da più soggetti produttori che siano in competizione tra di loro;

Condizioni non facili da realizzare tanto per il gas, ma ancor di più per l’energia elettrica, per le sue caratteristiche intrinseche, in quanto:

- non è immagazzinabile;
- incrementare l’offerta attraverso nuovi entranti e nuovi impianti richiede tempo e investimenti cospicui;
- le dimensioni del mercato elettrico, per motivi noti (interconnessioni, dispersioni, costo trasporto) sono difficilmente astruibili dal territorio servito (abbiamo già constatato quanto complicato sia far circolare i chilowattora nell’ambito dell’Europa), e quindi le importazioni non sono sempre facili (salvo alcune eccezioni i mercati sono ancora, purtroppo, nazionali);
- esiste, infine, una situazione tutta interna alla struttura del mercato italiano. A causa della dislocazione geografica delle centrali e del *layout* delle linee, nato tutto in funzione del monopolio, il mercato dell’offerta è stato disgregato in un mercato zonale (macrozone e regioni), in cui i produttori competono nelle offerte di vendita del mercato centralizzato (nazionale, mercato del giorno prima e mercato di aggiustamento), che sono valorizzate al prezzo di equilibrio della zona in cui avviene la corrispondente immissione di energia elettrica in rete, mentre, le offerte di acquisto accettate, sono valorizzate indipendentemente dalla zona dove i prelievi avvengono, ad un “Prezzo Unico Nazionale” (PUN), determinato come media dei prezzi zonal, ponderata sulla base dei consumi. Le “congestioni tra zone” si aggiungono alle note “congestioni transfrontaliere”.

E’ vero che con vari interventi l’autorità è riuscita a *compensare*, ma ciò incide sull’efficienza del mercato nazionale. Anche questa è una eredità negativa che ha favorito un tipo di *layout* della rete di trasmissione nazionale funzionale alla *sicurezza del monopolio*, limite non superato ancora oggi per carenza di obiettivi chiari e di investimenti per lo sviluppo della rete di trasporto “verso” il mercato nazionale.

### *B) L'eccessivo potere di mercato di Enel*

In effetti, tutti gli indicatori elaborati dal Gestore del Mercato Elettrico (Gme) per misurare la concentrazione dell'offerta nell' Ipex mostrano che vi è un elevato potere di mercato e che *un solo operatore (l'Enel)* continua a fissare il prezzo praticamente in tutte le zone d'Italia e sempre. A questo proposito va inoltre considerato che l'Autorità garante per la concorrenza ed il mercato, all'inizio di aprile 2005, ha avviato e concluso l'istruttoria nei confronti di Enel per presunto abuso di posizione dominante.

L'Enel, secondo l'Antitrust, potrebbe aver condizionato la formazione dei prezzi zionali dell'energia in modo da ostacolare la capacità concorrenziale degli altri operatori. In particolare l'Enel avrebbe danneggiato i suoi competitori determinando un aumento non prevedibile dei costi di congestione per gli operatori localizzati nella zona nord. Infatti, l'Enel, grazie alla assoluta indispensabilità dei propri impianti di produzione in alcune macrozone del paese (centro-nord, centro-sud, sud), sarebbe in grado di estendere il proprio potere di mercato anche nella zona più concorrenziale, la zona nord, influenzando le strategie di offerta dei propri concorrenti, in più è il principale operatore nazionale, relativamente allo stock di potenza efficiente netta operativa, con una quota superiore al 55%. Enel presenta inoltre una struttura del proprio parco impianti sbilanciata verso gli impianti di *mid-merit* (51,4%) e di *punta* (15,2%), che le assicura un vantaggio competitivo rilevante per la copertura delle punte di fabbisogno. Anche in ragione del fatto che Enel è destinata a rimanere avvantaggiata, nel prossimo futuro, dalla detenzione della quasi totalità degli impianti di punta, è opportuno chiedersi se tale vantaggio non richieda misure volte alla sua mitigazione che vadano oltre le "vendite virtuali" fino ad oggi poco efficaci.

### *C) La ritardata partenza della Borsa elettrica*

Uno dei compiti che il decreto legislativo n. 79/99 (Decreto Bersani) affidava al Ministero dell'industria era quello di avviare una borsa elettrica semi-obbligatoria a partire dal 2001. La "borsa elettrica" è uno strumento fondamentale per il funzionamento del settore elettrico in un mercato liberalizzato per almeno tre motivi:

- a) permette la gestione ottimale del parco impianti appartenenti a molti operatori sulla base delle loro offerte;

- b) facilita l'accesso al mercato di nuovi entranti e quindi facilita la concorrenza;
- c) fornisce un segnale di prezzo trasparente sulla base del quale sia i consumatori che i produttori possono prendere le rispettive decisioni.

Questa disposizione è stata rispettata con più di tre anni di ritardo. Infatti, la borsa elettrica italiana, l'Ipex, nel frattempo trasformata da semiobbligatoria in facoltativa, ha iniziato a funzionare, solo da parte dell'offerta, il primo aprile 2004 (cfr. Figura 13 sul l'Ipex).

Dal punto di vista tecnico la borsa ha funzionato perfettamente grazie al Gme che, tra l'altro, via via ha arricchito le informazioni messe a disposizione del pubblico (Figura 14). Tra i vantaggi portati dalla borsa elettrica italiana (Ipex) vi è stato l'aumento della disponibilità degli impianti che ha allentato il rischio di tagli alle forniture durante la scorsa estate, una maggiore possibilità di accesso dei produttori al mercato sia libero che vincolato e la formazione di un prezzo basato su un'elevata liquidità delle offerte (anche se in gran parte coperte da contratti alle differenze). L'Ipex ha anche consentito di evidenziare l'esistenza di frequenti situazioni di congestione tra Nord e Centro-Sud di cui pochi erano consapevoli prima della partenza della borsa. Tale informazione dovrebbe servire per orientare le decisioni di investimento in impianti e rete di trasmissione.

Figura 13

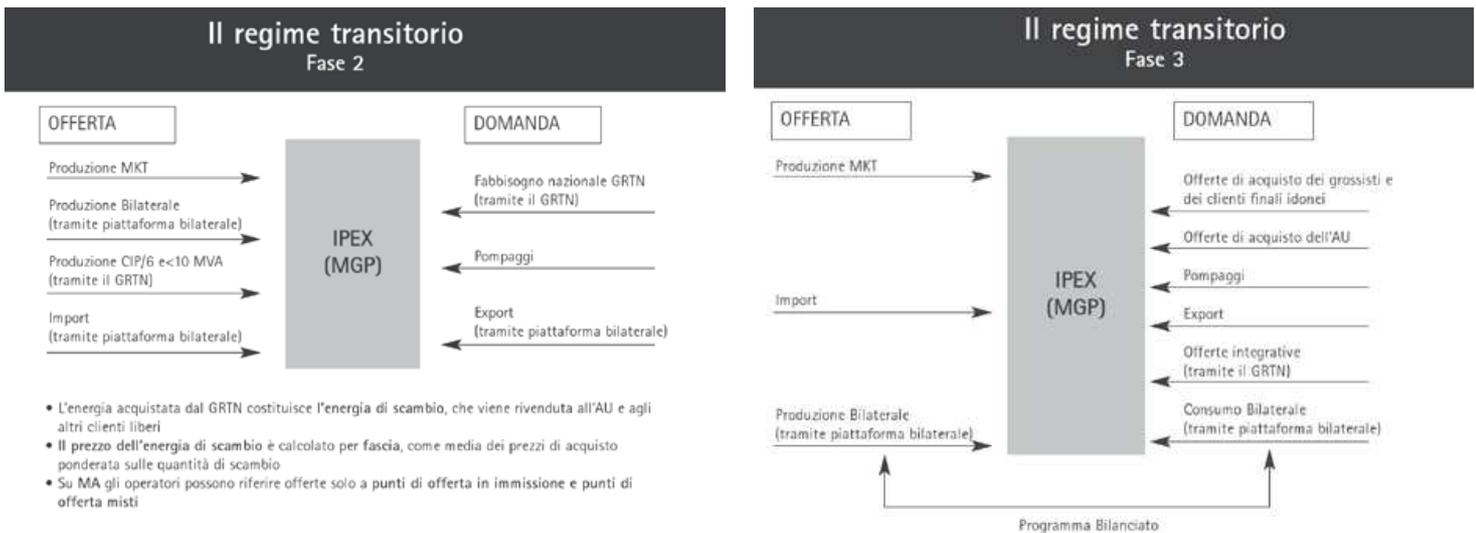


Figura 14. La borsa elettrica nelle prime fasi di funzionamento.

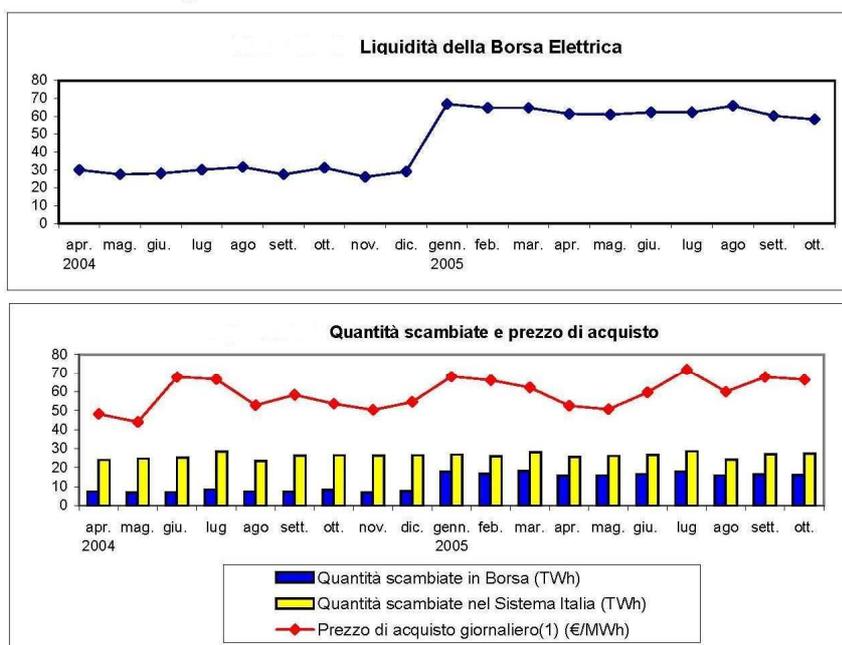
PREZZO DI ACQUISTO E LIQUIDITA' DELLA BORSA ELETTRICA

Periodo	Prezzo di acquisto giornaliero <sup>(1)</sup> (€/MWh)	Quantità scambiate in Borsa (TWh)	Quantità scambiate nel Sistema Italia (TWh)	Liquidità della Borsa <sup>(2)</sup> (%)
apr-04	48,19	7,4	24	30
mag-04	43,98	6,8	24,7	27,5
giu-04	67,84	7,1	25,2	28,1
lug-04	66,69	8,5	28,3	30,1
ago-04	52,85	7,4	23,4	31,6
set-04	58,36	7,2	26,4	27,5
ott-04	53,67	8,3	26,5	31,2
nov-04	50,4	6,9	26,2	26,1
dic-04	54,64	7,7	26,5	29,1
gen-05	68,16	17,9	26,8	66,9
feb-05	66,09	16,8	25,9	64,8
mar-05	62,20	18,1	28,0	64,7
apr-05	52,62	15,7	25,7	61,4
mag-05	50,67	15,9	26,1	61
giu-05	59,66	16,6	26,7	62,2
lug-05	71,84	17,8	28,6	62,3
ago-05	60,02	15,9	24,1	65,9
set-05	67,89	16,3	27,0	60,3
ott-05	66,50	16,0	27,4	58,3

(1) Si tratta del **Prezzo Unico Nazionale (PUN)**, che è pari alla media ponderata dei prezzi di vendita zonali

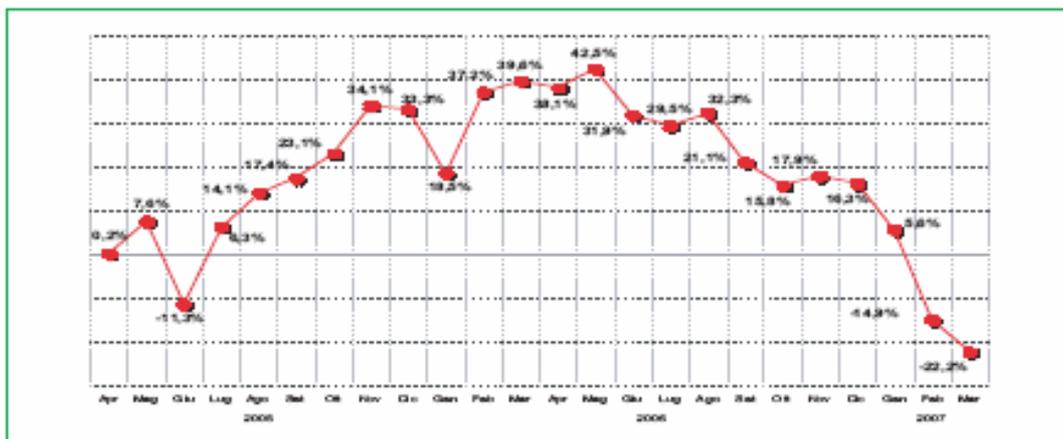
(2) La **liquidità** - data dal rapporto tra quantità scambiate e quantità complessive - rappresenta il grado di utilizzo della Borsa Elettrica per l'approvvigionamento dell'energia rispetto al totale dei consumi nazionali.

Fonte: GME, Rapporti mensili sulle contrattazioni



Tra le preoccupazioni legate al funzionamento della borsa elettrica vi è l'elevata volatilità dei prezzi (Figura 15) anche in corrispondenza a livelli di domanda simili e la tendenza a riprodurre valori medi esattamente corrispondenti al livello del prezzo amministrato precedentemente in vigore. Da un lato questo fatto non sorprende visti gli interventi dell'Autorità tesi proprio a verificare che i prezzi di borsa non superassero i prezzi amministrati, dall'altro però ciò testimonia che il passaggio dal regime amministrato al mercato è solo parziale e che gli operatori sono in grado di "controllare" il prezzo di borsa.

Figura 15. Variazioni tendenziali del PUN medio mensile (anni 2005-2007).



Fonte: GME.

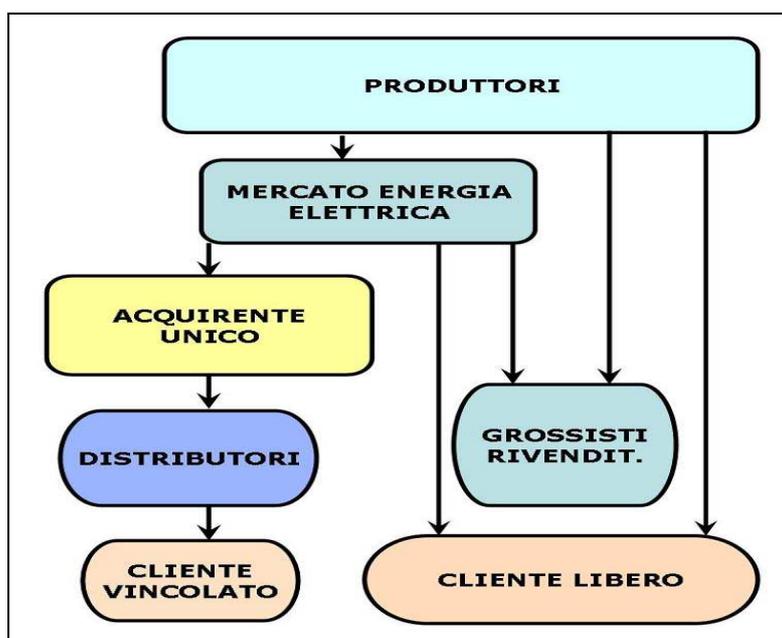
Un altro problema della borsa elettrica italiana è l'esistenza di un prezzo dell'energia all'ingrosso decisamente superiore alla media di quello delle altre borse europee, anche se nei mesi più recenti la forbice sembra essersi un po' ridotta. Si tratta di una questione fondamentale per il sistema elettrico italiano, la cui spiegazione va ricercata in più direzioni: nel maggior costo dei combustibili (per lo scarso peso degli impianti a carbone e l'assenza di quelli nucleari), nell'alto valore pagato dai nuovi entranti per acquistare gli impianti dell'Enel e nel controllo dei prezzi da parte di quest' ultimo, incoraggiato anche dall'azionista di riferimento a mantenerli su livelli elevati per ragioni di cassa. Il controllo dell'Enel da parte del Ministero dell'Economia, che svolge anche il ruolo di arbitro diretto o indiretto in molte decisioni che riguardano l'Enel, è un problema non di poco conto in quanto configura un vero e proprio

conflitto di interessi. Malgrado la decisione di liberalizzare il settore elettrico, l'Italia si trova ancora in una situazione ibrida tra mercato libero e mercato controllato (dal Governo e dall'AEEG) che non può durare per troppo tempo senza far perdere di credibilità al processo di riforma.

#### *D) L'Acquirente Unico*

Nel 2004 ha iniziato ad operare anche l'Acquirente Unico (AU), anch'esso previsto dal Decreto Bersani. Non a caso l'avvio dell'AU è avvenuto simultaneamente all'inizio del funzionamento della borsa elettrica. Senza la borsa elettrica l'AU difficilmente avrebbe potuto svolgere il suo ruolo e viceversa, sia per la mancanza di uno strumento di aggiustamento degli acquisti alla fluttuazione della domanda sia per la mancanza di un prezzo di riferimento. L'entrata in esercizio dell'AU ha infatti significato il passaggio di testimone dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas all'AU per la formazione del prezzo di riferimento per il mercato italiano, ma questo compito, essendo troppo pesante per le spalle di un operatore senza un indiscusso parametro di riferimento, è stato immediatamente trasferito alla borsa elettrica (Figura 16).

Figura 16. Modalità di funzionamento del mercato.



In teoria vi è perfetta simmetria tra il potere di mercato dell'AU, che rappresenta circa il 50% degli acquisti di elettricità in Italia (dal luglio 2007 tale quota è scesa), e quello dell'Enel, che rappresenta il 50% delle vendite, ma mentre è chiaro l'obiettivo dell'Enel e la misura delle sue performance (i profitti conseguiti) la performance dell'AU (la minimizzazione dei costi di approvvigionamento) è molto più difficile da misurare. Inoltre sia l'Enel che l'AU sono posseduti, in tutto o in parte, dal Ministero dell'Economia presso il quale sembra prevalere ancora l'obiettivo di valorizzare al massimo l'Enel rispetto a quello di minimizzare il prezzo dell'elettricità<sup>3</sup>.

#### *E) La caduta degli investimenti nelle reti*

Particolarmente ingiustificata sotto il profilo dell'efficienza è apparsa sin dall'inizio la separazione fra il Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale, controllato dal Ministero del Tesoro, cui spetta il dispacciamento in tempo reale degli impianti di generazione e la gestione delle interconnessioni transfrontaliere, e la proprietà delle reti in mano a TERNA del gruppo Enel, a cui sulla base degli indirizzi del GRTN, sono demandati lo sviluppo, l'esercizio e la manutenzione della rete elettrica. Questa decisione non trova infatti riscontro nelle scelte effettuate dagli altri paesi europei. In diversi stati (Spagna, Portogallo, Svezia Norvegia) proprietà e gestione sono affidate ad un'impresa totalmente o a maggioranza pubblica: in altri (Austria, Inghilterra, Germania) a un'azienda di proprietà delle società elettriche. Sempre, però, mantenendo unite proprietà e gestione.

Fortunatamente a fine 2003 è stato saggiamente deciso di riunificare GRTN e TERNA, operazione conclusasi nel 2005, anche se con un assetto proprietario che, consentendo

---

<sup>3</sup> Il punto di equilibrio in questa delicata situazione è stato trovato con un ragionamento circolare:

1) la performance dell' AU viene misurata rispetto al prezzo dell'elettricità per il mercato vincolato calcolato come se il regime di controllo dell'Autorità fosse rimasto in vigore;

2) l'AU ha stipulato contratti finanziari di acquisto basati sull'andamento del prezzo della borsa;

3) i prezzi di borsa hanno seguito l'andamento dei prezzi amministrati dall'Aeeg fino al 2004 in modo da minimizzare le compensazioni tra acquirente e venditore.

L'ordine dei fattori, come in ogni ragionamento circolare, può essere modificato senza che il risultato cambi. Naturalmente sarebbe un po' troppo semplicistico affermare che nulla è cambiato. Ad esempio i contratti alle differenze "a una via" stipulati dall'AU per il 2005 hanno un sistema di determinazione e soprattutto di indicizzazione diversi da quelli passati. Ma finora non si è assistito al tentativo dell'AU di usare il suo potere di mercato per abbassare in modo deciso i prezzi né quello dell'Enel di alzarli fino al punto che gli sarebbe consentito dal suo potere di mercato. Il vero interrogativo riguarda l'oggi. Dal 2007 tutti i clienti sono liberi. Come agirà l'AU? Nella sua funzione di fissare il prezzo di riferimento riuscirà a condizionare il prezzo di Borsa del kwh?

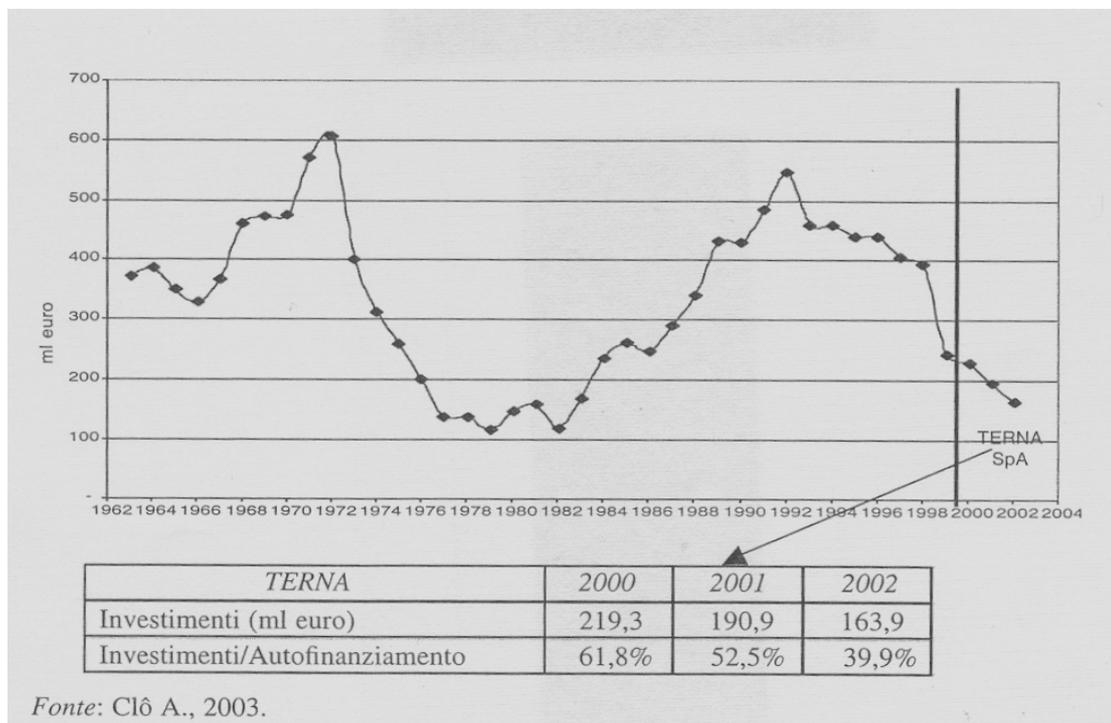
la presenza dei produttori, a partire da Enel, potrebbe riproporre, peggiorata, l'eventualità di conflitti di interesse. Per questo alla nuova società è stato sottratto il controllo del GME e dell'AU.

Al contrario di quanto avvenuto nella "generazione", gli investimenti negli impianti di rete, anche per la incerta e confusa *governance* della filiera, hanno subito un significativo rallentamento che ha portato infine alla legge 290/2003 che muta gli assetti proprietari e ridefinisce le funzioni. L'indipendenza del gestore della rete è una condizione necessaria per assicurare a tutti l'accesso su basi realmente paritetiche. Se l'operatore della rete di trasporto non è proprietario della rete e se non ha la missione di decidere a far eseguire gli investimenti che ritiene necessari, possono sorgere problemi nell'espansione della rete e conseguentemente nelle possibilità di accesso. Abbiamo in parte constatato questa fattispecie nell'agire e nei rapporti tra Grtn e Terna. Al contrario di quanto avviene nei sistemi monopolistici verticalmente integrati, dove l'unicità tra generatore ed operatore di rete spinge a sovradimensionare gli investimenti che garantiscono la sicurezza del sistema; in un contesto liberalizzato c'è il rischio che diminuiscano gli investimenti in reti di trasmissione per la separazione tra la proprietà e gestione della rete (Figura 17).

Gli investimenti in impianti di trasmissione realizzati fino al 2004 da Enel prima e da Terna-Grtn si sono ridotti. Il decreto Bersani assegnava al Grtn il compito di assumere le decisioni in materia di manutenzione, gestione e sviluppo della rete sulla base di una convenzione stipulata con ciascun proprietario di rete di trasmissione. La convenzione tra Terna e Grtn è stata stipulata nel 2002. Ma anche successivamente, a fronte di un piano triennale 2002-2004 pari ad 1 miliardo e 400 milioni di euro, Terna ne ha investiti solo 437 milioni. Evidentemente la stessa Terna, allora di proprietà Enel, si trovava in un "conflitto di interessi", ma forse il vero motivo per cui sono crollati gli investimenti in reti è dovuto alla insufficiente remunerazione che il regime tariffario 2000-2003 assicurava al capitale investito. Sulla base di un nuovo provvedimento governativo (legge 2003 n. 290, decreto anti black-out), l'AEEG nel definire le tariffe di trasporto 2004-2007 ha aumentato dal 5,6% al 6,7% la remunerazione del capitale investito in sviluppo della rete di trasmissione elettrica e ha stabilito un ulteriore premio che migliora i rendimenti degli investimenti in impianti di trasmissione. La legge 290/2003 ha deciso inoltre la riunificazione, da poco realizzata, tra proprietà e gestione della rete di trasmissione e confermato la

responsabilità del Grtn di programmare gli investimenti di trasmissione sotto il controllo diretto del Ministero delle attività produttive. Anche la nuova direttiva europea 2003/54/CE spinge in questa direzione. Inoltre, rispetto alla direttiva del 1996, essa impone la separazione societaria, introduce l'accesso regolato (elimina gli accessi negoziati) con tariffe stabilite dall'Autorità, amplia la responsabilità dell'operatore di rete di trasmissione. Con la nuova Terna, amministratore delegato Cattaneo, sono ripresi gli investimenti.

Figura 17. Investimenti nello sviluppo della Rete di trasmissione: una prospettiva storica.



Sono ormai numerosi i gruppi di esperti che dubitano della capacità del mercato di assicurare lo sviluppo delle reti e confidano nella cooperazione di regolazione di iniziativa privata e intervento pubblico. La rete, la sua affidabilità, la sua efficienza, il suo sviluppo e la imparzialità dell'accesso potrebbero corrispondere ad un "interesse generale" in grado di garantire lo sviluppo del giuoco della concorrenza e del mercato essenziale affinché le liberalizzazioni garantiscano il raggiungimento di obiettivi come la riduzione dei prezzi del kWh affidata alla entrata dei nuovi

operatori a monte (generazione) ed a valle (vendita). Le stesse problematiche si presentano nella filiera del gas e riguardano rapporti proprietari e missioni di Eni, Snam rete gas e Stogit, la società di stoccaggio, e i programmati terminali di Gnl.

*F) La ritardata ripresa degli investimenti in Generazione*

Il parametro che misura il risultato dei processi di liberalizzazione dei settori avviati alla concorrenza è la crescita dell'offerta di servizi energetici e quindi l'andamento degli investimenti. E' della sovrabbondanza di offerta rispetto alla domanda che deriva il beneficio per tutti gli utenti della diminuzione del prezzo del servizio energetico. I nostalgici del Monopolio Enel verticalmente integrato citano a difesa di quest'ultimo alcuni dati che hanno caratterizzato le attività di Enel, Ente di diritto pubblico dalla sua costituzione, 1963, alla trasformazione in Spa, inizio anni '90:

- l'Ente nazionale per l'energia elettrica ha realizzato l'elettrificazione del paese, dal nord al sud, dalla città alla campagna, cosa che non avevano mai voluto realizzare i monopoli privati precedenti;
- in trent'anni gli utenti elettrici sono quasi raddoppiati passando da 16 milioni a poco meno di 28 milioni;
- gli investimenti totali sono stati pari a circa 150 miliardi di euro, raddoppiando rispetto agli anni iniziali e riequilibrando le aree di destinazione cioè fortemente a favore del mezzogiorno. All'inizio degli anni '90 la quota sugli investimenti totali di Enel in generazione riguardanti il sud è passata dal 28% al 45%. Nello stesso periodo si è incrementata l'efficienza e la produttività. Il numero degli utenti serviti per dipendente è salito da 209 a 250 circa, infine, il costo reale del Kwh si è dimezzato nell'arco di trenta anni.

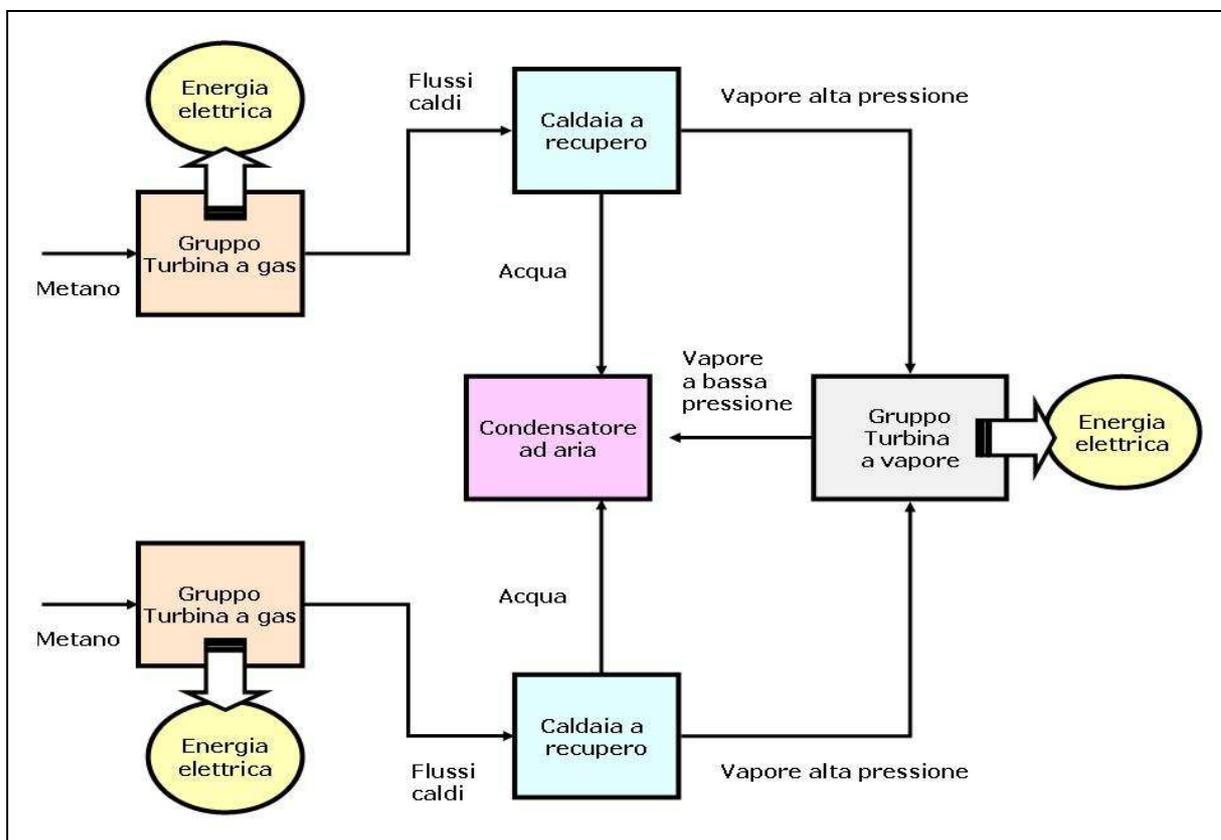
Va detto che dalla fine degli anni '90 all'inizio del 2000, l'Enel non ha brillato per investimenti produttivi nel settore elettrico, sia nella produzione che nella distribuzione, anzi, in quest'ultimo comparto ed anche a seguito della separazione societaria tra Enel e Terna (la rete di trasmissione) e l'affidamento al Grtn delle funzioni di dispacciamento, gli investimenti sono crollati drasticamente. Il black-out del 2003 è una conferma. La riunificazione di Terna e Grtn (dispacciamento) è anche la risposta al mancato sviluppo delle reti di trasporto e degli investimenti relativi. La dinamica e l'ammontare degli investimenti sono i parametri che segnalano il "punto di non ritorno" del processo di liberalizzazione, confermano l'appetibilità del mercato

italiano ed esplicitano l'atteggiamento delle imprese che operano nel settore. Nel momento in cui un'azienda energetica, nonostante le difficoltà di ordine sociale ed ambientale presenti in Italia, decide un investimento a medio-termine quali quelli in generazione o sviluppo delle reti, segnala che è convinta dell'investimento stesso e del ritorno economico atteso. E' un attestato di credibilità al sistema energetico nazionale riformato. Ebbene, ciò sta avvenendo in Italia nel settore elettrico. Gli investimenti previsti ed in fase di realizzazione ammontano a 20 miliardi di euro (2001-2009) di cui sette miliardi entro la fine dell'anno in corso e gli ulteriori nove miliardi entro il 2007-2009. Ciò dovrebbe favorire una maggiore diversificazione delle fonti e quindi un mix produttivo più economico, più equilibrato, più sicuro e più efficiente.

Entro il 2009 si prevede un incremento della potenza efficiente netta operativa pari a 15.000 mw, per almeno la metà localizzata al centro-sud. Un terzo dell'aumento di capacità disponibile è ascrivibile a impianti appartenenti all'ex perimetro Enel, ovverosia agli impianti confluiti in Edipower, Endesa Italia e Tirreno power e gli impianti di Enel produzione. Un altro terzo è relativo agli impianti di Enipower. L'incremento della capacità installata e soprattutto della capacità disponibile dovrebbe aumentare la sicurezza del sistema elettrico nazionale assicurando un adeguato margine di riserva operativa nei prossimi anni anche nella ipotesi di una crescita della domanda superiore al tasso medio annuo ipotizzato dall'ex Grtn, pari al 2,7%.

Le nuove centrali di generazione, autorizzate a partire dal 2005 dal Ministero delle attività produttive, oltre ad aumentare la potenza installata e quella disponibile, costituiscono una iniezione di innovazione ed efficientamento del parco centrali nazionale, da troppi anni a rischio di vetustà, infatti, la nuova capacità si caratterizza per adottare nella stragrande maggioranza la tecnologia del "ciclo combinato", e per avere una maggiore efficienza economica e, nel contempo, ambientale. L'aspetto che può destare qualche preoccupazione è l'incremento dell'uso termoelettrico del metano, che libera il paese dalla dipendenza dal petrolio ma non dalla dinamica del suo prezzo e non da quella degli idrocarburi (Figura 18).

Figura 18. Schema di funzionamento della centrale a ciclo combinato.



## 2.6 La falsa apertura del mercato del gas in Italia

Da quanto esaminato fino ad ora risulta evidente che la partita della liberalizzazione del Sistema energetico nazionale al punto in cui siamo si gioca nel campo del gas naturale.

- 1) è la prima fonte energetica del Paese per la produzione di energia elettrica;
- 2) è quella che permette, se utilizzata in associazione alla tecnologia dei cicli combinati, di abbattere significativamente le emissioni di  $\text{CO}_2$  e di aumentare il rendimento elettrico del parco di generazione italiano.

I limiti possono essere sintetizzati come di seguito:

- non ci rende autonomi dalla dinamica del prezzo del petrolio al quale è correlata la dinamica del prezzo del metano;
- peggiora la dipendenza degli approvvigionamenti dell'estero;
- i sistemi di approvvigionamento si basano sui gasdotti, con le rigidità che ne derivano.

L'Eni controlla la gran parte della produzione – approvvigionamento, è ancora proprietaria di tutte le reti di trasporto nazionali ed internazionali, dell'unico rigassificatore presente in Italia, della maggior parte degli stoccaggi e occupa di conseguenza, nonostante il tetto antitrust alle vendite, una posizione dominante nell'upstream.

D'altra parte l'indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione del mercato del gas, conclude che "l'adozione di una regolamentazione avanzata è condizione necessaria ma non sufficiente per l'avvio di una vera e propria concorrenza nel mercato, tale da sganciare finalmente il prezzo del gas dal prezzo del petrolio e dei suoi derivati".

Per quanto riguarda l'avvio della concorrenza e la riduzione dei prezzi finali, il bilancio dei primi sette anni di liberalizzazione non è esaltante. A fronte del fatto che l'Eni g.e.p., principale produttore ed importatore, evidenzia costi di approvvigionamento più bassi dei concorrenti e delle riduzioni delle tariffe regolate di trasporto e stoccaggio da parte delle Autorità, in Italia i prezzi del gas al netto delle imposte restano tra i più alti a livello europeo. Inoltre Eni, attraverso il sistema delle "vendite innovative" (vendite di gas effettuate dallo stesso *incumbent* ai suoi concorrenti prescelti, prima delle frontiere italiane) rispetta solo formalmente i tetti antitrust e a poco sono serviti i provvedimenti "gas release" dell'Autorità. Ciò fa emergere il limite della strategia di liberalizzazione del mercato seguito dall'Italia, dove il Sistema gas è più complesso rispetto ad altri Stati membri dell'Unione. L'indagine antitrust mette in luce le difficoltà sperimentate dei "nuovi entranti" nel provvedere autonomamente all'importazione di gas, del momento che Eni continua a vantare il controllo dei diritti di trasporto nell'ambito delle infrastrutture di importazione localizzate dall'estero, che la stessa impresa dominante ha contribuito a costruire all'epoca del monopolio, di fatto e pubblico (*posizione dominante di Eni*).

La capacità di trasporto di queste infrastrutture è per la maggior parte determinata dal soddisfacimento degli impegni legati ai contratti di importazione, gravati da

clausole di “take or pay”, sottoscritti da Eni prima dell’entrata in vigore della direttiva europea 98/30/CE. In un’ottica di breve termine risulta difficoltoso anche l’utilizzo di capacità di trasporto marginali rese disponibili dalla flessibilità dei contratti di importazione sottoscritti da Eni. “L’assenza di una disciplina (internazionale) per l’accesso trasparente e non discriminatorio ai gasdotti internazionali, rende difficile ed oneroso l’accesso dei terzi a queste infrastrutture” (AEEG).

La congestione riguardante le infrastrutture determina scarsità di offerta di gas naturale di provenienza non Eni e quindi scarsità di offerta generale. Inoltre la posizione che l’Eni riveste nel mercato di approvvigionamento del gas non ha consentito il decollo della concorrenza nel mercato all’ingrosso. Nel segmento dei consumatori industriali l’indagine, oltre a rilevare l’elevato livello dei prezzi, evidenzia il “vantaggio competitivo” di Eni che è in grado di offrire contratti a condizioni migliori dei nuovi entranti. Il fatto che Eni abbia deciso di riacquistare completamente la proprietà di Italgas e che si rafforzi nella generazione di elettricità (gas, cicli combinati), ha dotato il Gruppo Eni di uno sbocco interno diretto, che permette ad Eni di concentrare il maggior sforzo competitivo sul segmento degli “usi industriali”.

L’indagine evidenzia anche che in un paese dominato dalle importazioni mediante contratti a lungo termine e con *la clausola di consegna* la liberalizzazione può produrre fenomeni di “entrata senza concorrenza” se non vi è accesso a mercati centralizzati del gas dove procurarsi approvvigionamenti più convenienti e soprattutto più flessibili.

Le imprese che vendono gas sul mercato all’ingrosso devono onorare ingenti impegni finanziari, in forza delle clausole *take or pay* che caratterizzano i contratti di importazione, di conseguenza non hanno convenienza ad “aggreddire” i concorrenti per conquistare ulteriori quote di mercato a colpi di ribassi dei prezzi.

A partire dal 2004 si è manifestata nel *downstream* un’eccezione a questo scenario, legata alla politica più aggressiva di Enel in alcune città già servite da altri concorrenti dell’impresa dominante. D’altro canto Enel è un operatore particolare, poiché continua a disporre di una larga parte del mercato finale vincolato dell’elettricità consumata dalle famiglie e può quindi sfruttare tale posizione per entrare sul mercato del gas, dove invece la liberalizzazione è già stata completata. I risultati dell’indagine hanno portato le due Autorità a formulare una serie di proposte per incentivare lo

sviluppo della concorrenza nel mercato italiano del gas naturale, riducendo in vario modo il peso dell'operatore dominante. Le proposte principali riguardano:

- 1) la soppressione delle "clausole di consegna";
- 2) lo sviluppo della capacità di importazione;
- 3) la separazione proprietaria della rete nazionale di trasporto e degli impianti di stoccaggio;
- 4) la creazione di un mercato centralizzato per gli scambi di gas dotato di ampia liquidità (HUB Italia).

A sopprimere le "clausole di consegna" è intervenuta una decisione dell'Unione Europea. Lo sviluppo della capacità di importazione richiede sia la realizzazione delle opere di potenziamento dei gasdotti internazionali da parte di Eni, come richiesto in maniera reiterata anche dall'AGCM, sia la costruzione di nuovi terminali di rigasificazione di GNL, che consentano importazioni svincolate dall'operatore dominante (i progetti in stadio più avanzato sono presso Brindisi e al largo di Rovigo) (Tabella 10). In merito alla separazione proprietaria occorre ricordare che l'esperienza dei primi anni di liberalizzazione ha dimostrato che la separazione societaria è ancora insufficiente riguardo al raggiungimento dell'obiettivo della piena neutralità delle attività di rete e di stoccaggio del gas rispetto a quelle di approvvigionamento e vendita su mercati potenzialmente concorrenziali. "Occorre portare il processo di separazione alle sue estreme conseguenze al fine di promuovere la concorrenza nel settore, e ciò significa realizzare la piena separazione proprietaria fra le società che gestiscono le infrastrutture e quelle impegnate nell'approvvigionamento e nella vendita gas" (AEEG).

Se infatti l'obiettivo di non discriminazione fra imprese utilizzatrici delle infrastrutture di rete e dello stoccaggio può essere raggiunto mediante la realizzazione del principio del libero accesso dei terzi, garantito da tariffe e condizioni di accesso regolate da un'Autorità indipendente, così non è per altre decisioni discrezionali che investono, in primo luogo, la scelta di concorrere all'infrastrutturazione del paese attraverso la realizzazione di terminali di rigassificazione e di nuovi metanodotti d'importazione e, in secondo luogo, la gestione della rete di trasporto in alta e media pressione e lo stoccaggio in giacimenti esauriti.

Tabella 10

STATO DEI PROGETTI DI TERMINALI GNL PRESENTATI E AUTORIZZATI

PROGETTO	UBICAZIONE	SOCIETÀ	CAPACITÀ DI RIGASSIFICAZIONE G(m <sup>3</sup> )/ANNO	STATO DELL'ITER AUTORIZZATIVO
Porto Levante Offshore	Porto Levante (Rovigo)	Edison LNG	Ampliamento fino a 8	Rilasciata (nov '04) autorizzazione MAP all'ampliamento
Brindisi	Brindisi	Brindisi LNG	8	Rilasciata (gen '03) autorizzazione MAP; progetto in discussione presso le autorità locali
Toscana Offshore	Al largo della costa tra Livorno e Marina di Pisa	OLT – Offshore LNG Terminal	3 (espandibili a 6)	Effettuata VAS Regione positiva (lug '04); VIA MATT positiva; parere contrario di Provincia e Comune di Pisa; in attesa esito da riunione Conferenza dei servizi
Rosignano	Rosignano Marittimo (Livorno)	Edison	3	Effettuata VAS Regione (lug '04); VIA Regione negativa; richiesta di modifiche al progetto da parte del Comune; VIA nazionale positiva; delibera negativa della giunta regionale in pendenza al TAR che non ha riconosciuto la sospensiva
Gioia Tauro <sup>(A)</sup>	Gioia Tauro (Reggio Calabria)	Società Petrolifera Gioia Tauro	4,2 (espandibili a 8)	Conferenza dei servizi svolta (apr '03); VIA attivata da autorità portuale; parere negativo del Consiglio superiore dei lavori pubblici sul piano dell'autorità portuale con richiesta di modifiche al progetto; verbale della conferenza dei servizi impugnato al TAR per parere espresso dall'autorità portuale
San Ferdinando <sup>(A)</sup>	San Ferdinando (Reggio Calabria)	LNG Terminal	6 (espandibili a 12)	Conferenza dei servizi svolta (apr '03); richiesta di modifiche al progetto per renderlo compatibile con il potenziamento del porto di Gioia Tauro
Taranto	Taranto	Gas Natural	8	Prima riunione conferenza dei servizi (set '04); in attesa di VIA
Zaule	Zaule (Trieste)	Gas Natural	8	Competente è la Regione Friuli Venezia Giulia; procedimento da iniziare
Trieste Offshore	Trieste	Endesa	8	Esaminato progetto preliminare
Porto Empedocle	Porto Empedocle (Agrigento)	Nuove Energie	8	Competente è la Regione Sicilia; procedimento iniziato

(A) Presentato (marzo 2005) un nuovo progetto unificato da parte della società LNG Med Gas Terminal nel porto di Gioia Tauro con capacità di 12 G(m<sup>3</sup>)/anno.

Fonte: Ministero delle attività produttive.

Questi obiettivi si possono raggiungere attraverso una seria politica programmatoria ed industriale che allo strumento del “comando e controllo” sostituisca quello della “convenienza di mercato” per coloro disposti ad investire. Ma in assenza di obiettivi chiari e perseguibili cioè programmati e funzionali al mercato la competizione non si realizzerà.

Infatti le decisioni di investimento spettano naturalmente a chi detiene la proprietà delle imprese. Poiché per questioni di sovranità nazionale e di asimmetrie nei processi di liberalizzazione non è possibile incidere sulla proprietà dei tratti esteri dei metanodotti diventa tanto più urgente e rilevante influire su quella delle infrastrutture essenziali situate nel territorio italiano. La separazione proprietaria potrà garantire la piena indipendenza delle scelte di investimento di Snam Rete Gas e di Stogit, orientandole verso opzioni neutrali rispetto alle strategie di qualunque operatore impegnato nell'approvvigionamento e nella vendita, nonché basate sulla massimizzazione del profitto derivante dal trasporto e dallo stoccaggio di gas. La completa indipendenza delle decisioni discrezionali di investimento può essere realizzata solo con la cessione completa della quota di proprietà Eni nell'ambito delle infrastrutture di trasporto (Snam Rete Gas) e di stoccaggio (Stogit).

Solo con l'uscita di Eni dal capitale di Snam Rete Gas e di Stogit potrà prendere forma un vero e proprio ISO (*Independent System Operator*), che riunisca le infrastrutture essenziali necessarie alle imprese per competere nella compravendita di gas a condizioni eque e non discriminatorie, nonché orienti le decisioni di investimento nell'interesse dello sviluppo del sistema gas Italia, e quindi dell'economia nazionale. Un simile orientamento può essere, per esempio, ravvisabile nella proposta di avviare un *hub* nazionale che diventi il fulcro per gli scambi di gas tra il Nord e il Sud dell'Europa, trasformando l'Italia da paese importatore a paese di transito dei flussi di gas destinati all'esportazione.

Non vi è infatti liberalizzazione completa e *gas to gas competition* senza la creazione di un mercato centralizzato per gli scambi di materia prima che superi la logica attuale degli scambi bilaterali e della segmentazione dei mercati locali di vendita. Nel lungo termine la creazione di un *hub* fisico per l'importazione e l'esportazione di gas al centro della pianura padana e collegato ai giacimenti di stoccaggio potrebbe attirare liquidità di ampie dimensioni e tali da operare la reale trasformazione del mercato italiano del gas, ampliando i quantitativi scambiati a prezzi indipendenti dal potere di mercato dell'operatore dominante.

## Capitolo 3

### **Relazioni industriali e riforma:**

#### *il ruolo negoziale del sindacato nella fase di elaborazione della Riforma*

E' luogo comune presumere che, a fronte di qualsiasi atto politico che contiene l'obiettivo di anettere al mercato concorrenziale ed a privatizzazione un ente o società pubblica monopolistica, smontandone l'integrazione verticale, il sindacato ed in particolare quello di settore assuma un atteggiamento ostile e contrario, di difesa dell'esistente. Si suppone in fatti che di privilegi e rendite ingiustificate vengano in qualche modo a beneficiare anche i lavoratori addetti attraverso normative contrattuali e relazioni sindacali di categoria. E' anche vero che "a pensar male quasi sempre si indovina", ma nel caso dei settori energetici, se è difficile negare ogni condizione di lavoro migliore, privilegiata, è doveroso sottolineare che questi settori industriali e di rete, proprio perché a Capital Intensive e per la complessità gestionale che dette infrastrutture comportano occupano lavoratori con capacità scolastiche e professionali medio alte, coinvolte nella responsabilità di svolgere compiti di interesse generale, servizi universali, la cui continuità di funzione deve essere assicurata in ogni momento e quindi con un rapporto di lavoro con legami che prevedono l'impegno flessibile (reperibilità) e quindi con margini di disponibilità e presenza sicuramente ben remunerati ma molto elastici. E' questa una caratteristica che non nasce con il monopolio legale pubblico dell'Ente per l'energia elettrica (1963) o con la costituzione dell'Ente nazionale idrocarburi (1953), monopolio di fatto in alcune filiere (ad esempio quella del gas). E' una specificità già presente nei sistemi energetici privati antecedenti la costituzione degli enti che, con la pubblicizzazione si consolidano e si manifestano con orgoglio e responsabilità. Non sottovalutiamo la fierezza di appartenenza dell'uomo-Enel o dell'uomo-Eni. Coscienti della propria responsabilità e della propria funzione anche sociale costituiscono da sempre delle "aristocrazie" e sindacati forti, con spiccata personalità, rispetto a tutto il restante mondo del lavoro organizzato.

Ebbene, a fronte delle decisioni assunte dal Governo Amato nel 1992, alla minaccia dell'indebolimento della presenza pubblica e delle paventate liberalizzazioni, la reazione delle organizzazioni sindacali si esplicitò in azioni volte non solo a difendere il ruolo di questi servizi, di quelle aziende e quelle professionalità, ma anche in azioni di contrasto e comunicazione volte a "far conoscere alla società" la delicatezza e la centralità del settore energetico evidenziando quei rischi ai quali i cittadini consumatori ed altri settori industriali utilizzatori del servizio energetico sarebbero stati esposti a fronte di una ingenua privatizzazione-deregolamentazione *tout cour*. Quanto avveniva in Inghilterra sotto il governo Thatcher con i risultati disastrosi in termini occupazionali e i confronti preoccupanti a livello europeo, con i sindacati della Ces, non lasciavano spazio ad atteggiamenti di neutralità. Il primo atteggiamento maturato all'interno del sindacato italiano è stato di ostilità, subito dopo fortemente responsabile e concreto, ed ha riguardato l'area delle garanzie generali delle nuove regole del nuovo gioco.

*Autorità di regolazione.* L'istituzione di una Autorità indipendente in questi settori dipende dal fatto che in essi il mercato non è in grado di garantire pienamente l'interesse di utenti e consumatori a causa di vincoli tecnici, economici, legali o di altre restrizioni che limitano il normale funzionamento dei meccanismi concorrenziali. E' quindi necessaria una serie di regole, più ampie e specifiche di quelle che disciplinano gli altri settori produttivi, volte a riprodurre i risultati che sarebbero realizzati da un mercato concorrenziale. Il sindacato ha preteso l'istituzione dell'Autorità quale condizione indispensabile per l'apertura del confronto sulle liberalizzazioni nel settore energetico.

Con la legge 481 istitutiva dall'Autorità si fissarono i capisaldi del percorso necessario per traghettare il sistema energetico dalla nazionalizzazione alla liberalizzazione. L'Autorità era indispensabile per garantire la separazione tra il potere tariffario e il potere dispositivo (Governo-Ministero), separazione necessaria per evitare che gli obblighi nei confronti degli operatori non fossero adeguatamente remunerati in tariffa.

Decisiva per la promulgazione della legge fu la consapevolezza dei gravi riflessi negativi che sarebbero derivati da una privatizzazione dell'Enel senza una preventiva modifica delle regole che presiedono alle attività del settore: l'effetto immediato infatti

sarebbe stato quello di sostituire a un monopolio pubblico un monopolio privato. Alle Autorità sono affidati i poteri di regolazione settoriale, come la determinazione delle tariffe, dei livelli di qualità dei servizi e delle condizioni tecnico-economiche di accesso e interconnessione alle reti, nei settori dell'energia elettrica e del gas.

Si ritenne opportuno che le regole per attività parzialmente concorrenziali e soprattutto le tariffe e gli standard di qualità del servizio per le attività non concorrenziali (le reti) fossero determinate sulla base di criteri tecnici e obiettivi, stabili nel tempo e non soggetti alle contingenze economico-politiche. *Lo Stato trasforma il proprio ruolo e diventa regolatore.* Acquisita l'autorità, il Sindacato si concentrò nel dare il proprio contributo, di merito e di lotta, all'elaborazione del testo del decreto noto come decreto Bersani e successivamente il decreto Letta.

Nel 1998 il ministro Bersani da incarico ad una Commissione, la Commissione Carpi, di stendere un'ipotesi normativa. Il sindacato, una volta pronta la bozza di riforma, inizia attraverso una serie di incontri e Seminari-confronto (Cnel) quel lavoro "di merito" teso a trasferire dentro il decreto attuativo delle direttive europee, quei valori di carattere generale che danno valenza agli interessi generali (es. tariffa unica nazionale). Compito della Commissione Carpi era quello di definire gli elementi fondanti della Riforma. Alla prima "bozza di lavoro" prodotta dalla Commissione il Sindacato si oppose fermamente e dichiarò lo stato di agitazione e mobilitazione.

Con un colpo di spugna si frantumava il Sistema elettrico italiano e si cancellava l'Enel. Scelta sbagliata e grave alla quale il Sindacato tutto si dichiarò nettamente contrario. Iniziarono subito i confronti con il Sottosegretario Carpi e successivamente con la X° Commissione della Camera. Il primo documento della Commissione andava oltre i confini stabiliti della Direttiva europea, sottovalutava il rapporto tra interesse economico generale e liberalizzazioni, presupponeva una stretta correlazione tra liberalizzazioni e privatizzazione, quest'ultime non previste nella Direttiva. Durante il Seminario-confronto organizzato al Cnel la CGIL-Fnle presentò tutte le sue osservazioni di merito: dalla tariffa unica nazionale alla continuità della fornitura, dal servizio universale alla programmazione nazionale, alla sicurezza degli approvvigionamenti. La CGIL sostenne con forza l'istituzione dell'Acquirente Unico, soggetto nazionale sul quale incombeva l'obbligo di garantire la disponibilità della capacità produttiva necessaria a far fronte alla domanda di tutti i clienti vincolati. Per soddisfare quegli obblighi l'Acquirente Unico avrebbe dovuto avere un adeguato

portafoglio-contratti con i produttori e avrebbe quindi contribuito a stimolare nuovi investimenti e ad evitare deficit di capacità.

In quella fase, lo slogan adottato dal Sindacato “Riforma sì, spezzatino no!” fu mutuato dal “linguaggio culinario” che accompagnerà l’iter della Riforma fino alla nascita delle Genco-Enel e che trovò in P.L. Bersani e G. Berni, entrambi Piacentini, i protagonisti<sup>4</sup>. Un altro momento fondamentale di riflessione confronto tra le parti economiche e sociali e le istituzioni tutte, fu la Conferenza Nazionale Energia e Ambiente che ebbe il suo culmine negli ultimi giorni di novembre 1998, ma che fu in realtà un lungo percorso di analisi, elaborazione e condivisione degli obiettivi energetici del Paese, che si era sviluppato lungo tutto l’arco dell’anno.

Il ruolo svolto dal Sindacato ed in particolare da CGIL e Fnle (oggi Filcem) fu importante. Un grande impegno di costruzione di idee ed obiettivi e di partecipazione; numerosi furono i seminari locali di preparazione che spaziavano su argomenti quali: le competenze istituzionali, le tecnologie e l’innovazione, le politiche industriali ed economiche, le politiche sociali, la sostenibilità ambientale. Ben tre furono gli interventi della CGIL e Filcem alla Conferenza finale: Berni, Falasca, Notargiovanni.

La Conferenza era finalizzata non solo alla definizione di un programma di Governo sull’energia, ma a definire un nuovo modo di gestire l’energia che permettesse la sintesi delle volontà comuni, “con una logica che avesse il suo cervello nella concertazione e il suo braccio nel mercato” (P.L. Bersani): il Patto per l’energia e l’ambiente. Ciò significa consapevolezza che i risultati ambientali, sociali (occupazione e formazione), oltre a quelli energetici ed economici, potranno essere conseguiti con successo anche in un contesto di mercato regolato e aperto alla concorrenza.

Nella nuova politica energetica delineata nella Conferenza troveranno posto nuovi temi quali: la gestione della domanda, l’internazionalizzazione delle imprese e la qualità dei servizi energetici e nuovi metodi “concertativi” capaci di rendere fattiva la cooperazione con le istituzioni nazionali, le autonomie locali, imprese e sindacati, e con gli stessi cittadini.

---

<sup>4</sup> E’ nota la posizione del Ministro Bersani circa la “dimensione ottimale” delle Genco società derivanti da Enel: “Le Genco vanno costruite a dimensione di bocca, come i ravioli”.

### 3.1 L'intesa sulle nuove regole del gioco del 1999

Nel corso dell'elaborazione del testo del Decreto Bersani molte riflessioni, confronti e anche conflitti tra Ministero, Enel e Sindacati furono dedicati a due temi che, pur essendo specifici, rivestirono fondamentale importanza sia per il funzionamento del nuovo sistema elettrico che per la trasformazione degli assetti proprietari ed occupazionali delle nuove aziende e dei lavoratori Enel:

- Il primo fu il tema del duplice vincolo per l'Enel della quota del mercato (50%) e della cessione di 15.000 MW, il famoso "spezzatino".

Il sindacato, preoccupato dell'indebolimento di Enel (deverticalizzazione ed unbundling) e del dimagrimento (cessione a terzi di 15.000 MW), cercò di limitare i vincoli all'ex-monopolista "cedendo" solo sul tetto alla produzione. La risposta finale del Governo e del Ministero dell'Industria fu che il limite anitrust non era sufficiente perché in Italia l'unico modo per creare un'offerta in grado di coprire il 50% in concorrenza con Enel, era la cessione di impianti di Enel stessa. Non era infatti tecnicamente possibile un incremento delle importazioni né, in tempi ragionevoli, la realizzazione di molti nuovi siti di centrali di generazione. Quello che il sindacato riuscì ad ottenere fu la creazione di tre nuove aziende, tre piccole Enel evitando la messa sul mercato in modo spurio di singole centrali come da più parti veniva auspicato. La determinazione di costituire dalle costole Enel tre nuove società elettriche (Genco) è stata una intuizione intelligente e valida, infatti le Genco senza soluzione di continuità hanno svolto il ruolo di produttori di chilowattora senza creare problemi all'offerta di energia. Gli eventi successivi hanno mostrato come la decisione non abbia danneggiato Enel dal punto di vista delle potenzialità di competizione. La cessione degli impianti di produzione è stata un'opportunità finanziaria, posto l'elevatissimo interesse che gli operatori nazionali e internazionali hanno manifestato per la cessione delle Genco.

- Il secondo tema di grande interesse oggetto di concertazione tra parti e istituzione è stato quello della rete di trasmissione nazionale (oggi Terna) e del Gestore di rete (Grtn).

La creazione di una società unica indipendente per la gestione della rete e del dispacciamento era una soluzione praticamente indispensabile per introdurre la possibilità di concorrenza tra produttori sullo stesso mercato. Un unico dispacciatore

indipendente consente di utilizzare al meglio la potenza elettrica installata, dando garanzie di imparzialità a tutti gli operatori. Anche l'Enel sembrava condividere questo parere salvo che, insieme al Tesoro, avere una posizione diversa riguardo alla proprietà della rete di trasmissione.

Era evidente che la scelta di un gestore che fosse anche proprietario delle reti implicava, per garantire l'indipendenza del Gestore stesso, il mantenimento del controllo pubblico su tale soggetto e la conseguente rinuncia alla privatizzazione di questa parte degli *asset* dell'Enel. Questa posizione fu sostenuta con forza dalle organizzazioni sindacali: terzietà e controllo pubblico di rete e dispacciamento. Era inoltre chiaro che disaccoppiare le due funzioni, lasciando all'Enel la proprietà, avrebbe potuto costituire un "conflitto di interessi" e ritardare gli investimenti nello sviluppo della rete di trasmissione nazionale. Ma le necessità di non intaccare oltre il valore patrimoniale di Enel prevalsero e si approdò alla soluzione "Californiana"<sup>5</sup>. I fatti hanno dimostrato che la scelta non era quella giusta ed i recenti provvedimenti del Governo hanno sanato l'errore e riaccoppiato Rete e Dispacciamento.

- Il terzo tema fu "la tutela dell'interesse pubblico": il soggetto politico responsabile e regista di tutta la riforma cioè il Ministro delle attività produttive.

Sbagliava chi voleva mettere in testa all'Autorità tutte le responsabilità, anche quelle di ordine politico. L'Autorità è il riferimento del settore per tutta la materia tariffaria, che è il cuore delle competenze ad essa attribuite della legge, una materia di fondamentale importanza per la sicurezza e la competitività del Paese non dovevano essere sottratte alle responsabilità politica perché è dovere del Governo (e Ministri) rispondere ai cittadini. Il sindacato chiedeva di definire con chiarezza la "cabina di regia". Ampi poteri cogenti al Ministero dell'Industria ed al Ministro stesso, ampi poteri al Gestore della rete nazionale (Grtn), specialmente nel periodo di transizione verso la Borsa elettrica e l'Acquirente Unico.

L'attività di dispacciamento definita per legge come "l'attività diretta ad impartire disposizioni per l'utilizzo e l'esercizio coordinati degli impianti di produzione, della rete di trasmissione e dei servizi ausiliari", fosse riservata allo Stato e attribuita in concessione al Grtn. Al Ministero venne attribuito il compito di provvedere alla sicurezza ed all'economicità del sistema elettrico nazionale e di perseguire tali obiettivi attraverso specifici indirizzi anche con la finalità di salvaguardare la

---

<sup>5</sup> Perché adottata per la prima volta nella riforma del sistema elettrico nello stato della California.

continuità di fornitura e di ridurre la vulnerabilità del sistema stesso. Il 19 gennaio 1999, ultimo giorno utile per rispettare i termini di recepimento della Direttiva europea per il mercato intero dell'energia elettrica, il Governo varò il decreto legislativo che dava inizio alla liberalizzazione del settore che, nel giro di due anni avrebbe dovuto dare piena operatività al mercato dell'energia.

Il “**metodo della concertazione**” aveva partorito una riforma finalizzata a:

- 1) far beneficiare dell'apertura del mercato non solo le grandi imprese energivore ma anche, attraverso lo strumento dei consorzi, le piccole e medie imprese;
- 2) favorire una progressiva riduzione dei prezzi dell'energia elettrica per i clienti idonei e delle tariffe per i clienti vincolati;
- 3) garantire l'esercizio neutrale delle funzioni pubblicistiche e di regolazione e conseguentemente pari opportunità agli operatori del mercato;
- 4) non penalizzare dal punto di vista imprenditoriale l'Enel, che era anzi stimolato a incrementare ulteriormente la propria efficienza per competere sul mercato interno e internazionale;
- 5) consentire lo sviluppo degli operatori già presenti sul mercato e l'ingresso di nuovi soggetti;
- 6) attivare ingenti investimenti per il risanamento e il rinnovo del parco di produzione elettrica, con significative ricadute in termini occupazionali e di efficienza energetica;
- 7) migliorare la qualità ambientale della produzione elettrica non solo attraverso la maggiore efficienza ma anche attraverso la crescita e la diffusione delle fonti rinnovabili.

Un sistema energetico concorrenziale, con numerosi operatori in competizione tra di loro, con un sistema occupazionale diversamente articolato presso le varie imprese; tutto ciò richiedeva una trasformazione strutturale delle Relazioni sindacali che, da un contratto unico aziendale (Enel) o di un solo segmento del sistema (il settore delle municipalizzate), doveva approdare a relazioni, condizioni di lavoro e salariali e tutele dei diritti omogenei per tutti i lavoratori del sistema elettrico: **il Contratto di settore**.

### 3.2 Clausola sociale e contratto unico di settore

Un capitolo a parte spetta ai temi più prettamente sindacali che hanno caratterizzato il negoziato. Un sindacato che a fianco della Confederazione si fa carico degli “interessi generali” del paese e dei cittadini, che si preoccupa degli “obblighi di servizio pubblico” (tariffa unica nazionale), ma che viene meno alla rappresentanza degli interessi specifici dei lavoratori dell’energia, non fa “il suo mestiere”. Va detto che anche questa missione è stata compiuta e gli obiettivi raggiunti: la “**Clausola sociale**”, tutti quei lavoratori che non avrebbero più fatto parte di Enel, trasferiti in altre nuove aziende avrebbero trascinato con se non solo la garanzia del posto di lavoro, ma di tutti i trattamenti in corso di cui godevano.

Varata la legge di Riforma, inizia la fase attuativa. Traghettono la Gencos fuori dal perimetro Enel verso nuovi assetti proprietari senza intaccare normative, diritti, condizioni economiche e sociali, garantire continuità del lavoro e condizioni generali delle prestazioni in teoria poteva apparire possibile, nella pratica i lavoratori sottoposti al “trasferimento” vedevano incertezze, erano preoccupati, chiedevano ed il sindacato con loro, strumenti e garanzie più cogenti. In aggiunta Enel avrebbe dovuto, in alcune città importanti come Roma, cedere “rami d’azienda” della Distribuzione. Inoltre l’*unbundling* societario, cioè la costituzione, fra le altre, di Terna Grtn, Gne, etc., rendevano da subito indispensabile una rete di protezione sociale in assenza della quale tutto sarebbe rimasto “ingessato”, con il conseguente fallimento della Riforma Bersani. Iniziò il conflitto, fu proclamato lo stato di agitazione e successivamente lo sciopero generale (la stessa riflessione vale per il successivo decreto Letta). La fermezza con la quale il Sindacato pose il problema sul tavolo del Governo alla presenza di Enel, la visione sempre concreta delle cose e la sensibilità del Ministro dell’Industria, condussero il negoziato verso un approdo importante, che riscosse il plauso di tutte le parti e tranquillizzò i lavoratori: in data 30 settembre 1999 fu sottoscritto presso il Ministro dell’Industria il “**protocollo di intesa**” in cui si confermava la filosofia della concertazione e si individuavano impegni, garanzie e strumenti per rendere operativa la Clausola sociale.

“Il processo di liberalizzazione e di privatizzazione che vogliamo perseguire nel settore elettrico – affermò il Ministro dell’Industria Bersani – deve essere accompagnato da un dialogo con i lavoratori e da una vera attenzione alle loro

condizioni. L'accordo sottoscritto con il sindacato mi sembra a questo proposito un passaggio fondamentale."

Nel protocollo d'intesa, firmato con soddisfazione da tutte le parti coinvolte, si stabilisce quanto segue:

1) per tutte le cessioni di ramo d'azienda previste dal decreto n. 79/99 che comportano il trasferimento del personale attualmente in forza all'Enel alle società previste nel DPCm sulle cessioni (Genco 1, Genco 2, Genco 3), a tutela dei diritti dei lavoratori coinvolti, è prevista per tre anni e comunque fino alla stipula del nuovo contratto collettivo nazionale di lavoro per il settore elettrico la conservazione del trattamento economico, normativo e sindacale e salvo diversa intesa tra le parti, ivi compreso il sistema di assistenza sanitaria e del trattamento di previdenza integrativo, in forma di quanto previsto dagli accordi in atto.

2) Il Mica, d'intesa con il Ministero del Tesoro ed in coerenza con quanto stabilito dal DPCM del 4 agosto '99, di approvazione del Piano di cessione degli impianti, fisserà fra gli obblighi per i futuri acquirenti: a) l'impossibilità, per un periodo di 36 mesi, di successive vendite della società o di parte di essa; b) la conferma della continuità produttiva elettrica dei siti nel rispetto dei vincoli ambientali e delle intese eventualmente intercorse con le Amministrazioni locali; c) la presentazione di un Piano industriale che garantisca la continuità produttiva e l'efficienza energetica degli impianti, la valorizzazione industriale e finanziaria dell'azienda e la continuità occupazionale delle società nel tempo, senza procedure collettive di riduzione del personale fino al 31.12.2004 e comunque per un periodo non inferiore a tre anni dalla vendita; d) le società acquirenti sono tenute al rispetto degli impegni sopraindicati e ad illustrarli in uno specifico incontro sindacale, entro 30 giorni dalla data di trasferimento delle azioni. In caso di mancato rispetto degli impegni da parte delle società acquirenti, il Mica sarà tenuto ad intervenire per il loro ripristino.

Inoltre l'Enel si impegna a promuovere a livello territoriale incontri istituzionali e sindacali al fine di esaminare le problematiche specifiche dei territori in relazione ai processi in atto, il Governo si impegna a mantenere un costante confronto con le parti al fine di procedere ad una continua verifica, nell'applicazione del decreto 79/99,

degli atti necessari, dei tempi stabiliti e nel rispetto delle reciproche prerogative e responsabilità. In quegli stessi giorni il tavolo negoziale congiunto Sindacato, Assoelettrica, Federelettrica ed Enel verifica la comune validità e disponibilità alla definizione di un “unico e nuovo contratto di settore”.

Nel 2001, a due anni di distanza dal Decreto Bersani ed a un anno da quello Letta, dopo lotte ed estenuanti trattative sia il contratto unico dei lavoratori elettrici che quello del gas-acqua vedevano la luce. Sono i primi in Italia, sono i primi in Europa.

**“Una Casa comune per i lavoratori dei due settori”**, regole uguali per tutti, onde evitare che la “concorrenza”, che è entrata nel settore energetico, si fondi sul costo del lavoro e non sulla qualità ed affidabilità dei servizi.

L’idea dei contratti unici nei settori che si avviano ad essere liberalizzati, passando dal monopolio pubblico al mercato, nasce nel sindacato confederale come condizione per evitare che le imprese del settore scelgano la strada del dumping sociale sui costi contrattuali per offrire per questa via ai cittadini ed alle imprese servizi a costi inferiori anziché misurarsi sul terreno, più utile e conveniente agli utenti, della qualità dell’offerta. Il rischio di questa situazione è quello di veder praticata dalle imprese una diaspora contrattuale che metta in discussione tutele e diritti delle lavoratrici e dei lavoratori delle aziende di servizio, creando tensioni e conflittualità che si scaricano sui cittadini e sulle imprese, fruitori del servizio, senza che ciò concorra a migliorare la qualità dove è più urgente e necessario, soprattutto al Sud. Per queste ragioni la Fnle-Cgil aveva posto questo problema sin dall’avvio del confronto con il Governo per il recepimento della Direttiva europea e avanzato la rivendicazione nei confronti delle imprese del settore e delle loro associazioni – Confindustria e Cispel Confservizi – del contratto unico in luogo dei tre contratti esistenti (Assoelettrica, Federelettrica, Enel), onde evitare la pratica dei diritti e delle tutele a “geometria variabile”, a seconda dell’ubicazione geografica delle aziende o delle loro proprietà, pubblica o privata. Inoltre, un contratto unico garantisce cittadini e utenti perché spinge le imprese, quelle già esistenti e quelle che nasceranno, a confrontarsi e competere sulla qualità del servizio e non sul costo del lavoro.

## **Capitolo 4**

### **I processi di privatizzazione**

#### **4.1 Gli assetti proprietari di Enel ed Eni**

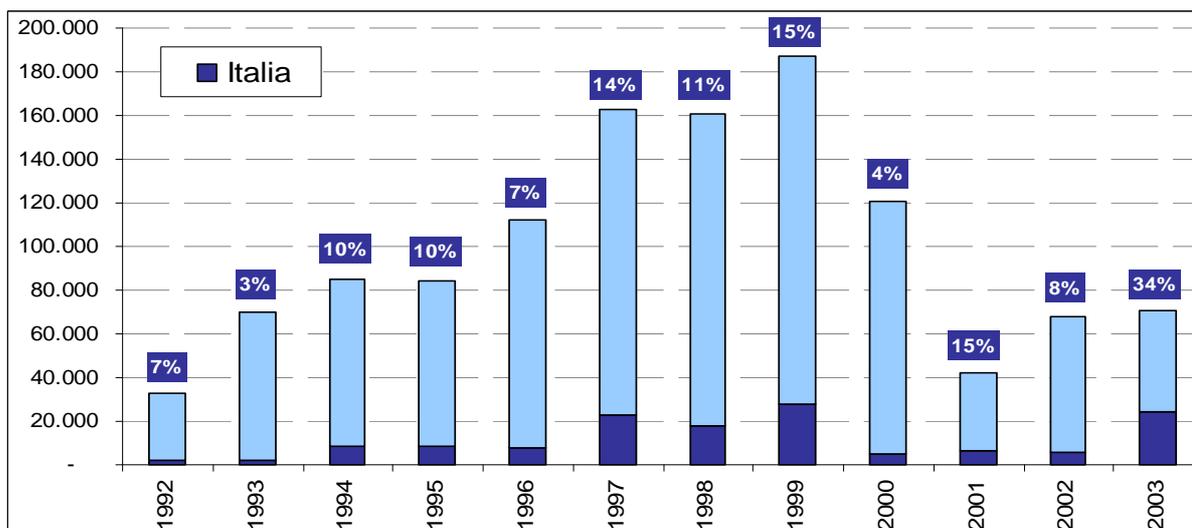
Negli ultimi dieci anni l'insieme delle operazioni di cessione delle partecipazioni in società controllate direttamente o indirettamente dello Stato ha assunto in Italia un volume di tutto rispetto (Figura 19). Ad esempio, nel 2003 tali operazioni hanno generato un introito lordo complessivo pari a 16,6 miliardi di Euro che passando per il capitolo 4055 dello stato di previsione delle entrate del bilancio dello Stato, affluisce al "Fondo per l'ammortamento dei titoli di Stato, e ne costituisce la principale fonte di alimentazione. Le operazioni di privatizzazione realizzate in dieci anni a partire dal 1994 (primo anno di esercizio del Fondo) hanno permesso l'afflusso al Fondo medesimo di più di 100 miliardi di euro, al netto dei dividendi che le "galline dalle uova d'oro", Eni ed Enel, hanno versato allo stesso Ministero dell'Economia. Sulla base dei dati complessivi sui processi di privatizzazione realizzati in Europa fra gli anni novanta e i primi anni duemila, l'Italia si pone al primo posto avendo sopravanzato anche il Regno Unito.

Il settore energetico, come affermato precedentemente, ha contribuito in maniera significativa (più della metà degli introiti) ma nonostante ciò, le aziende leaders del settore risultano ancora saldamente controllate, direttamente o indirettamente, dallo Stato. E ciò non solo nei segmenti di "monopolio naturale" fortemente regolati dalle Autorità, ma anche in quelle fasi del Sistema energetico, a monte ed a valle delle "reti", che avrebbero dovuto suscitare più interesse nell'imprenditoria privata italiana. L'esame che andiamo a condurre vuole fare una verifica di quanto qui affermato e capire se e perché l'energia "non si addice agli imprenditori privati italiani".

Capire perché le "dismissioni" hanno sopravanzato le "privatizzazioni" lasciando in campo una più forte affermazione delle "public company" e perché anche a livello locale nella fase di "distribuzione e vendita" dei servizi energetici, anche a fronte di processi di concentrazione, le privatizzazioni hanno segnato il passo. Se così è dobbiamo, fuori da ogni ambiguità, analizzare approfonditamente gli assetti proprietari specie quando questi riconducono, nel caso di Eni, Enel, Nuova Terna,

etc., ad una S.p.A, Cassa depositi e prestiti, di cui non si conoscono bene natura e ruolo. Iniziamo l'analisi a partire dalla produzione e approvvigionamenti di elettricità e gas, (Enel, Eni) per passare alle grandi reti di trasporto (Terna, Snam Rete-gas) ed alla distribuzione locale (aziende municipali).

Figura 19. Proventi italiani rispetto ai proventi globali - milioni di euro correnti (valori assoluti e percentuali)

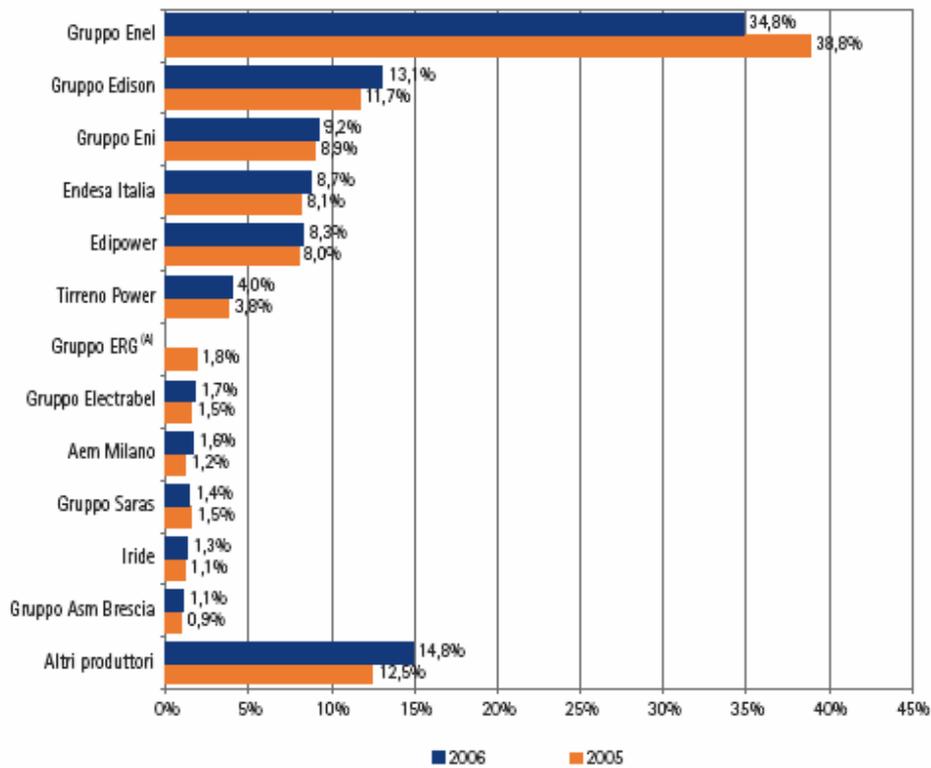


Fonte: elaborazioni Ires su Securities Data Corporation

### La struttura dell'offerta energetica

*L'energia elettrica.* La struttura della produzione nazionale nel 2006 vede Enel Produzione con un contributo del 35% della produzione nazionale lorda (Figura 20). Secondo produttore è Edison Spa che produce il 13% dell'energia; seguono Eni (9%), Edipower (8%), Endesa Italia (8%), e Tirreno Power (4%). Il grafico relativo alla produzione nazionale destinata al consumo cambia, ma non maniera rilevante (Figura 21).

Figura 20



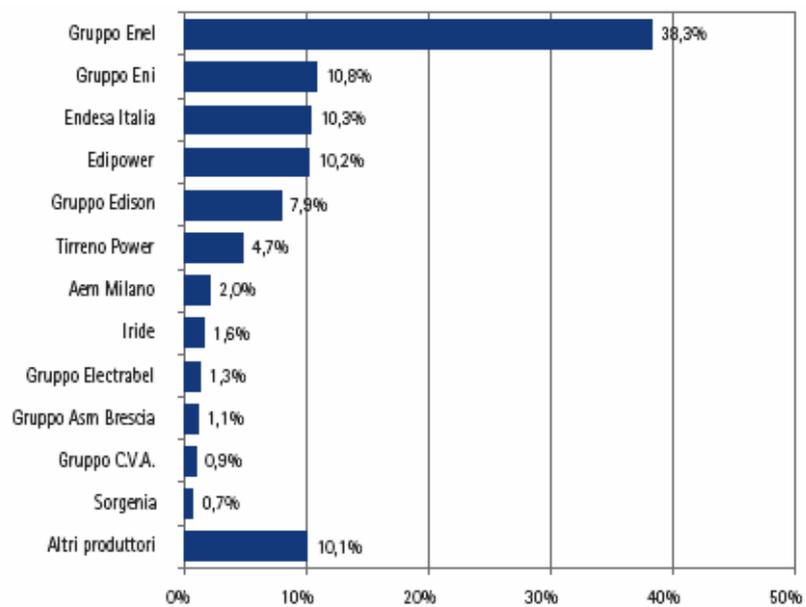
Contributo dei principali operatori alla produzione nazionale lorda  
Confronto 2005-2006, dati in percentuale

(A) I dati relativi alla produzione 2006 del gruppo ERG non sono stati comunicati.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

Figura 21

Contributo dei principali operatori alla produzione di energia elettrica destinata al consumo  
Dati in percentuale, anno 2006



Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

Secondo fornitore nazionale di energia elettrica dopo l'Enel, risulta essere il gruppo Eni, Edison è il terzo. Seguono le società Edipower, Endesa, Tirreno Power e le altre aziende locali ex municipalizzate (Aem, Asm, Acea, Electrabel, etc.). Negli ultimi anni si conferma e, semmai si consolida, una continua e forte concentrazione della generazione in poche società elettriche:

- Gruppo Enel;
- Gruppi concorrenti (Eni, Edison, Edipower, Endesa Italia, Tirreno Power);
- Aziende municipali (Aem Mi e To, Asm, Brescia, Acea, Electrabel, Agsm Verona);
- Privati.

*Il gas.* I tre principali operatori sono Eni, Enel e Edison (Tabella 11). Negli ultimi anni hanno assunto crescente importanza gruppi di operatori, creati su iniziativa di società ex municipali, che sono riuniti insieme nella categoria "aziende municipali maggiori" (ad esempio, Aem Milano, Asm Brescia, Amga Genova, etc.), vi è poi la categoria delle "altre aziende municipali" minori, infine le "società private nazionali" e poi le "Società estere" (es. Gas Natural, Gas de France). Il peso ed il ruolo di Eni, Enel ed Edison rispetto alle altre aziende non ha bisogno di essere sottolineato.

Tabella 11

SOCIETÀ	A GROSSISTI E VENDITORI	A CLIENTI FINALI	TOTALE
Eni	20.748	36.544	57.292
Enel Trade	5.904	7.547	13.451
Edison	5.000	1.469	6.469
Plurigas	2.312	1.059	3.371
Sorgenia	1.312	853	2.165
Gaz de France sede secondaria	1.129	1.142	2.271
Aem Trading	1.101	1	1.102
Blugas	1.014	72	1.087
Gas Natural Vendita Italia	813	343	1.156
Italtrading	791	4	795
Dalmine Energie	691	283	974
2B Energia	666	0	666
ENOI	615	0	615
AccaElectrabel Trading	606	0	606
Gas Plus Italiana	544	0	544
Hera Trading	521	1	522
Iride Mercato	488	580	1.069
Energy Trade	443	0	444
Blumet	409	1.003	1.412
Elettrogas	402	0	402
Shell Italia E&P	379	0	379
SOENERGY	344	29	373
E.ON Ruhrgas AG	344	41	385
Begas Energy International	334	30	364
EGL Italia	334	26	359
ENOVA	328	0	329
Altri	2.187	26.203	28.389
<b>TOTALE</b>	<b>50.053</b>	<b>77.253</b>	<b>127.306</b>

Vendite al mercato  
all'ingrosso nel 2006  
M(m<sup>3</sup>)

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

L'analisi della struttura dell'offerta di energia (elettricità e gas) conduce ad una conclusione: il mercato italiano, fisicamente separato dal resto d'Europa per la scarsità delle interconnessioni, resta dominato da due operatori maggiori, Eni ed Enel, che sono controllati dallo Stato. Ma non basta, anche gli altri *players*, come si usa dire, hanno ben poco di privato: o sono aziende municipali o aziende ancora pubbliche di altri stati europei o sono sì private ma talmente piccole da non esercitare un ruolo attivo sulla offerta di servizi energetici. L'unico gruppo rilevante, ancora privato, era la Edison, ora testa di ponte della più potente azienda pubblica europea, Edf, ancora verticalmente integrata e di proprietà dello Stato francese e partner di Aem di Milano, nella Società A2A.

Torniamo ora ai processi di privatizzazione. Qui non si tratta di un ritorno agli anni '90 con Enimont, Eni, Enel; quando finì in mano pubblica oltre all'energia, tutta la chimica. Il tentativo è di capire quanto è avvenuto dal '99 in poi; da quando si da il

via ai processi di liberalizzazione – privatizzazione per analizzarne i risultati concreti e verificare quanto pesa oggi la proprietà pubblica in questo settore.

#### *4.1.1 Eni ed Enel: due public companies*

Dopo una prima fase di “diversificazione” delle proprie attività come ad esempio l’ingresso nel settore delle Telecomunicazioni, idrico e ambientale, i grandi operatori energetici italiani e non, hanno focalizzato le loro strategie sul core business (elettricità, gas, petrolio) abbandonando le altre attività (Eni conserva la chimica, Enel ha venduto Wind). A ciò ha corrisposto anche una dinamica di riaccorpamento e riperimetrazione organizzativa della Corporate, molto marcata in Eni.

Questa strategia ha avuto effetti positivi sui risultati di bilancio incrementando il margine operativo lordo e l’utile ordinario a seguito dei forti e significativi flussi di cassa che le utilities dell’energia sono capaci di generare e ciò ha permesso sia ad Enel che Eni di sostenere una generosa politica di dividendi e anche di investimenti (seppure al di sotto delle potenzialità), anche per le mancate opportunità di crescita attraverso acquisizioni nello stesso settore energetico che i due grandi operatori non sempre sono riusciti a realizzare. Enel ha perseguito la propria espansione internazionale acquisendo due società di distribuzione di elettricità in Romania ed il principale produttore di energia elettrica in Slovacchia, e sottoscrivendo un interessante accordo con i francesi.

#### *Eni*

La Società comunica, nell’ultimo bilancio presentato, che al 31.12.2006 gli azionisti possessori di quote superiori al 2% del Capitale sono:

Ministero dell’economia e delle finanze	20,31%
Cassa depositi e prestiti Spa	9,99%
Eni Spa (azioni proprie)	8,11%

Il capitale sociale dell’Eni è rappresentato da azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro. Ogni azione dà diritto ad un voto. Solo lo Stato italiano (art. 6 dello Statuto) può possedere azioni della Società che comportino una partecipazione superiore al 3% del capitale sociale. Il superamento di tale limite comporta l’impossibilità di esercitare il diritto di voto spettante alle azioni eccedenti detto limite.

Lo Statuto dell'Eni (art. 6.2) ai sensi del decreto legge 31.5.94, n. 332, convertito dalla legge 30.7.94 n. 474, attribuisce al Ministro dell'economia e delle finanze, d'intesa con il Ministro delle attività produttive, i seguenti poteri speciali:

- Nomina di un amministratore e di un sindaco effettivo
- Veto all'adozione di delibere di:
  - scioglimento della società
  - fusione, scissione e trasferimento della sede sociale all'estero, cambiamento dell'oggetto sociale e modifiche dello Statuto che sopprimono o modificano i "poteri speciali".
- Godimento da rilasciarsi nel caso di partecipazioni rilevanti che rappresentano il 3% del capitale e di patti e accordi che rappresentano almeno il 3% del capitale.

Figura 22

Ripartizione dell'azionariato per fascia di possesso			
Azionisti	Numero di azionisti	Numero di azioni	% sul capitale <sup>(1)</sup>
>10%	1	813.443.277	20,31
3%-10	1	400.288.338	9,99
2%-3% <sup>(2)</sup>	1	93.040.000	2,32
1%-2%	8	510.288.948	12,74
0,5%-1%	9	218.486.106	5,46
0,3%-0,5%	15	238.443.980	5,95
0,1%-0,3%	56	377.681.072	9,43
≤0,1%	345.707	1.041.337.831	26,00
Azioni proprie alla data del pagamento del dividendo		312.264.429	7,80
Altri		84.895	(...)
<b>Totale</b>	<b>345.798</b>	<b>4.005.358.876</b>	<b>100,00</b>

(1) Esistente alla data di pagamento del dividendo a saldo dell'esercizio 2005, 22 giugno 2006 (data stacco: 19 giugno 2006).

(2) L'azionista Banca Intesa ha comunicato la riduzione del possesso azionario dal 2,32 allo 0,57%.

Fonte: Bilancio Eni

Per quanto riguarda la ripartizione dell'azionariato per fascia di possesso si può parlare di "azionariato diffuso" (dal 30 al 60 per cento) con partecipazioni che solo per un 6,46 per cento superano il possesso dell'1% (Figura 22). La ripartizione per area geografica autorizza a parlare di Azienda Europea, con una presenza USA e Canada del 8,2 per cento, e resto del mondo pari al 3,6%. Una società i cui azionisti risiedono in Italia ed in Europa. Una "public company" saldamente in mano allo Stato italiano. Approfondiremo in seguito le caratteristiche aziendali e dell'assetto proprietario.

## *Enel*

Il capitale della Società è costituito esclusivamente di azioni ordinarie, nominative, con diritto di voto sia nelle assemblee ordinarie che straordinarie. Nessun soggetto, ad eccezione di Ministero dell'economica e delle finanze 31,35% del capitale sociale, Cassa D.P. 10,25%. Risulta partecipare al capitale stesso in misura superiore al 2% ne esistono patti parasociali aventi ad oggetto le azioni della società. Monte Paschi di Siena e Assicurazioni Generali sono risultati "temporaneamente" in possesso di una partecipazione superiore di poco al 2% del capitale della società Enel.

In ottobre 2004 il Governo italiano ha venduto una quota di azioni Enel pari al 19% in suo possesso. E' stata la più grande offerta pubblica di vendita realizzata nel mondo negli ultimi 5 anni, che ha consentito di allargare la base degli investitori istituzionali e di raggiungere 2,3 milioni di azionisti retail-diffusi. Oggi Enel può essere considerata, al pari di Eni, una Public Company, con una base di investitori globale. Il 75% degli investitori istituzionali risiedono fuori dell'Italia e più del 50% degli investitori risiedono in Gran Bretagna o Stati Uniti d'America.

Una Public Company Angloamericana? Un'informazione in più da considerare in tutto il suo peso, controbilanciata ad oggi dal Controllo dello Stato Italiano. E questo degli assetti proprietari, costituisce uno dei nodi fondamentali a cui dedicare la massima attenzione. Una prima considerazione: nell'*upstream* energetico gli operatori più importanti sono Eni ed Enel, due public companies dove lo Stato, attraverso il ministero dell'economia e Cassa depositi e prestiti detiene il controllo del capitale azionario ed è titolare di "diritti speciali".

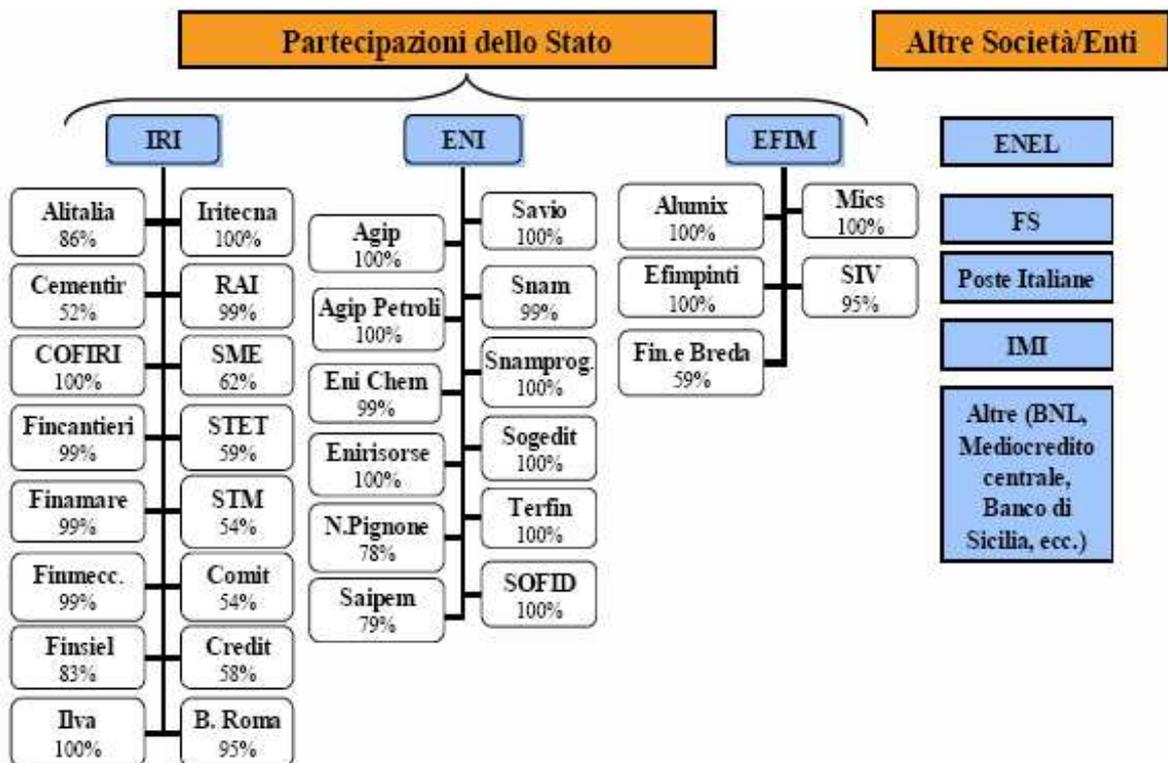
## **4.2 La proprietà delle reti: nuova TERNA, SNAM rete gas, STOGIT**

Il permanere del controllo pubblico, non deve essere valutato come ostacolo ai processi di liberalizzazione e costruzione del mercato concorrenziale (Figura 23). L'Autorità Antitrust nei casi di "disinteresse" dei privati, e/o in specifiche fasi della filiera di un sistema quale quello dell'energia, trasmissione e trasporto, considera opportuno conservare la natura pubblica dell'impresa.

Alcuni settori investiti dai processi di liberalizzazione e privatizzazione, elettricità e gas, presentano un mercato "centrale" con tutte le caratteristiche del monopolio

naturale. Si tratta delle reti di trasmissione necessarie e non duplicabili. In alcuni processi di privatizzazione già realizzati (ad esempio, Tlc) rimane un problema connesso alla soluzione spesso adottata, di privatizzare l'operatore nazionale lasciando in essere una struttura "verticalmente integrata". In questo caso si creano delle condizioni di "monopolio di rete", con il rischio dell'uso strumentale dei "diritti di passaggio" per ostacolare la concorrenza nei mercati a monte e/o a valle anche se teoricamente liberati.

Figura 23. Aziende pubbliche partecipate dallo stato italiano nei primi anni novanta.



Fonte: MEF-RGS

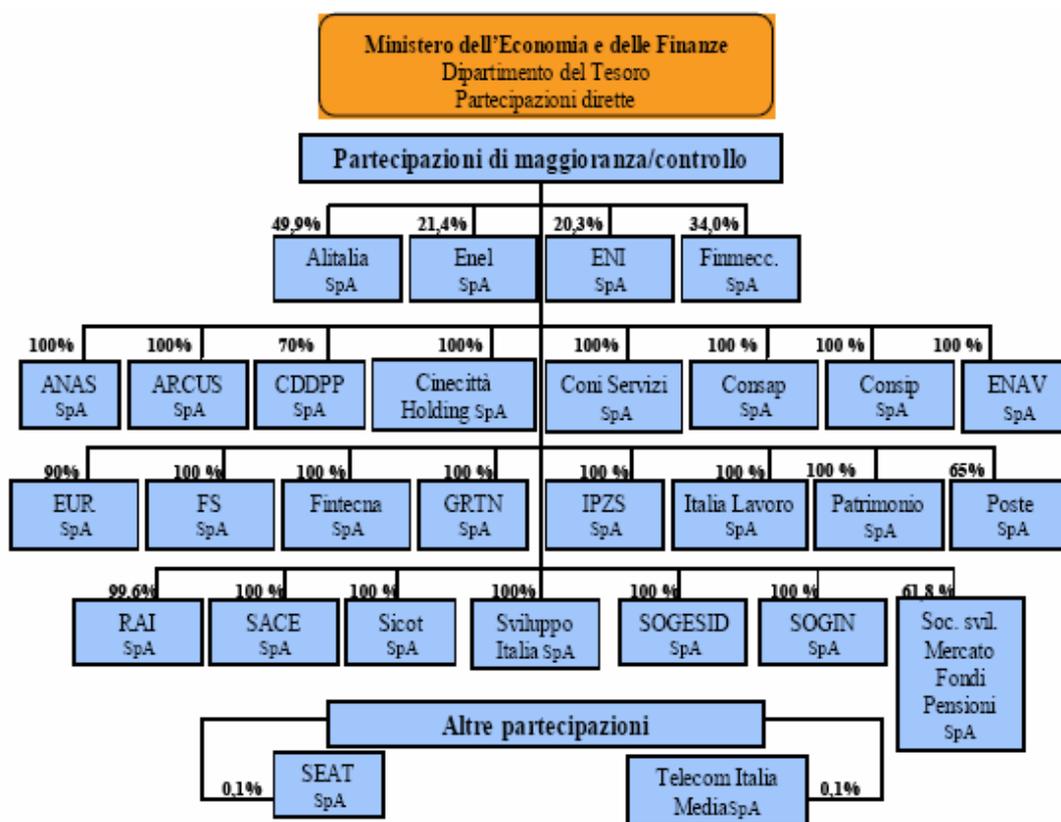
In assenza di "separazione proprietaria" tra le diverse fasi verticalmente integrate, i processi di privatizzazione o di dismissione rischiano di rendere sterile, nel futuro, il tentativo di avviare il gioco concorrenziale. Spesso la stessa separazione proprietaria non è sufficiente in assenza di una chiara "attività di regolazione". L'Antitrust ribadisce che "separazione e regolazione non possono essere scisse". Laddove manca la prima

risulta impotente la seconda. E' qui, che trovano spazio le forme più appropriate di "presenza pubblica", funzionale alle problematiche concorrenziali di alcuni settori (es. energia elettrica e gas). In campo energetico l'Autorità ha espresso il convincimento che si è tramutata in realtà, che la riunificazione tra proprietà e gestione della rete elettrica nazionale di trasposto (originariamente separata fra Grtn e Terna), possa rappresentare un miglioramento della originaria impostazione del processo di liberalizzazione del settore elettrico (che aveva posto in testa ad Enel, tramite TERNA, la "nuda proprietà" della rete di trasmissione elettrica), in particolare in quanto contribuisce a predisporre più stringenti incentivi a effettuare gli investimenti in infrastrutture di trasmissione idonei a sostenere l'incremento di offerta necessaria a coprire il crescente fabbisogno interno. Stessa riflessione appare valida per la rete nazionale di trasporto del gas metano che, da Eni (attraverso Snam-retegas) ci auspichiamo passi a "proprietà pubblica", anche in questo caso al fine di liberare tutte le potenzialità di investimento.

Le eventuali debolezze dei sistemi nazionali di approvvigionamento, elettricità e gas, si riflettono anche sullo specifico funzionamento del mercato, in quanto ostacolano la concorrenza tra gli operatori presenti e pregiudicano le condizioni di entrata da parte dei concorrenti potenziali.

Inoltre, ai fini della sicurezza degli approvvigionamenti e della continuità del servizio, il sistema di rete dovrebbe dare risalto all'obiettivo di assicurare costantemente la disponibilità di un livello adeguato di capacità trasmissiva. Tale obiettivo, sostiene l'Antitrust, potrebbe non essere agevolmente perseguito da parte di operatori guidati da logiche privatistiche, con il conseguente rischio di una sistematica carenza di dotazioni infrastrutturali, ed è quanto avvenuto in Italia. Ciò implica che l'assetto ideale dovrebbe lasciare in mano pubblica il Sistema di rete, procedendo invece alla privatizzazione dei mercati a monte (produzione, generazione, approvvigionamento) e a valle (sicuramente la vendita perché il sistema di distribuzione mostra anch'esso le caratteristiche del monopolio naturale). Anche nel sistema delle reti lo Stato, ad oggi, mantiene il controllo di Terna, GSE, GME, Snam Rete Gas, Stogit, A.U attraverso il Ministero dell'Economia e Cassa depositi e prestiti (Figura 24).

Figura 24. Aziende pubbliche partecipate dal Ministero dell'Economia al mese di Giugno 2006.



Fonte: Ministero dell'Economia e delle Finanze.

*Il downstream: Le utilities locali della distribuzione dei servizi energetici*

Affronteremo successivamente le trasformazioni in atto nel sistema delle aziende locali di servizi (local utilities), attraversate da fenomeni di concentrazione ed alleanze, processi di apertura all'ingresso nel capitale di operatori privati, ma i cui assetti proprietari mostrano ancora una forte ed indiscussa presenza del capitale pubblico (Controllo dei Comuni) seppure a fronte di una gestione industriale e privatistica. Anche in questi segmenti del sistema energetico è più opportuno parlare di "dismissioni di quote azionarie" piuttosto che di ingresso di imprenditori privati che si assumono il rischio di impresa.

Ancora dismissioni più che privatizzazioni. Il sistema di gara per il subentro nella gestione dei servizi resta marginale non solo nel servizio idrico ma anche in quello

energetico (Acea, Aem, Hera, Asm, sono Spa quotate in borsa ma controllate dal pubblico).

Dov'è l'imprenditoria privata italiana? Danaro straniero o danaro pubblico. Anche quando sono aziende quotate in borsa la quota di maggioranza non è mai di imprenditori privati italiani. E quando i privati sono esteri si alleano con il capitale pubblico nazionale o locale (Edison, Elextoral, Atel, etc.); i distributori guardano a "monte" e si alleano con i produttori; quest'ultimi guardano "a valle" e si alleano con chi controlla il "cliente finale", i distributori.

Al privato non si addice l'energia, sostiene provocatoriamente C. Scarpa della Università di Brescia. Prenderne atto vuol dire indagare sul ruolo che le utilities pubbliche, nazionali e locali, possono giocare nelle diverse fasi del sistema energetico italiano in cui operano e mettere in evidenza e rendere trasparenti i sistemi di governance adottati nelle diverse aziende ed a monte fare chiarezza, ad esempio nel caso di Eni ed Enel non solo sulla governance interna, ma anche sui ruoli che giocano Ministero dell'economia, Cassa depositi e prestiti, il Ministero delle attività produttive, e come incidono e pesano le norme regolatorie (AEEG).

Gli "interessi generali" spesso in capo alle decisioni delle Autorità (Energia ed antitrust) come la universalità del servizio, la certezza e continuità della fornitura, la qualità e la tariffa del servizio; oppure la sicurezza degli approvvigionamenti, lo sviluppo degli investimenti in produzione e reti, l'apporto degli investimenti delle aziende a controllo pubblico a determinare e rafforzare la ripresa dell'economia, in capo al Ministero delle attività produttive; confliggono con interessi a breve quali la realizzazione di alti rendimenti del titolo, la realizzazione di utili e la distribuzione di dividendi e con il massimo valore delle "dismissioni".

E' noto a tutti che, in una fase di recessione come quella che il nostro paese sta attraversando, sia interesse dei governi realizzare il massimo dalle dismissioni di quote di partecipazione ed il massimo degli utili per far fronte al debito ed alle spese correnti di bilancio.

Tutto ciò esige trasparenza nell'assunzione delle decisioni strategiche e non. Una governance trasparente che sappia conciliare gli obiettivi strategici con le legittime attese degli investitori. La riaffermazione ed il rilancio del ruolo dell'impresa con partecipazione di controllo pubblico, con un chiaro sistema di governance, può garantire l'equilibrio tra le diverse aspettative ed esigenze.

## Capitolo 5

### I nuovi operatori e le alleanze industriali

#### 5.1 Le “costole di Enel”: Endesa, Edipower e Tirreno Power

Tra il luglio 2001 e il novembre 2002 l'Enel aveva ceduto le tre Genco (le tre nuove società di generazione nate dalla sottrazione ad Enel di 15.000 MW) a tre consorzi diversi. A livello nazionale oltre a Edison, Sondel ed Enipower si mossero le principali aziende dei servizi pubblici locali e nuovi soggetti imprenditoriali. Di particolare rilievo l'accordo fra AEM di Milano e Torino e Acea per competere nell'acquisizione di una Genco; la costituzione da parte del gruppo De Benedetti di Energia, oggi Sorgenia, (con interessanti connessioni internazionali) e l'impegno in tal senso del gruppo Merloni; di imprese siderurgiche e della stessa Fiat. Ancora più nutrita la presenza di utilities europee ed americane e di un numero significativo di Independent Power Producers.

A conferma di ciò basta ricordare la lunga lista di società che hanno partecipato alla fase iniziale della gara per la vendita di Elettrogen, la prima delle Genco a essere messa sul mercato. I criteri, ma soprattutto le modalità pratiche che caratterizzarono lo svolgimento di questa gara, portarono le offerte a livelli tali da escludere di fatto quasi tutti i concorrenti e la vendita di Interagen a prezzi che, commisurati all'entità degli investimenti aggiuntivi per riqualificare molti degli impianti ceduti, erano incompatibili con una produzione elettrica a costi concorrenziali. Questo esito, anche se in maniera meno clamorosa, influenzò altresì le condizioni a cui vennero cedute Eurogen e Interpower.

E' noto che Enel SpA fece un ottimo e legittimo affare. La vendita è stata un successo finanziario per Enel perché il prezzo pagato è stato elevato (secondo Deutsche Bank tra il 30% e il 50% per le prime due Genco), forse perché comprendeva, per i nuovi entranti, il prezzo del "biglietto di ingresso" nel mercato elettrico italiano considerato molto appetibile (Zorzoli, 2007).

Oggi Elettrogen, Eurogen e Interpower presentano configurazioni societarie assai simili. Innanzi tutto una grossa utility europea (rispettivamente EdF, Electrabel,

Endesa Italia, successivamente suddivisa tra Enel ed E.ON). Endesa è socio di maggioranza, EdF lo diventa, mentre Electrabel insieme con ACEA detiene il 50% del capitale, ma per dimensioni ed esperienza sembra difficile negarle il ruolo di leader. Ad EdF sono associate una o più aziende dei servizi pubblici locali, banche e società finanziarie. Ma torniamo un momento indietro nel tempo, per capire meglio il processo di dismissione dei 15000 MW da parte di Enel, tra il luglio 2001 e il novembre 2002 periodo in cui le tre Genco sono state cedute rispettivamente:

- la prima, Elettrogen (5.438 MW), a un consorzio guidato dall'utility spagnola Endesa (45%) e comprendente ASM Brescia (15%) e una partecipazione finanziaria della maggior banca spagnola, Santander Central Hispano. Il prezzo di vendita è stato di 2,63 mld Euro. Successivamente Endesa ha portato la sua quota di controllo al 51%, acquistando il 5,7% delle azioni dalla banca spagnola e cambiando il nome della società in Endesa Italia. Attualmente la società è in fase di disarticolazione.
- Eurogen (7.008 MW), nel marzo 2002, al consorzio: Edipower, dominato da Edison (Italia) e EdF (Francia) per 2,98 MD di euro. Il consorzio è stato molto complicato. Edison deteneva la maggior parte delle azioni: 40%. Altri membri erano AEM Milano (13,4% ora 16%), AEM Torino (13,3% ora 8%), l'utility svizzera Atel (13,3% ora 16%), Unicredit (10%), Royal Bank of Scotland (5%) e Interbanca (5%). Secondo il patto di consorzio i partners bancari non avrebbero avuto diritti sulla produzione. Edison quindi prese il controllo diretto di 3.500 MW, mentre le aziende di Milano e Torino e Atel (di cui EDF detiene il 20%) il controllo di altri 1.150 MW ciascuno. In più bisogna considerare, come abbiamo visto prima, che Edison Spa è a sua volta controllata da EdF (Figura 25 e 26).

Figura 25. Catena di controllo di Edipower al 2005.

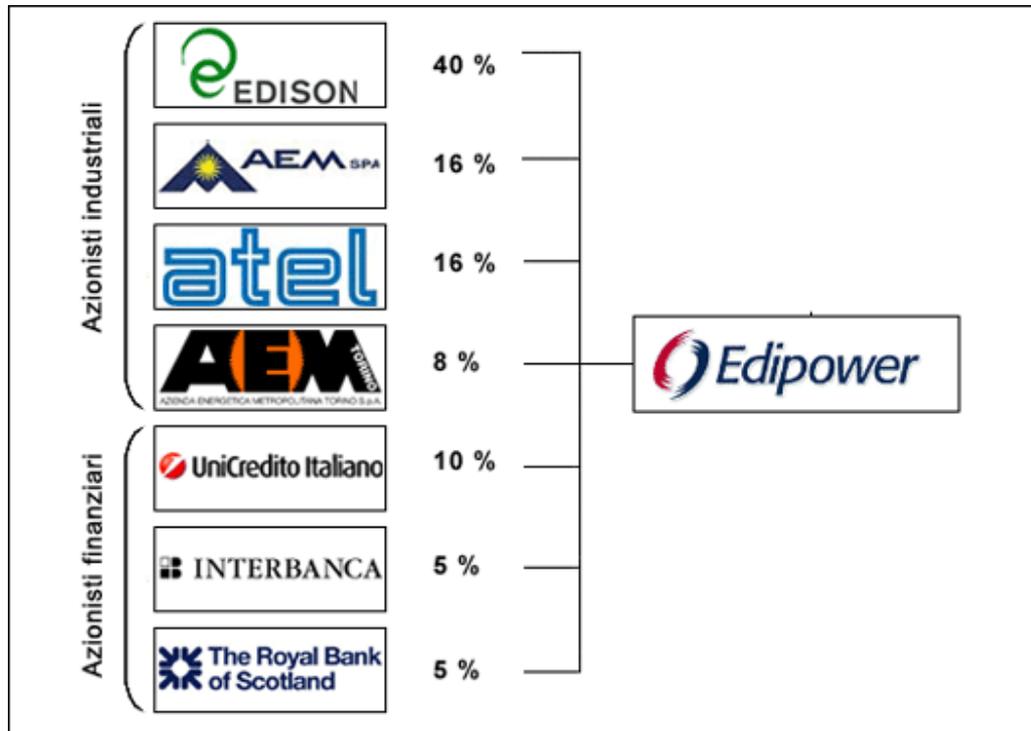
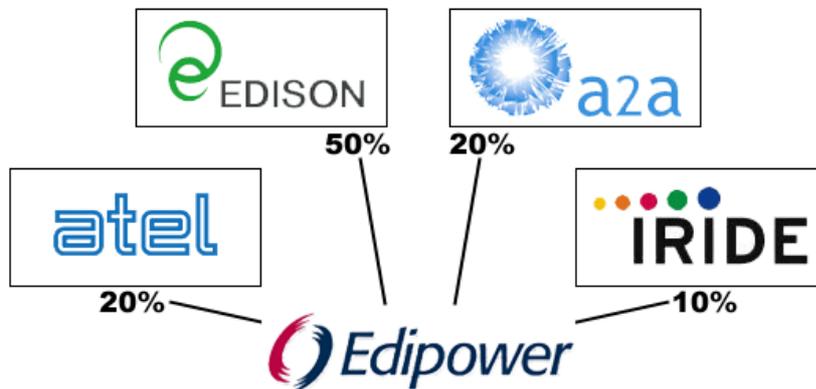


Figura 26. Catena di controllo di Edipower a fine 2007.



- infine Interpower, ora Tirreno Power. La proprietà della società è stata ripartita equamente tra l'ex Energia Italia, oggi Sorgenia, ed un consorzio tra Electrabel ed ACEA. Il maggior azionista di Energia Italia è la famiglia De Benedetti, proprietaria delle holding CIR. Energia Italia è controllata per il 62% da Energia, la quale a sua volta partecipa al controllo, attraverso la CIR, della

più grande società elettrica austriaca, Verbund. Le aziende municipali di Genova (Amga SpA) e Bologna (Hera Spa) detengono circa il 22% di Energia Italia. La jointventure Electrabel-ACEA è posseduta per il 70% da Electrabel e per il 30% da ACEA, ma per l'acquisto di Tirreno Power l'onere è stato ripartito 50% & 50% (Figura 27 e 28).

Figura 27. Catena di controllo di Tirreno Power al 2005.

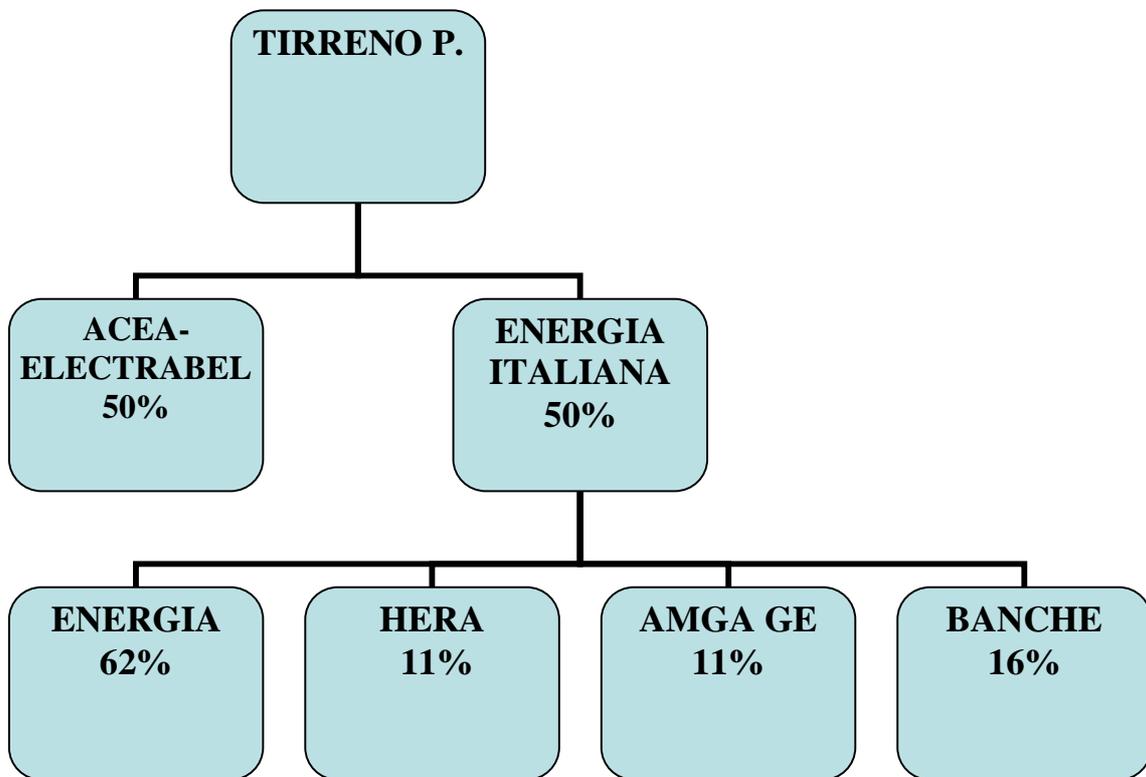


Figura 28. Catena di controllo di Tirreno Power. a fine 2007.



## 5.2 EDISON

Edison è la seconda azienda italiana nel settore elettrico (dopo l'Enel) con una quota di circa il 20% e la terza (dopo Eni ed Enel) nel gas. Con oltre 3.800 addetti e 12.500 MW di potenza installata.

Nel settore elettrico, Edison dispone di 68 centrali idroelettriche, 27 campi eolici in esercizio e 34 centrali termoelettriche, quasi tutte a ciclo combinato a gas. Come abbiamo detto, la potenza complessiva del gruppo è di circa 12.500 MW, compresa la quota del 50%, di pertinenza della controllata Edipower. Il piano strategico di Edison prevede di raggiungere entro quest'anno una capacità di 14.000 MW (Figura 31).

Nel settore degli idrocarburi, Edison è presente in tutta la filiera del gas naturale, dall'esplorazione, alla produzione, importazione, vendita e distribuzione e dispone di proprie riserve nell'upstream in Italia, Iran, Egitto e Algeria (è anche in gara per una concessione in Libia).

Il piano industriale prevede l'acquisizione di contratti di importazione di gas a lungo termine, sia via pipeline che via nave. Un ruolo centrale in questo programma è rivestito dal progetto per la realizzazione di un terminale di rigassificazione Gnl al largo di Rovigo della capacità di 8 miliardi di mc, di cui Edison si è fatta promotrice in joint venture con Exxon-Mobil e Qatar Petroleum. Prosegue inoltre il progetto per la realizzazione del terminale di Rosignano Marittimo, a cui Edison sta lavorando

insieme a Solvay e BP. Attraverso i contratti già in essere, quelli in corso di negoziazione e lo sfruttamento di giacimenti di proprietà, il piano prevede di raggiungere entro il 2008 circa 18 miliardi di mc di gas, pari ad una quota di mercato interno di circa il 20%, con destinazione sia verso l'autoconsumo nelle centrali del gruppo sia verso la clientela industriale e civile. Il gruppo che ha riconfermato alla guida Umberto Quadrino ha anche allo studio, assieme ad altri operatori internazionali, la costruzione di due gasdotti verso l'Italia, uno dalla Grecia e l'altro dall'Algeria. Sul piano commerciale, Edison rifornisce direttamente circa 80 fra i principali consorzi italiani per un totale di 5.000 clienti industriali e 150.000 clienti residenziali, oltre a raggiungere circa 650.000 clienti attraverso partnership.

Negli ultimi anni Edison ha realizzato uno dei più significativi piani di investimento energetico in Europa. Sviluppando nuove infrastrutture di importanza europea nel campo del gas e servizi innovativi per la clientela, Edison punta a consolidare il proprio ruolo di operatore leader nel settore energetico.

Nell'energia elettrica, Edison ha una quota pari a circa il 17% del mercato italiano della produzione e del 20% sul mercato delle vendite alle imprese. Con circa 7.000 MW di nuovi impianti altamente efficienti e compatibili, Edison ha portato la sua capacità totale installata a oltre 12.000 MW.

Negli idrocarburi, Edison ha una presenza integrata nella filiera del gas naturale, dalla produzione all'importazione, distribuzione e vendita, con una quota di mercato del 16%. Per supportare il suo sviluppo Edison ha pianificato investimenti per 6,2 miliardi di euro nel periodo 2008-2013. In particolare, la società intende promuovere una forte accelerazione nella produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, settore nel quale verrà investito circa 1 miliardo di euro. Inoltre, il piano prevede la crescita del settore idrocarburi attraverso il sostegno all'attività di esplorazione e produzione, oltre allo sviluppo di nuovi siti di stoccaggio e nuove infrastrutture transnazionali per l'importazione del gas. Già entro la fine dell'anno è previsto che entri in funzione il terminale di rigassificazione di Rovigo che incrementerà in maniera determinante la sicurezza degli approvvigionamenti del nostro Paese consentendo l'importazione di 8 miliardi di gas (pari al 10% dell'attuale domanda di gas in Italia). Nel 2012 entreranno invece in funzione i gasdotti Galsi e ITGI che collegheranno l'Italia rispettivamente all'Algeria e al Mar Caspio, aree notoriamente ricche di riserve di idrocarburi.

Figura 29. I numeri di Edison.

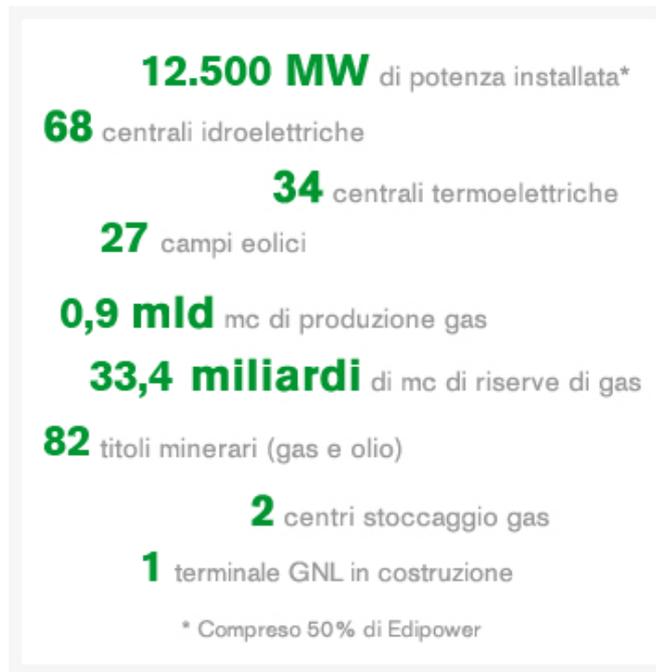


Figura 30. I principali azionisti di Edison.

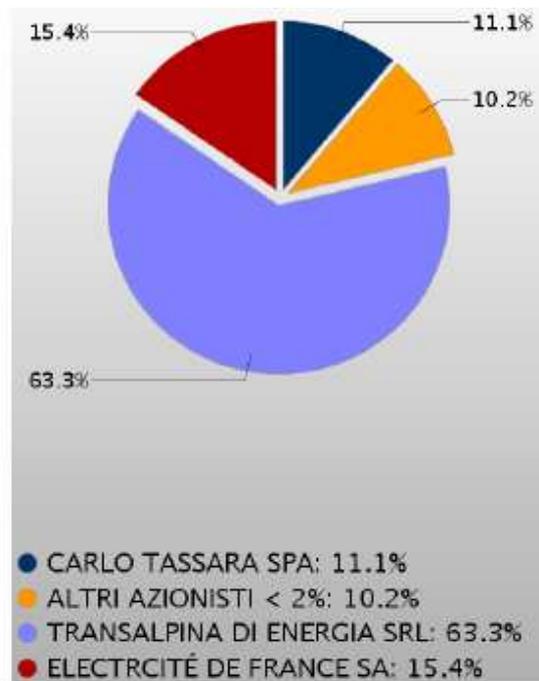


Figura 31. Edison in Italia.



### 5.3 ACEA-Roma

L'AEM, l'Azienda Elettrica Municipale, del Comune di Roma nasce nel 1909 con l'obiettivo di fornire energia per l'illuminazione pubblica e privata. Nel 1912 viene inaugurata la Centrale Montemartini.

1937 - Il Governatore di Roma affida all'AEM la costruzione e l'esercizio di acquedotti e reti idriche di distribuzione per la città di Roma. L'AEM è trasformata in AGEA, Azienda Governatoriale Elettricità e Acque. Cominciano i lavori dell'Acquedotto del Peschiera.

1964 - Alla scadenza della concessione alla SAPAM, Società Acqua Pia Antica Marcia, l'Acquedotto Marcio viene trasferito ad ACEA, diventata nel 1945 Azienda Comunale

Elettricità e Acque. Si realizza così l'unificazione della distribuzione delle acque con ACEA unico gestore.

1985 - Acea assume il servizio di depurazione, con un bacino di utenza di oltre 3.000.000 di abitanti. Si pongono così le basi per la gestione integrata di tutto il ciclo idrico.

1989 - Acea diventa Azienda Comunale Energia e Ambiente.

1992 - Acea si trasforma da Azienda municipalizzata in Azienda Speciale e nel 1998 diventa Società per Azioni.

Il 16 luglio 1999 fa il suo ingresso in Borsa e sul mercato viene collocata una quota pari al 49% del capitale sociale (Figura 32).

Figura 32. Controllo societario di Acea Roma nei primi anni 2000.

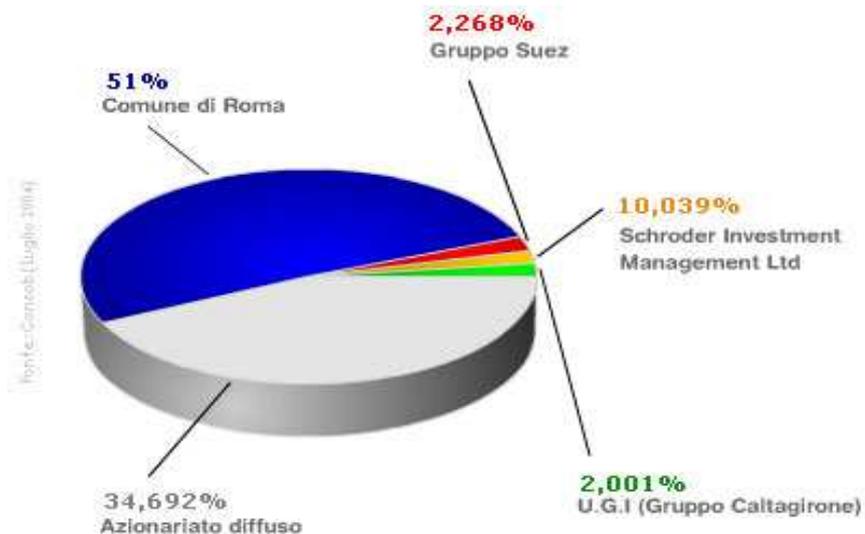
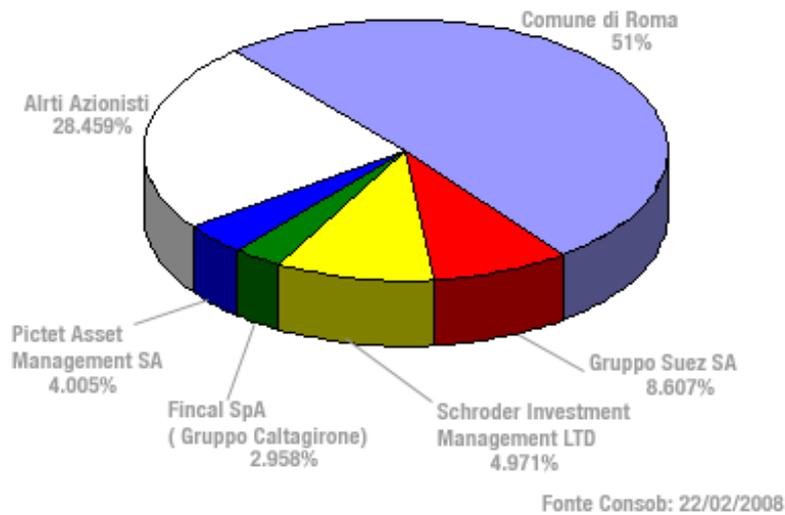


Figura 33. Attuale controllo societario di Acea Roma.



Nel 2001 - Il Gruppo Acea acquista da Enel S.p.A., per 570 ml di euro, il ramo di distribuzione di energia elettrica nell' area metropolitana di Roma. Con tale iniziativa, Acea Distribuzione S.p.A. diviene il secondo operatore di distribuzione di energia elettrica dopo quello nazionale (Enel).

Oggi ACEA è la più grande utility municipale d'Italia ed attualmente detiene 1,5 milioni di clienti elettrici e 3,5 milioni di consumatori di acqua. La sua più importante scelta strategica attuata recentemente è stata la jointventure con Electrabel, la utility belga controllata dal gruppo francese Suez. Ciò è stato annunciato a maggio 2002, con la prospettiva di una società che doveva essere creata entro il 2002, con una quota del 60% di ACEA e del 40% di Electrabel. La jointventure Electrabel-ACEA attualmente è posseduta per il 70% da Electrabel e per il 30% da ACEA, ma per l'acquisto di Tirreno Power (una delle Genco di Enel messe all'asta), l'onere è stato ripartito 50% & 50%. La nuova società ha inoltre costituito molte aziende sussidiarie nella produzione, nel commercio e nel marketing energetico.

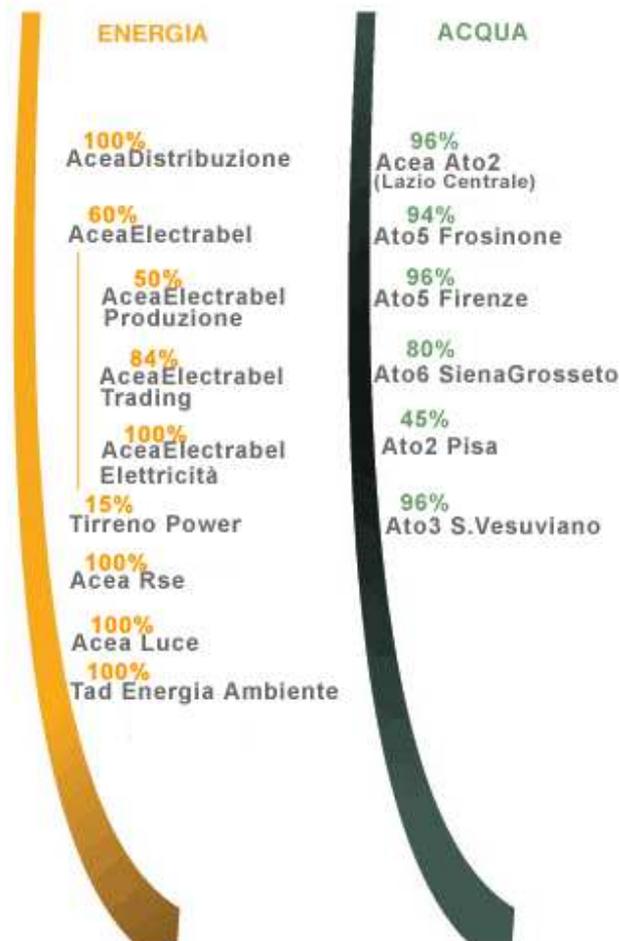
Attraverso la gestione della rete di distribuzione dell'area romana, le società del Gruppo Acea consentono l'erogazione di elettricità ad oltre 2,7 milioni di abitanti. Con 27.640 km di rete, Acea è oggi il secondo distributore di energia elettrica in Italia immettendo complessivamente circa 10.805 GWh l'anno. In AceaElectrabel, oltre alla generazione e al trading, sono concentrate le attività di vendita di energia elettrica ai

clienti finali con lo scopo di consolidare la leadership nell'area romana e sviluppare l'attività sul mercato libero nazionale.

Per rafforzare l'attività di generazione, la holding elettrica insieme a Electrabel e a Energia Italiana, come detto prima, ha acquisito Tirreno Power che, con il 3,6% del totale degli impianti, è la quarta società di produzione di energia elettrica italiana.

AceaElectrabel, Joint Venture tra Acea S.p.A. ed Electrabel S.p.A., opera nel settore della produzione, trading e vendita di energia elettrica, combustibili o altri vettori energetici. Un'attività complessa, svolta da diverse società (cfr. Figura 34).

Figura 34. Struttura societaria di Acea Roma.



#### *AceaElectrabel Produzione*

Gestisce il complesso delle attività riguardanti la produzione di energia, pianifica lo sviluppo e il potenziamento delle attività, progetta e realizza nuovi impianti e promuove e valorizza l'impiego delle fonti di energia rinnovabili. Gestisce direttamente il servizio di Teleriscaldamento nei comprensori romani di Mostacciano e Torrino sud.

#### *AceaElectrabel Trading*

Gestisce l'acquisto, l'intermediazione e la vendita di energia elettrica e, in prospettiva, di gas metano e di altri combustibili o vettori energetici; esercita anche un'attività di consulenza ed assistenza.

#### *AceaElectrabel Energia*

È la società commerciale che opera nel mercato libero dell'energia elettrica e del gas naturale con lo scopo di consolidare l'attuale posizione nel mercato romano e di sviluppare l'attività a livello nazionale inserendosi tra i maggiori operatori del settore.

#### *AceaElectrabel Elettricità*

Provvede alla vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato di Roma, garantendo la continuità di un rapporto privilegiato che da quasi un secolo lega il Gruppo Acea al territorio.

### **5.4 AEM-Milano/ASM-Brescia=A2A**

Costituita nel 1910 come Azienda elettrica municipale, la società milanese cresce a grandi passi nel settore elettrico (produzione, trasporto, distribuzione) fino a quando nel 1981, quando fu acquisita la rete gas dalla Montedison, dà il via alla seconda fase, durata per oltre 15 anni, quella dell'azienda energetica fino ad arrivare alla società multiservizio di oggi. Ancora qualche data, nel 1996 Aem viene trasformata in SpA; nel 1998 il 49% del capitale della società viene quotato in Borsa; nel 1999 Aem assume l'identità di un gruppo articolato in società operative per settore di attività; nel 2000 la

società diversifica il proprio business; nel 2001 vengono costituite e rafforzate alleanze strategiche con partner industriali e finanziari.

Oggi il gruppo Aem Milano (43,268% Comune di Milano; 5,322% Ubs; 5,100% Italennergia Bis) è articolato in quattro settori: Reti, Mercato, Servizi e Altre Partecipazioni.

Il ramo reti è composto da cinque società:

*Aem Elettricità* (distribuzione e vendita di energia elettrica sul territorio dei comuni di Milano, Rozzano e di alcuni comuni limitrofi),

*Aem Gas* (oltre 800 mila clienti, più di 1 miliardo di mc di gas erogato, di cui il 70% per uso riscaldamento, nel Comune di Milano e in 12 comuni limitrofi),

*Aem Trasmissione* (proprietaria dei 1.098 km di linee elettriche ad alta tensione che collegano le centrali di produzione elettrica di Aem, situate in Valtellina e a Cassano d'Adda, con la rete di distribuzione di Milano, con le reti Enel e con le reti di altri produttori),

il 79,4% (al netto delle azioni proprie) di *Serenissima Gas* (66 milioni di mc di gas in circa 14 Comuni del Triveneto),

*Metroweb* (fornitore di fibra ottica spenta).

Cinque le società anche del ramo mercato:

*Aem Trading* (operativa dal primo ottobre 2001, gestisce il portafoglio energetico del gruppo, inclusa l'attività di compravendita di elettricità e di combustibili gassosi e non gassosi sui mercati all'ingrosso nazionali ed internazionali),

*Aem Energia* (società commerciale del gruppo),

il 71,44% di *Serenissima Energia*,

il 40% di *Plurigas* (società per l'approvvigionamento di gas; 30% Amga Genova, 30% Asm Brescia),

*Aem Calore & Servizi* (servizi tecnici specialistici integrati di Facility Management legati al ciclo di vita dell'edificio).

Due le società del ramo servizi:

*Aem Service* (gestisce processi di call center, front office, back office, letture e fatturazione per il gruppo),

e *Zincar* (sviluppo di progetti ecosostenibili per la mobilità urbana, costruzione di impianti energetici innovativi e gestione di processi compatibili con l'ambiente).

Quanto infine alle altre partecipazioni, Aem è presente con il 49% in e-utile (servizi informatici), con il 49% in Malpensa Energia (gestione della centrale di cogenerazione di Malpensa 2000), con il 41,11 % in Mestini Plinovodi, con il 35,76% in Società Servizi Valdisotto, con il 55% in Valdisotto Energia, con il 35% in Alagaz, con il 17,49% in Agam Monza, con il 16% in Edipower, con il 12,12% in e.Biscom e con il 5,76% in Atei.

*Gli impianti.* Aem ha in Valtellina, sette centrali idroelettriche e quattro bacini di raccolta acque, per una potenza installata complessiva di 593 MW e a Gassano d'Adda una centrale termoelettrica da circa 1.000 MW. Le centrali di produzione di Aem sono collegate con la rete di distribuzione in media e bassa tensione, grazie a 1.098 km di linee elettriche ad alta tensione. La rete elettrica, di media e bassa tensione, di 8.960 km consente di distribuire l'energia elettrica nell'area territoriale di Milano, Rozzano e in altri comuni limitrofi. Aem inoltre produce, distribuisce e vende il calore per riscaldamento in alcune zone di Milano e di Sesto San Giovanni con tre impianti termici, cinque impianti di cogenerazione e una rete di distribuzione di 62 km. Inoltre distribuisce il metano nelle aree urbane di Milano e di alcuni comuni dell'hinterland.

Il significativo sviluppo dell'attività commerciale è stato sostenuto dall'espansione dell'attività produttiva a cui ha contribuito il nuovo ciclo combinato da 400 MW, installato presso la centrale di Gassano d'Adda e in esercizio dal mese di novembre 2003, e l'entrata in operatività dei contratti che conferiscono al gruppo il diritto di utilizzo del 20% della capacità elettrica installata presso le centrali di Edipower.

#### *Il progetto di fusione*

Il negoziato fra ASM ed AEM per la fusione societaria prende avvio nel luglio 2006. Il 18 dicembre 2006 i due Consigli di Amministrazione delle società approvano il Piano Industriale relativo al progetto di fusione. Il 4 giugno 2007 i CdA di ASM, AEM e [AMSA](#) approvano l'Accordo Quadro sulla struttura ed i principali termini dell'operazione.

Nello stesso giorno viene sottoscritto tra il Comune di Brescia e il Comune di Milano l'accordo relativo alle linee guida riguardanti la fusione per le due amministrazioni. Il 25 giugno 2007 viene approvato dai CdA di ASM, AEM ed AMSA il Progetto di

Fusione. Il 27 giugno 2007 l'operazione viene approvata da parte del Consiglio Comunale di Brescia. La medesima approvazione da parte del Consiglio Comunale di Milano avviene il 23 luglio 2007. Il 21 settembre 2007 i periti nominati dal Tribunale di Milano esprimono il parere di congruità sui concambi (1 azione ASM = 1,60 azioni AEM).

Il 22 ottobre 2007 il progetto di fusione viene definitivamente approvato dalle Assemblee Straordinarie di ASM e di AEM.

Con questa operazione nasce un importante operatore energetico, primo tra le local utilities italiane e con dimensioni di rilevanza europea. La nuova società rappresenta, già oggi:

- il 1° operatore nazionale per fatturato nel settore delle Local Utility,
- il 2° operatore nazionale per capacità produttiva installata ed elettricità venduta,
- il 3° operatore nazionale per gas venduto e per numero di clienti,
- il 1° operatore nazionale nel trattamento dei rifiuti e dei servizi ambientali.

Figura 35



a2a

produzione elettricità	vendita elettricità e gas	reti elettricità e gas	servizi	altre partecipazioni
BAS Power 99,97%	AEM Trading 100%	ASM Elettricità 100%	AEM Calore & Servizi 100%	Ecodeco 94%
Abruzzo Energia 89,84%	ASMEA 100%	ASMRETI 100%	AEM Service 100%	Proaris 60%
Ergosud 50%	ASM Energy 100%	Retrasm 100%	AMSA 100%	Delmi (1) 51%
Endesa Italia 20%	BAS Omniservizi 100%	AEM Elettricità 99,99%	Aprica Studi 100%	e-Utile 49%
	Cogas 100%	AEM Gas 99,99%	BAS.Com 100%	Malpensa Energia 49%
	Tidonenergie 100%	Retragas 91,60%	Selene 100%	Alagaz 35%
	AEM Energia 99,99%	Seasm 67%	BAS S.I.I. 99,98%	Società Servizi Valdisotto 32,52%
	Plurigas 70%	ASVT 48,86%	Aprica 99,97%	Zincar 27%
	Ergon Energia 50%	Trentino Servizi 14,48%	Montichiari Ambiente 79,98%	Agam Monza 24,99%
	Metamer 50%		Ecofert 48,63%	Metroweb 23,53%
			Gesi 47,50%	ACSM 20%
				Edipower 20%
				Atel Holding AG 8,44%

## 5.5 HERA-Bologna

E' attualmente la seconda maggior utility italiana, la sua sede è a Bologna. I soci fondatori di Hera sono stati 139 Comuni delle province di Bologna, Ravenna, Rimini e Forlì-Cesena, dislocati da Bologna fino al mare Adriatico. Le società confluite in Hera sono state Amf (Faenza), Ami (Imola), Amia (Rimini), Amir (Rimini), Area (Ravenna), Asc (Cesenatico), Geat (Riccione), Seabo (Bologna), Sis (S.Giovanni in Marignano), Taularia (Imola), Team (Lugo) e Unica (Forlì-Cesena). Hera è nata nel

settembre 2002 dall'unione di dodici imprese del settore, di grande tradizione e ben radicate sul territorio emilano-romagnolo, con l'obiettivo di fornire dei servizi ai cittadini in settori fondamentali come energia, acqua e servizi ambientali e di realizzare significative sinergie ed efficienze rese possibili da tale operazione. Bologna è il membro più rilevante del gruppo con il 38% di azioni seguita da Faenza, Imola, Rimini, Ravenna, Cesenatico e Forlì come membri più importanti. Nel novembre 2002, c'era un progetto di vendere il 49% delle azioni. Attraverso una quota in Energia Italia, è entrata a far parte della società Interpower, venduta dall'Enel nel novembre 2002.

Date significative della creazione del Gruppo Hera:

- 22 maggio 2002: Accordo tra i soci (Definizione delle macrostrutture organizzative di gruppo, Definizione del ruolo delle principali strutture - Holding e Società Operative);
- 1 novembre 2002: Costituzione di Hera S.p.A. e articolazione del Gruppo Hera;
- 26 giugno 2003: Quotazione in borsa;
- 7 ottobre 2003: Acquisizione del 42% di Agea Ferrara;
- 1 gennaio 2005: Nascita di Hera Ferrara s.r.l.

Il Gruppo Hera (cfr. Figura 38) ha continuato negli anni successivi la propria crescita territoriale, acquisendo nel 2004 Agea di Ferrara e concludendo nel 2005 con Meta la prima fusione italiana tra multiutility quotate in Borsa. Molte altre sono state le operazioni di consolidamento che Hera ha effettuato nel 2006 e nel 2007 per espandere il proprio core business.

Tale crescita è stata possibile grazie alla struttura organizzativa, articolata in un capogruppo e in società operative sul territorio, che pone la società come un sistema "aperto" all'ingresso di nuovi soci. Si tratta di un modello fortemente innovativo che ad oggi non ha eguali in Italia, ma che altre aziende del settore stanno iniziando ad emulare.

Nel 2006 Hera è stata la prima multiutility italiana nel business Ambiente in termini di rifiuti raccolti e trattati (circa 4.000 migliaia di tonnellate trattate negli impianti del Gruppo), la seconda nel business Idrico in termini di margine operativo lordo (108 ml € Ebitda) e di volumi erogati (243,6 milioni di metri cubi di acqua ), la terza nel business Gas in termini di gas venduto (2.409 milioni di metri cubi di gas) e l'ottavo

operatore italiano nel business Energia Elettrica in termini di energia elettrica venduta (3.133 GWh). Il Gruppo ha al suo interno oltre 6.000 dipendenti ed opera nelle province di Bologna, Ravenna, Rimini, Forlì-Cesena, Ferrara, Modena e Imola. La società è quotata alla Borsa di Milano il 26 giugno 2003 e dalla quotazione ad oggi il titolo ha avuto una crescita percentuale di oltre il 250%, una delle più alte del settore. Dal 2002 ad oggi Hera ha raddoppiato il proprio margine operativo lordo e per il 2009 ha previsto nel proprio Piano Industriale un ulteriore raddoppio.

Figura 36. Struttura societaria di Hera.

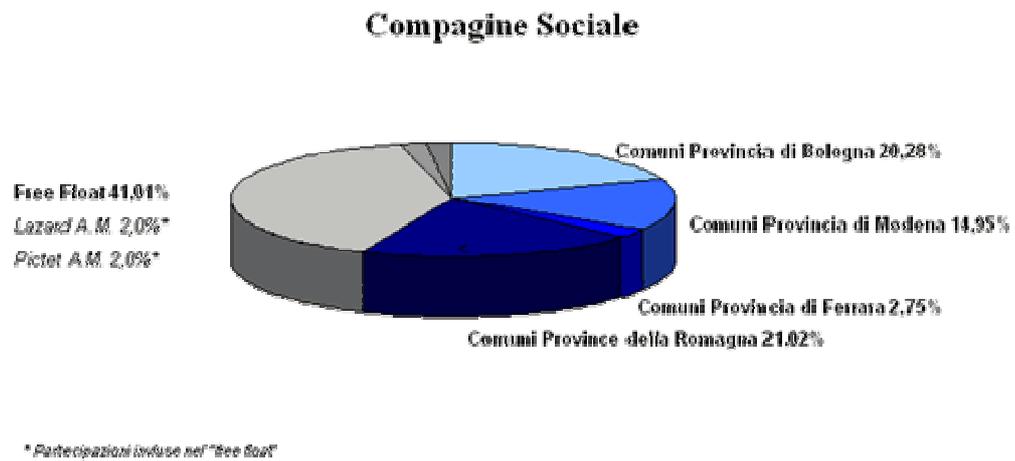


L'azionariato di Hera annovera, attualmente, oltre 180 diversi azionisti pubblici (prevalentemente comuni della Regione Emilia Romagna che detengono complessivamente circa il 58,4% del capitale sociale), circa 300 investitori istituzionali, in larga prevalenza internazionali, e circa 26.000 azionisti privati. Il fatto che nessun azionista pubblico detenga una singola quota superiore al 15% rappresenta una situazione unica nel panorama delle utility italiane; 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. Durante l'Assemblea del 26 aprile 2007 è stato approvato un piano di acquisto di azioni proprie per un controvalore massimo di 60 milioni di euro esercitabile nei successivi 18 mesi.

Inoltre Hera possiede il 15% della centrale da 800 MW di Sparanise-Caserta (il restante 85% appartiene a EGL), e il 39% della centrale da 400 MW di Teverola-Caserta. Il restante 61% appartiene alla Svizzera Rätia Energie AG. Insieme a quest'ultima società, Hera partecipa con una quota del 20% alla SEI, società che ha in

progetto di realizzare un innovativo investimento nel settore dell'energia elettrica in Calabria.

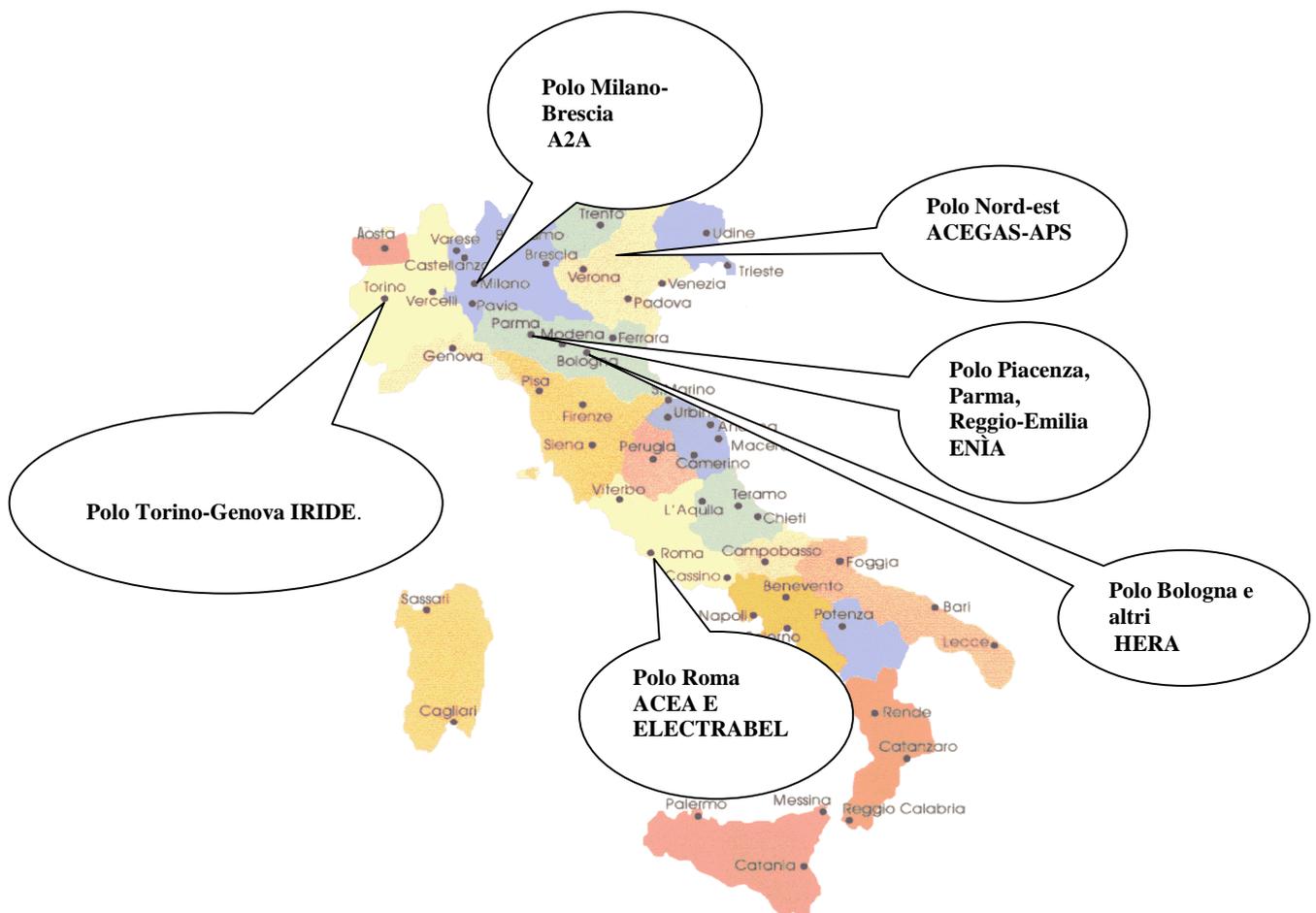
Figura 37. Struttura dell'azionariato di Hera.



## 5.6 IRIDE SpA

Una delle ultime fusioni tra local utilities italiane è quella tra AEM di Torino e AMGA di Genova che insieme hanno una capacità produttiva di 3.500GWh/a. Vale la pena citare anche l'unione tra ACEGAS di Trieste e APS di Padova. Forniscono energia elettrica a circa 140.000 clienti ed è la prima di una serie di aggregazioni tra le aziende locali del Nord-est del Paese. In Emilia-Romagna le aziende locali di Piacenza, Parma e Reggio-Emilia si sono unite formando Enìa. In Sicilia le aziende locali di Catania, Messina e Reggio Calabria si sono unite formando Enìa.

Figura 38. Poli aggregativi in Italia.



## Capitolo 6

### Considerazioni e conclusioni

#### 6.1 Alcune considerazioni

Quali insegnamenti trarre da quanto sin qui analizzato?

- ❖ il mercato energetico assume sempre di più una dimensione europea e non solo nazionale;
- ❖ la convergenza elettricità-gas è un dato di fatto che tende a consolidarsi e quindi l'ingresso delle imprese elettriche nel settore del gas e viceversa è una tendenza molto più stabile rispetto a linee di sviluppo *multiutility*;
- ❖ tutto lascia prevedere che i processi di concentrazione in atto a livello europeo non siano affatto terminati, anzi, in Europa si va da tempo costituendo, per ragioni tecnico-finanziarie, un oligopolio di produttori-approvigionatori (gas) che cercano di integrarsi in modo flessibile nella distribuzione e nella vendita. Per appartenere a questo gruppo ci vogliono grandi dimensioni. In Italia a fare concorrenza su scala significativa ad Enel avremo innanzi tutto tre società con forte presenza di tre grandi utilities europee, le quali da decenni hanno consolidati rapporti di collaborazione con Enel e che, dato l'ammontare degli oneri di acquisto e di investimento, dovranno tenere alto il prezzo di vendita dell'energia prodotta. A queste si aggiunge Enipower, controllata dal gruppo Eni, che non solo è il presumibile fornitore di buona parte del gas naturale ai produttori elettrici attivi in Italia, ma di recente ha anche raggiunto un'intesa con Enel, che sembra avere i connotati di un accordo di non belligeranza. A fare concorrenza ad Eni sono sbarcate in Italia le grandi companies del gas (Rurgas, BG, GDF, Gas Natural) ad oggi in stallo in attesa di realizzare impianti di GNL;
- ❖ naturalmente tale tendenza crea le condizioni più favorevoli per piani di investimento attenti a non creare soverchia capacità di offerta e a più o meno esplicite collusioni per evitare guerre sui prezzi. Questo stato di cose, oltre a portare in questa fase a un aumento tendenziale dei prezzi, ovviamente

causa la loro volatilità con margini di oscillazione molto più elevati di quelli di altri beni, anche affini (come i prodotti petroliferi), grazie anche alla contenuta liquidità di molte Borse elettriche e in assenza di Hub e mercati anche solo effettivamente virtuali del gas. Ovviamente si tratta di una tendenza reversibile, ma, come vedremo più avanti, a patto di adeguare la normativa e le politiche di governo alle esigenze di un mercato con proprie specificità forti (ad esempio al fine di incentivare gli investimenti in impianti a basso costo di generazione, come quelli a carbone, generalizzare la micro-generazione, promuovere l'efficienza ed il risparmio, aprire una campagna di investimenti in GNL);

- ❖ così come Eni, anche Enel, che si è mosso in ritardo ma in modo chiaro e deciso, appartiene al gruppo degli oligopolisti;
- ❖ le ex-municipalizzate sono importanti coprimari, ma trovano ancora difficoltà a diventare dei leader, assisteremo ad ulteriori processi di integrazione a tutti i livelli;
- ❖ la concorrenza tra gli oligopolisti - e quindi il risultato in termini di prezzo, di investimenti e di innovazione - dipenderà molto dal comportamento dei regolatori e dall'intervento politico, (programmi di politica energetica e politica industriale);
- ❖ la presenza pubblica è consistente negli assetti delle utilities internazionali, nazionali e locali, gli accordi Edf - Aem Milano confermano che il nuovo assetto azionario di A2A verrebbe nei fatti a trasformare tale società in un'impresa pubblica, essendo pubblica la francese Edf e ancora sotto controllo pubblico Aem-Milano e Aem-Brescia; inoltre occorre tener presente che Edf potrebbe fungere da soggetto di "arbitraggio" tra il mercato elettrico francese, dove tuttora agisce come produttore - venditore in posizione assolutamente dominante, ed il mercato elettrico italiano, dove potrebbe agire come grossista che importa l'energia generata dai propri impianti francesi; in più EdF (che è anche il maggiore esportatore di energia elettrica verso il mercato italiano, rappresentando circa un terzo delle importazioni in Italia di energia elettrica, soprattutto con contratti di lungo periodo) attraverso Edison Spa, entra nelle attività «mid-stream» del gas naturale (segnatamente: partecipazione al 10 per cento nel terminale di

rigassificazione di Porto Viro all'Alto Adriatico, attività di stoccaggio e trasporto di gas naturale, acquisizione di contratti «take or pay», partecipazione alle attività di progetto dei gasdotti Italia-Grecia e Algeria-Sardegna);

❖ porre rimedio a questo stato di fatto attraverso un intervento politico-istituzionale (monitoraggio continuo) che garantisca il rispetto delle regole di mercato concorrenziale è necessario e utile.

## 6.2 Conclusioni

Prima di tentare alcune riflessioni conclusive e di trarre indicazioni di lavoro, riteniamo opportuno dare risposta ad una questione che in ogni caso diventa pregiudiziale. Visto lo stato dell'arte dell'apertura del mercato energetico nazionale ed europeo, la situazione ibrida e di stallo, siamo convinti che i processi debbano essere riavviati e le liberalizzazioni portate avanti fino in fondo? Coloro che si oppongono al procedere delle liberalizzazioni paventano il rischio che il complemento di tali processi possa stravolgere l'interesse generale del Paese sia indebolendo le caratteristiche di servizio pubblico che distingue i servizi energetici (es: black-out 2003, crisi del gas 2005, con a rischio la certezza e continuità del servizio); sia esponendo le imprese italiane ad una competizione che le pone in condizione di inferiorità rispetto ai concorrenti esteri (es. campioni nazionali francesi: vicenda Edf, A2A, Edison, etc.).

I condizionamenti che hanno subito i processi di liberalizzazione e privatizzazione, "fare cassa" ed il "rallentamento sino allo stallo" (servizi pubblici locali), rischiano di far riemergere il Sistema delle partecipazioni statali. Gli interventi del Presidente dell'Eni riguardo alla "guerra del gas" e gli assetti proprietari di Snam rete gas e Stogit, hanno dato la sensazione che la regia del "Sistema Energetico Italiano" fosse ancora in capo ad Eni (Ente Nazionale Idrocarburi), e non al Ministero dello Sviluppo economico. Inoltre, il mancato completamento della Riforma energetica, rende evidenti "i costi immediati del processo stesso oscurando invece i vantaggi, tanto che oggi il clima generale è assai meno favorevole a politiche di liberalizzazione e privatizzazione di quanto non accadesse 10 anni fa". Contribuisce a questo

scetticismo anche l'incompletezza del processo di integrazione europea, con mercati rimasti nazionali che fronteggiano una moneta divenuta unica, cumulando così vincoli determinati dall'unificazione monetaria con i costi della perdurante partizione dei mercati (Torchia,2005).

La tentazione di lasciare le cose come stanno se non addirittura di tornare ai monopoli, che spesso si riaffaccia nel dibattito politico ma anche in alcune aree del dibattito sindacale, o sostenere e difendere l'italianità e i campioni nazionali perché garanti dell'interesse nazionale, è di nuovo una deriva che conduce a identificare l'interesse nazionale con la proprietà nazionale dell'impresa e le strategie del campione nazionale con le strategie generali utili al Sistema paese. Così non è, noi crediamo che dovrà essere il mercato a selezionare i campioni tra le aziende che dovranno confrontarsi a livello europeo se non mondiale, e i campioni dovranno essere casomai europei! Siamo parimenti convinti che, nei casi quali Edf-Edison imporre il rispetto della "liberalizzazione uguale per tutti" è giusto e necessario. Quando imprese protette nel loro paese cercano di entrare nel mercato italiano e acquisire imprese italiane, vanno poste "condizioni di reciprocità".

Per rispondere alla domanda iniziale e cioè riprendere o no la politica delle liberalizzazioni, noi siamo per una scelta decisiva a favore delle liberalizzazioni e dei mercati regolati. Nel caso specifico dell'energia poi, è vero che la liberalizzazione italiana del sistema energetico è stata più spinta rispetto a quelle della parte conservatrice d'Europa, ma più debole di quello che è necessario per cogliere i benefici di un mercato concorrenziale. Alcuni benefici ci sono, altri si stanno realizzando, ma "la liberalizzazione non è un continuum: esiste una soglia minima di riforma al di sotto della quale i mercati non funzionano bene e non si ha una concorrenza efficace. E l'Italia, pur potendo mostrare risultati importanti, sta ancora al di sotto di quella soglia".

Contestualmente ribadiamo, e l'analisi fin qui condotta lo conferma, che la sola strategia delle liberalizzazioni avulsa da un disegno di politica energetica ed industriale, sia insufficiente a cogliere i risultati che i cittadini consumatori e utenti industriali si aspettano dalla Riforma del sistema energetico italiano ed europeo. Il solo paradigma della concorrenza non è sufficiente a fornire lo stimolo necessario a superare le "criticità strutturali ed istituzionali" che precedentemente sono state evidenziate e che ostacolano il procedere della Riforma verso il mercato; servono

“politiche attive” che vadano a rimuovere e superare le criticità, politiche industriali che solo i decisori politici hanno il compito di mettere in campo, lasciando che siano le Autorità ad intervenire sulla regolazione e il rispetto delle regole.

E qui riemerge “quello che non c’è”, cioè indirizzi strategici di politica energetica e di politica industriale.

A tale proposito bisogna sottolineare che l’Europa ha già assunto delle decisioni vincolanti per i Paesi membri sia rispetto al completamento del mercato unico europeo dell’energia sia nell’ambito della sostenibilità ambientale. In particolare, su questo secondo obiettivo, l’Unione Europea ha recentemente varato una serie di provvedimenti che fissano il percorso che si intende intraprendere, da qui al 2020, per contrastare gli effetti sul clima dell’attuale livello di consumo energetico (emissioni di CO<sub>2</sub>), stabilendo che:

- almeno il 20% dell’energia primaria dovrà essere prodotta con fonti rinnovabili;
- le emissioni in atmosfera dovranno essere ridotte di un altro 20%;
- e ancora un 20% è il risparmio di energia che si intende ottenere soprattutto attraverso un ampio recupero di efficienza energetica.

Ma rimane aperta la questione del restante 80% di energia da produrre attraverso fonti tradizionali e del corrispondente livello dei prezzi. La politica energetica europea fa riferimento a prezzi “congrui”, vale a dire accessibili sia ai consumatori domestici che a quelli industriali, purtroppo in Italia i prezzi del Kwh restano più alti di quelli medi europei.

Che fare?

**(i) Intervenire sul livello dei prezzi italiani.** Il fatto che essi siano più alti rispetto agli altri Paesi della Comunità Europea è dovuto al mix delle fonti (Tabella 12). Analizzando la seguente tabella si evince, infatti, che il mix italiano è dominato dagli idrocarburi, in particolare dal gas naturale (più del 50% della generazione elettrica), mentre è assente la generazione nucleare.

Una ulteriore contraddizione del sistema energetico italiano si ravvisa nell’uso del carbone, la filiera più economica. L’incumbent, cioè l’Enel, è monopolista anche in questo comparto. E’ infatti l’unico grosso produttore di kWh generati attraverso l’uso del carbone, seguito a distanza da Endesa Italia (oggi E.ON).

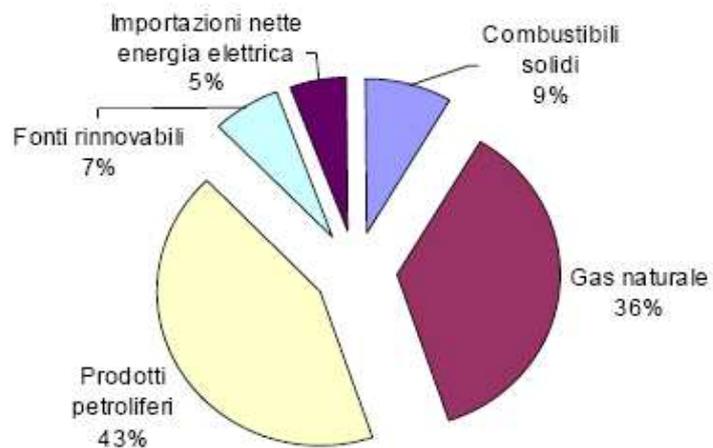
Tabella 12. Produzione lorda di energia elettrica per fonte (GWh 1997 – 2006)

	<b>2002</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>
Solidi	35.447	38.813	45.518	43.606	44.207
Gas naturale	99.414	117.301	129.772	149.259	158.079
Prodotti petroliferi*	76.997	65.771	47.253	35.846	33.830
Altri**	15.788	16.406	17.945	18.207	19.304
<b>Totale termoelettrico (A)</b>	<b>227.646</b>	<b>238.291</b>	<b>240.488</b>	<b>246.918</b>	<b>255.420</b>
<b>Idroelettrico da pompaggi (B)</b>	<b>7.743</b>	<b>7.603</b>	<b>7.164</b>	<b>6.860</b>	<b>6.431</b>
Idroelettrico (da apporti naturali)	39.519	36.674	42.744	36.067	36.994
Eolico	1.404	1.458	1.847	2.343	2.971
Fotovoltaico	4	5	4	4	2
Geotermico	4.662	5.341	5.437	5.325	5.527
Biomassa e rifiuti	3.423	4.493	5.637	6.155	6.745
<b>Totale rinnovabili (C)</b>	<b>49.012</b>	<b>47.971</b>	<b>55.669</b>	<b>49.893</b>	<b>52.239</b>
<b>Totale (A+B+C)</b>	<b>284.401</b>	<b>293.865</b>	<b>303.321</b>	<b>303.672</b>	<b>314.090</b>

Fonte: elaborazione Autorità per l'energia elettrica e il gas su dati GRTN-TERNA, 2008

\* "Prodotti petroliferi" comprende: olio combustibile, orimulsion, distillato leggeri, gasolio, coke di petrolio, bassi prodotti e altri residui della lavorazione del petrolio;  
 \*\* "Altri" comprende: gas derivati, recuperi di calore ed espansione del gas compresso.

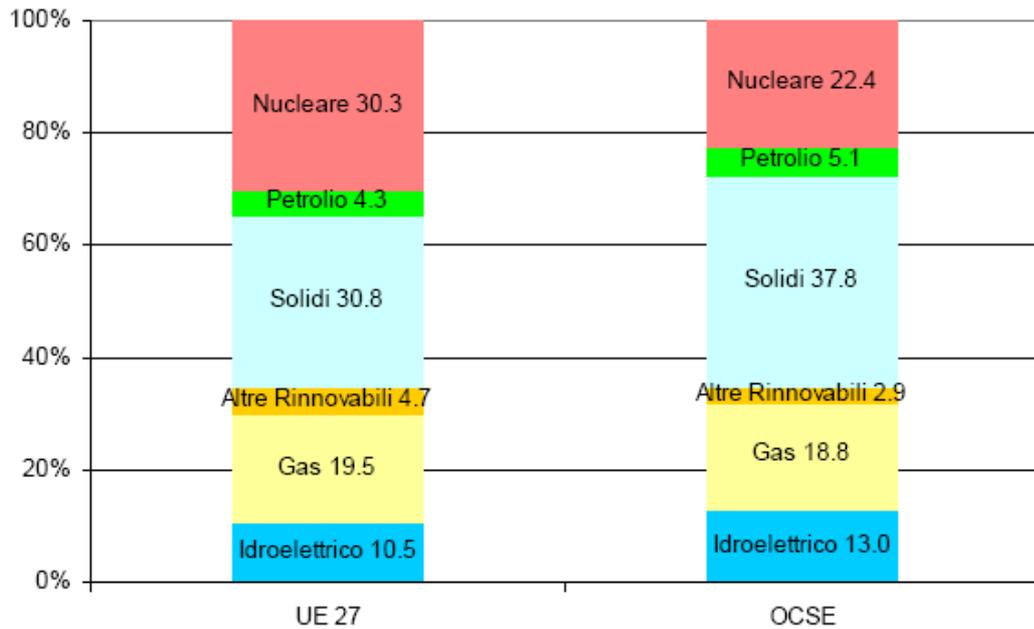
Figura 39. Consumi italiani di energia primaria per fonte. Anno 2005



Fonte: elaborazione su dati MSE

In Europa il mix energetico è invece molto più equilibrato, sia in riferimento alla energia primaria che alla energia elettrica. Rispetto a quest'ultima, il carbone e il nucleare pesano, rispettivamente, in termini percentuali, il 30.3 e il 30.8 (Figura 40).

Figura 40. UE-27: generazione di elettricità per fonte (%). Anno 2005



Fonte: elaborazione ENEA su dati Enerdata S.A.

Un secondo fattore da prendere in considerazione è la sicurezza degli approvvigionamenti, legata, anch'essa, al mix delle fonti. Oltre a dipendere troppo dagli idrocarburi l'Italia è fortemente legata a tre aree geografiche di produzione, la Russia, l'Algeria, la Libia e l'area medio-orientale, e ad un sistema tecnologico rigido di approvvigionamento: oleodotti e gasdotti.

Ne risulta che l'85% degli idrocarburi che vengono utilizzati nel sistema energetico italiano sono d'importazione (Tabella 13).

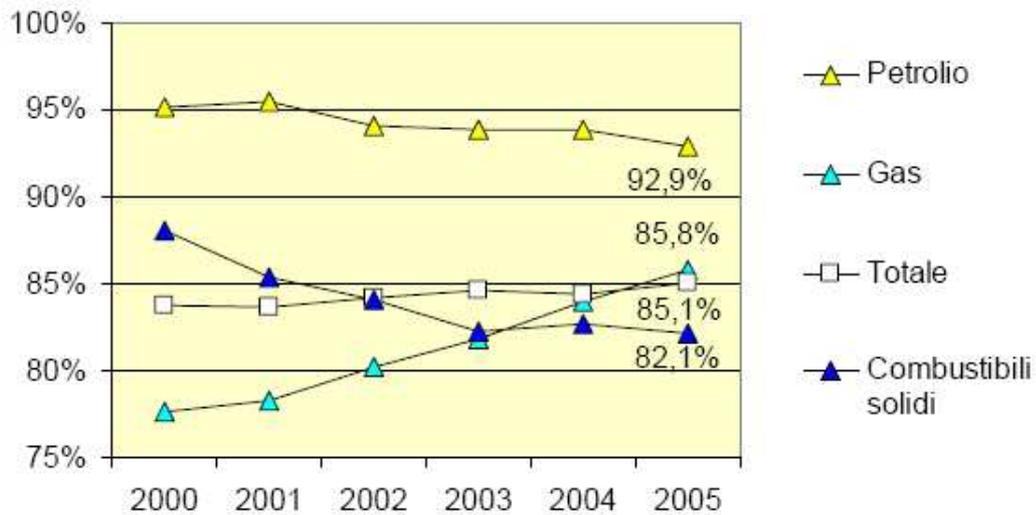
Tabella 13. Dipendenza energetica dei Paesi UE-15

	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Austria	67,8	66,8	66,4	68,1	67,9	69,7	69,2
Belgio	77,4	76,5	77,1	77,7	76,5	77,2	75,9
Finlandia	56,3	54,2	54,4	55,5	55,1	57,6	55,8
Francia	47,4	50,2	49,6	50	49,4	49,7	50
Germania	57,6	59,8	60,6	61,9	61	61,3	60,6
Grecia	60,4	64,1	63,8	64,7	64,7	66,8	65,7
Irlanda	61,1	80,9	83,9	87,4	89,4	86,3	87,1
<b>Italia</b>	<b>80,9</b>	<b>83,7</b>	<b>83,6</b>	<b>84,2</b>	<b>84,5</b>	<b>84,3</b>	<b>85,1</b>
Lussemburgo	98,6	98,7	98,5	98,4	98,6	98,6	98,5
Olanda	8,5	20,3	25	22,4	23	27,7	17,5
Portogallo	83,9	86,6	84,8	83,9	86,2	83,2	85,5
Spagna	69,6	74,1	74,4	73,8	75,9	75,8	76,6
Danimarca	23,8	-16,5	-39,6	-33,3	-43,6	-37	-53,1
Regno Unito	-15	-21,6	-16,9	-11,8	-12,9	-6,2	3,5
Svezia	36,3	32,9	35,2	32,3	38,8	38,8	33,7

<sup>1</sup> Dipendenza energetica = (Importazioni nette / (Produzione + Importazioni nette))\*100  
Fonte: ENERDATA

Inoltre, nell'ultimo decennio è diminuita la dipendenza dal petrolio ed è aumentata quella dal gas naturale (Fig. 41).

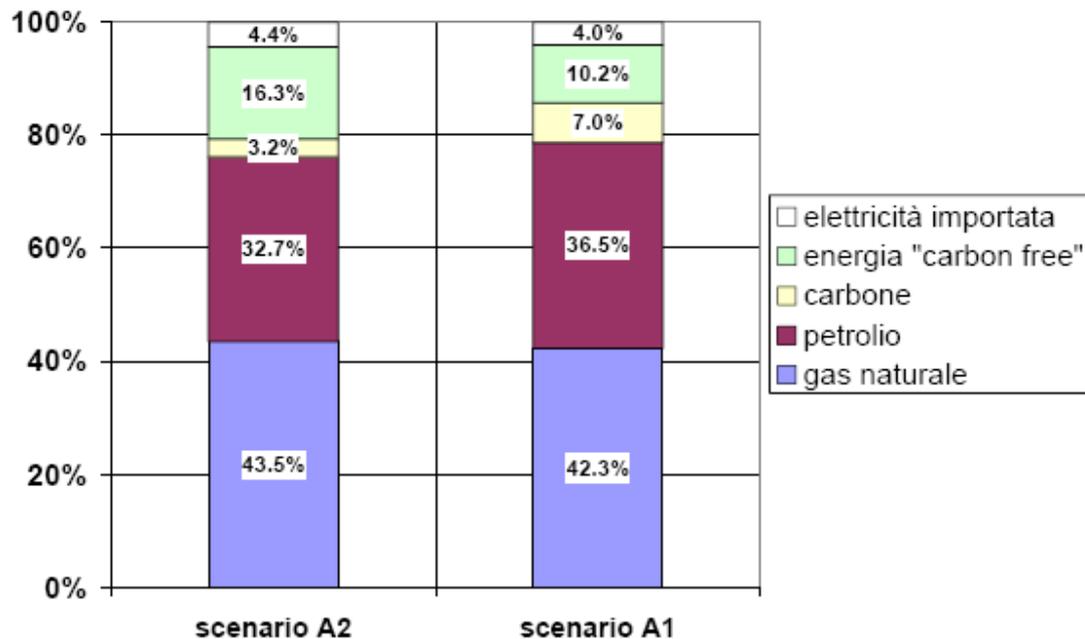
Figura 41. Andamento percentuale della dipendenza energetica italiana per fonte negli ultimi 6 anni



Fonte: elaborazione su dati MSE

Per quanto riguarda gli scenari futuri, considerando la rigidità del sistema economico ed energetico italiano, il Rapporto Enea 2006 mette in luce la continuazione della forte crescita dei consumi del gas naturale, “ [...] che entro il 2015 diviene la prima fonte fossile. La sua domanda è nel medio periodo piuttosto rigida rispetto ai diversi scenari di prezzo: fino al 2015 la sua crescita è infatti molto simile nei due scenari, e anche successivamente la differenziazione resta limitata (nel 2020 il consumo è comunque compreso tra i 90 e i 100 Mtep, dai circa 70 attuali)” (Figura 42).

Figura 42. Energia primaria per fonte nel 2020 in due scenari (%)



N.B.: per energia "carbon free" si intende qui la somma dell'energia da fonti rinnovabili e dei consumi di carbone per generazione elettrica con sequestro della CO<sub>2</sub>

Fonte: Enea, Rapporto energia e ambiente. Analisi e scenari, 2006.

Alla luce di quanto detto fin qui appare evidente che dobbiamo uscire dalla "trappola degli idrocarburi" (gas e petrolio).

In particolare, affrancarsi dagli idrocarburi e dalla dinamica dei loro prezzi comporta:

- incrementare l'uso del carbone pulito, compatibilmente con i vincoli di ordine ambientale e con il consenso sociale;
- implementare la ricerca e gli investimenti nel campo delle fonti rinnovabili;
- una seria politica di efficienza energetica e risparmio insieme ad un governo responsabile della domanda di energia;
- riprendere la ricerca energetica in campo nucleare;
- aumentare i terminali GNL (in Italia c'è solo quello di Panigaglia) per differenziare le provenienze geopolitiche, favorire l'ingresso di nuovi operatori, creare un mercato del gas (Hub Italia) con prezzi sganciati dalla dinamica del prezzo del petrolio e dei suoi derivati.

Per quanto riguarda il punto a), relativo allo sviluppo del carbone pulito, in Italia si sta realizzando, in seno all'Enea e con la collaborazione di Enel, una importante ricerca che ha come obiettivo quello di "sequestrare" le emissioni di CO<sub>2</sub>. Una soluzione del genere potrebbe rispondere alle spinte che le enormi riserve di carbone e la convenienza del suo prezzo esercitano nei confronti dell'uso di questa fonte per generare energia elettrica.

Le tecnologie di cattura e sequestro della CO<sub>2</sub> rappresentano nelle aspettative di molti esperti una soluzione chiave / significativa per un utilizzo futuro delle fonti fossili che tenga conto del punto di vista ambientale, per soddisfare la crescente domanda di energia (e, in particolare, di elettricità) e per fronteggiare efficacemente i mutamenti climatici in atto.

Va comunque precisato che nonostante il significativo sviluppo della ricerca non si è ancora entrati nella fase di vera e propria applicazione commerciale di tali tecniche sulle centrali elettriche.

Tornando alla dinamica dei prezzi, non è un caso che in Europa i mercati che garantiscono un prezzo del kWh mediamente stabile sono quelli che ricorrono ad un uso consistente del carbone (attorno al 30%). Anche in Italia esistono progetti di investimento nella riconversione o nella creazione di nuove centrali a carbone. Enel ha realizzato a Civitavecchia due nuovi gruppi e prevede una analoga realizzazione nella centrale di Porto Tolle. Contestualmente, Sorigenia intende realizzare due gruppi a carbone nel suo sito di Vadoligure. La società Sei ha in progetto un consistente investimento per costruire a Saline Joniche un impianto a carbone da 1200 Mwt.

La realizzazione di questi progetti potrebbe contribuire a riequilibrare il mix delle fonti energetiche italiane incrementando il ruolo del carbone e riducendo l'uso dell'olio combustibile.

Per quanto concerne invece i punti b) e c), sullo sviluppo delle energie rinnovabili, dell'efficienza e del risparmio energetico, già negli ultimi due anni lo sviluppo delle fonti rinnovabili in Italia ha raggiunto tassi considerevoli, soprattutto in campo eolico e fotovoltaico.

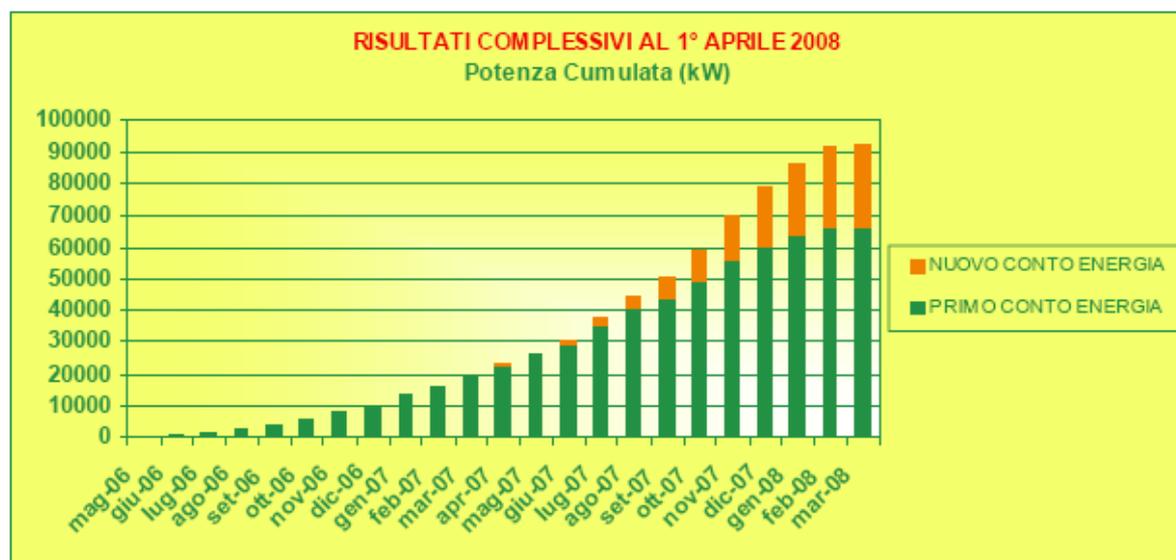
Il *burden sharing* europeo assegna all'Italia un obiettivo molto ambizioso, di raggiungere entro il 2020 il 17% di energia da fonti rinnovabili sul totale dei consumi

energetici, pari al 30% della produzione di energia elettrica. Un obiettivo intorno ai cento Twh. Più che un raddoppio dell'attuale produzione da fonte rinnovabile.

Appare in ogni caso straordinario il risultato raggiunto in Italia dallo sviluppo del solare fotovoltaico a seguito dell'applicazione dell'incentivazione attraverso il Conto Energia e, contetualmente, i finanziamenti messi in campo dalle Regioni.

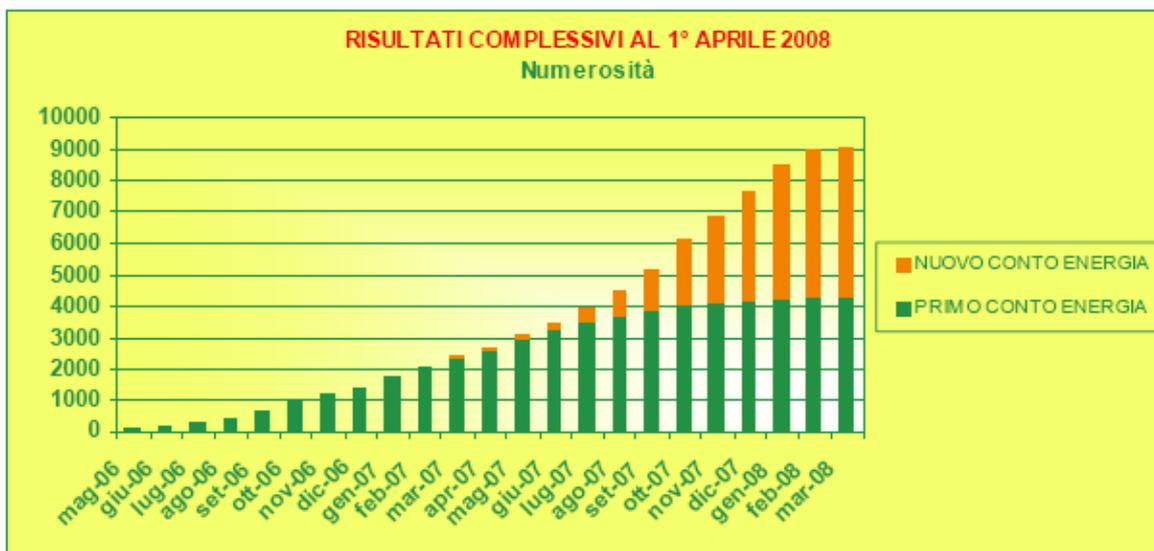
La potenza installata degli impianti fotovoltaici incentivati dal Conto Energia è vicina al superamento della soglia simbolica dei 100 MW. Infatti alla data del 1 aprile risultavano installati 92 MW (Figura 43). Tale potenza si riferisce a circa 9100 impianti entrati in esercizio, su tutto il territorio nazionale, da quando è attivo questo meccanismo di incentivazione (Figura 44).

Figura 43. Conto energia: potenza cumulata al 1 aprile 2008



Fonte: Gse, 2008

Figura 44. Conto energia: numerosità degli impianti in esercizio al 1 aprile 2008-04-24



Fonte: Gse, 2008

Tornando all'obiettivo dell'apertura dei mercati, in Italia appare indispensabile:

**(ii) Abbattere le posizioni dominanti di Enel ed Eni nei rispettivi mercati attraverso:**

- a) l'intervento delle Autorità volte a imporre cessione di potenza (*Vpp*-capacità produttiva virtuale Enel) e di volumi (*Gas release*, Eni, contratti *take or pay*);
- b) il rafforzamento e lo sviluppo delle interconnessioni di Rete con l'estero per favorire l'import-export, e il ridisegno e lo sviluppo della Rete nazionale in modo da superare i colli di bottiglia tra macroaree (nord - sud - centro- isole) per favorire un assetto più conveniente dell'offerta.
- c) la crescita di altri operatori, ad esempio Sorgania e SEI, nella generazione di energia elettrica da carbone pulito che consente oggi di abbattere il costo del kWh. L'Enel è già dominante nell'utilizzo di questa fonte mentre fanno fatica a rafforzarsi altri produttori.

**(iii) Colmare le insufficienze infrastrutturali mediante**

- a) La realizzazione di nuovi rigassificatori (GNL) e la creazione di un vero mercato del gas (Hub) nella Pianura Padana;
- b) l'eliminazione effettiva della "clausola di consegna" che prevede una destinazione già predeterminata del gas importato e liberare l'importazione "per il mercato";
- c) l'incremento della concorrenza nel mercato del gas.

Rispetto a quest'ultimo punto si tratta di trovare una soluzione stabile e definitiva circa gli assetti proprietari delle Reti (nuova Terna, Snam Rete gas e degli stoccaggi Stogit). La separazione proprietaria, netta e non ulteriormente rinviabile, e dovrà escludere dalla proprietà quei soggetti che operano nel mercato della generazione e del gas e delle vendite dei servizi energetici. Solo in questo caso si potrà avere la garanzia di nuovi programmi di investimento finalizzati all'incremento delle capacità di trasporto. Contemporaneamente va messa in campo una politica industriale attiva che promuova la crescita di nuovi operatori anche a partire dalle aziende locali (Acea, Aem, etc.) per riequilibrare un Sistema che vede gli ex monopolisti in posizione dominante.

**(iii) Rafforzare la *governance* del sistema energetico (la regia e il coordinamento).**

La complessità dei sistemi energetici aveva trovato nel monopolio pubblico e nella integrazione verticale un meccanismo efficace. Un sistema gerarchico di responsabilità in capo al Monopolista, di comando e controllo sia interno al Sistema che nei confronti delle istituzioni politiche alle quali doveva rispondere.

Il nuovo paradigma di mercato, con più soggetti, meno vincoli, vari livelli decisionali, più decentrato, richiede un forte coordinamento per garantire efficienza, stabilità e sviluppo del sistema e della stessa sopravvivenza della concorrenza.

I black-out elettrici, le "bolle" e le "guerre" del gas dimostrano che fino ad oggi ciò è mancato. Le istituzioni preposte, Ministero A.P. e Grtn non sono stati all'altezza del loro compito. Il sistema non ha avuto guida e governo. Ha prevalso l'incertezza e la confusione. Un modello di Governance basato su processi di bilanciamento dei ruoli, delle responsabilità e delle capacità tra differenti livelli istituzionali e diversi attori; "coordinamenti, consultazioni, cooperazioni sono i profili determinanti per definire le relazioni più significative di questo processo (Diporto – Silva). L'aumento della

complessità delle relazioni nei settori dell'energia (elettrico in particolare) rende non più procrastinabile l'esigenza di attivare una *riconoscibile rete istituzionale appropriata* per migliorare la natura e la qualità della Governance.

A tal fine è opportuno innanzitutto rivisitare i tradizionali strumenti d'intervento a favore di un modello basato su metodi "concertativi" all'interno dei quali il coinvolgimento di tutti gli attori socio-economici interessati non sia solo semplice raccolta del consenso, bensì la concreta costruzione di strategie e politiche condivise.

La concertazione non è, infatti, far sparire gli interessi, ma vincolare tutti gli attori ad un interesse generale ed al conseguente raggiungimento di comuni obiettivi.

In tal senso appare più che mai attuale la costruzione di un patto per lo sviluppo energetico del Paese che renda possibile un nuovo modo di gestire l'energia, consentendo il dialogo e la sintesi delle volontà e razionalità dei diversi soggetti socio-economici che sono a vario titolo portatori attivi di interesse: le istituzioni nazionali e locali, le imprese e i sindacati, la comunità scientifica e gli stessi cittadini.

Coordinamento, concertazione, responsabilità politiche certe (chi fa che cosa), erano i principi fondanti del "Patto per l'energia e l'ambiente" sottoscritto a conclusione della conferenza sull'energia nel 1998 dai ministri Bersani e Ronchi, all'inizio dei processi di liberalizzazione. E sono ancora attuali. Mentre va rivisitata la modalità di concepire il raggiungimento degli obiettivi ambientali, attraverso un superamento della politica dei "no". Il passaggio culturale necessario è quello basato sulla rivisitazione degli attuali modelli in funzione di un approccio "del fare" che tenga conto degli interessi generali del Paese nello scenario dei processi di globalizzazione.

All'interno di questo quadro la modernizzazione del sistema energetico interno è finalizzata a garantire ai cittadini strutture e servizi energetici in grado di rilanciare la competitività del sistema economico nazionale coniugando il raggiungimento dei risultati ambientali e sociali oltre a quelli economici.

A tale riguardo è necessaria la concreta attuazione di forme di partecipazione allargata in merito alla elaborazione ed implementazione di progetti di infrastrutturazione energetica e promuovere la realizzazione di specifici programmi di informazione tecnico-scientifica che siano in grado di garantire una comunicazione corretta e trasparente con le popolazioni locali interessate.

A questo proposito appare opportuno sottolineare come l'informazione ricopra un ruolo essenziale nel prevenire l'instaurarsi di conflitti ambientali, i quali sorgono

sempre più spesso dalle difficoltà di dialogo esistenti fra i diversi soggetti coinvolti nelle problematiche del rischio tecnologico e ambientale, ovvero consentendone una rapida composizione democratica, laddove questi siano già in atto. Una corretta politica di informazione tecnico-scientifica costituisce, pertanto, il fattore in grado di colmare il gap comunicativo che separa rigidamente i soggetti politico-amministrativi e gli esperti tecnico-scientifici, da una parte, e la “gente comune”, dall’altra, che si configura come la causa principale della grave frattura esistente tra i decisori/attuatori ed i destinatari delle policy.

Tale ricomposizione deve passare per la costruzione di un nuovo rapporto tra istituzioni e popolazione mediante l’attuazione di una nuova forma di policy making fondata su modelli dialogici e partecipativi: l’unica in grado di porsi come obiettivo concreto quello di ancorare i complessi processi della decisione politica alle basi del consenso collettivo.

## Bibliografia

- Amato, G., *"Privatizzazioni, liberalizzazioni, concorrenza"*, in Torchia, L., Bassanini, F. (a cura di) *"Sviluppo o declino"*, Astrid, 2005
- Clò, A., *"I grandi gruppi energetici in Italia"*, in *Energia*, n. 4, 2001
- De Paoli, L. *"Black out, sviluppo delle reti e liberalizzazione del settore elettrico"*, in *Mercato, concorrenza e regole*, n. 1, aprile 2004
- De Vincenti, C., *"Liberalizzazioni, regolazione, politica industriale"*, in *Italianieuropei*, n. 4, 2005
- Di Porto, F., Silva, F. *"Riformare le utilities è difficile, il caso elettrico italiano"*, in *Mercato, concorrenza e regole*, n. 1, aprile 2005
- Gobbo, F.- Pozzi, C. *"Liberalizzazioni e politica industriale"*, in *Economia e politica industriale*, n.2, 2005
- Napoletano, G. *"Regole e mercato nei servizi pubblici"*, 2005
- Ranci, P. *"Concorrenza e liberalizzazione nei servizi energetici"*, in *"Sviluppo o declino"*, Astrid, 2005
- Torchia,L., Bassanini,F. (a cura di), *"Sviluppo e declino"*,Astrid, 2005
- Zorzoli, G.B., *"La liberalizzazione rivisitata"*, in *Economia delle fonti di energia e dell'ambiente*, n. 1-2, 2003
- Zorzoli, G.B., *"Il mercato elettrico italiano"*, Siena, Barbera Editore, 2007

### Inoltre:

- *"I contratti del mercato elettrico."* Matteo Falcione.
- *"Nuova Energia."* n. 6, n. 7, n. 8.
- *"Staffetta Quotidiana."* n. 74, n. 79, n. 83, n. 93, n. 98, n. 112.
- *"Il mercato elettrico. Dal monopolio alla concorrenza."* G.B. Zorzoli.
- *"La Faticosa apertura del mercato elettrico."* Edgardo Curcio e Stefano Delli Colli.
- *"Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta."* Autorità per l'energia e il gas.
- *"Strategie e alleanze nel settore energetico."* GB. Zorzoli.

- *“Economia delle fonti di energia e dell’ambiente”* (Dorigoni, Drusiani, Fazioli, Martino n. 2/2004, Monti, De Paoli n. 1/2000, De Paoli, Scarpa n. 2/2000, De Paoli n. 1/2001)
- AEEG, Relazioni annuali, vari anni
- AEEG, Relazione annuale alla Commissione europea sui servizi, 31 luglio 2005
- Eni, Enel, Bilanci, vari anni

**Siti internet:**

- [www.edf.fr](http://www.edf.fr)
- [www.eon.com](http://www.eon.com)
- [www.rwe.com](http://www.rwe.com)
- [www.aceaspa.it](http://www.aceaspa.it)
- [www.enel.it](http://www.enel.it)
- [www.psiru.org/reports/2003-05-E-distriboutsource.doc](http://www.psiru.org/reports/2003-05-E-distriboutsource.doc)
- [www.endesa.es](http://www.endesa.es)
- [www.bolsafin.com](http://www.bolsafin.com)
- [www.suez.com](http://www.suez.com)
- [www.aem.it](http://www.aem.it)
- [www.edison.it](http://www.edison.it)
- [www.cgil.it/fnle](http://www.cgil.it/fnle)
- [www.flaei.org](http://www.flaei.org)
- [www.ires.it](http://www.ires.it)
- [www.lemonde.fr](http://www.lemonde.fr)
- [www.vattenfall.se](http://www.vattenfall.se)
- [www.agici.it/news.htm](http://www.agici.it/news.htm)
- [www.esb.ie](http://www.esb.ie)
- [www.electrabel.be](http://www.electrabel.be)
- [europa.eu.int/comm/dgs/energy\\_transport/index\\_it.html](http://europa.eu.int/comm/dgs/energy_transport/index_it.html)
- [www.iberdrola.es](http://www.iberdrola.es)
- [www.minindustria.it](http://www.minindustria.it)
- [www.tesoro.it](http://www.tesoro.it)
- [www.grtn.it](http://www.grtn.it)
- [www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it)
- [www.mercatoelettrico.org](http://www.mercatoelettrico.org)
- [www.gruppohera.it](http://www.gruppohera.it)