

UNIVERSITÀ DELLA CALABRIA
FACOLTÀ DI ECONOMIA
DIPARTIMENTO DI SCIENZE AZIENDALI
SECS-P/11

DOTTORATO DI RICERCA
SCIENZE BANCARIE E FINANZIARIE - XIX CICLO
SETTORE SCIENTIFICO DISCIPLINARE SECS P/11

**SCENARI EVOLUTIVI DEI MERCATI FINANZIARI E
FISICI DELLA BORSA ELETTRICA ITALIANA.**

Coordinatore
Ch.mo Prof. Danilo DRAGO

Candidato
Luigi Alessandro Greco

Tutor
Prof. Fabio Piluso

Anno Accademico 2004-2005

INDICE DELLA TESI

Introduzione	p. 4
CAPITOLO 1. Il quadro energetico italiano	p. 8
1.1 Le caratteristiche del bene e il fabbisogno energetico italiano..	p. 8
<i>1.1.1 Le grandezze fisiche dell'energia</i>	<i>p. 10</i>
<i>1.1.2 La attività del settore elettrico</i>	<i>p. 11</i>
1.2 La domanda e l'offerta di energia all'ingrosso	p. 13
<i>1.2.1 L'importazione di energia elettrica</i>	<i>p. 19</i>
<i>1.2.2 La produzione di energia per aree</i>	<i>p. 21</i>
<i>1.2.3 La rete elettrica italiana</i>	<i>p. 25</i>
<i>1.2.4 Principali produttori e localizzazione geografica degli impianti</i>	<i>p. 27</i>
<i>1.2.5 La suddivisione del parco generazionale</i>	<i>p. 30</i>
<i>1.2.6 Scenari evolutivi del parco elettrico nazionale</i>	<i>p. 31</i>
CAPITOLO 2. IL NUOVO QUADRO NORMATIVO E NASCITA DELLA BORSA ELETTRICA	p. 36
2.1 Il recepimento della direttiva 92/96/CE	p. 36
2.2 Il decreto Bersani sulla liberalizzazione del mercato dell'energia	p. 39
<i>2.2.1 La Direttiva 2003/54/CE</i>	<i>p. 46</i>
2.3 I protagonisti del sistema	p. 49
2.4 Le borse elettriche	p. 57
2.5 L'architettura del mercato elettrico italiano	p. 59
<i>1.2.3 Caratteristiche comuni alla trasmissione</i>	<i>p. 65</i>
<i>1.2.3 I vincoli alla trasmissione</i>	<i>p. 66</i>
2.6 La determinazione del prezzo di equilibrio. System Marginal Price	p. 69
2.7 Le ragioni della scelta	p. 75
3 La borsa elettrica italiana	p. 76
3.1 I mercati rilevanti	p. 76
3.2 I mercati rilevanti del prodotto	p. 77
3.3 I mercati geografici rilevanti	p. 78
3.4 I partecipanti al mercato	p. 79
<i>3.4.1 I volumi di borsa</i>	<i>p. 80</i>
<i>3.4.2 La liquidità del mercato</i>	<i>p. 84</i>
3.5 Il prezzo nel mercato del giorno prima	p. 86
<i>3.5.1 Il livello dei prezzi</i>	<i>p. 87</i>
<i>3.5.2 Volatilità dei prezzi</i>	<i>p. 87</i>
3.6 Prezzi zionali di vendita	p. 90
<i>3.6.1 Prezzi, deviazione standard e coefficiente di variazione nei mercati zionali</i>	<i>p. 91</i>
3.7 Le borse elettriche europee	p. 90
<i>3.7.1 Confronti internazionali di prezzo</i>	<i>p. 87</i>

Capitolo 4. Il potere di mercato nella borsa elettrica	p. 100
4.1 Introduzione al potere di mercato	p. 100
4.2 Potere di mercato. Definizioni	p. 101
4.3 Mercato elettrico organizzato e potere di mercato	p. 103
4.4 I modelli di calcolo del potere di mercato	p. 106
<i>4.4.1 Modelli in forma ridotta. Indici di Herfindahl-Hirschmann e Indice di operatore residuale</i>	<i>p. 106</i>
<i>4.4.2 Modelli strategici avanzati</i>	<i>p. 108</i>
<i>4.4.3 Modelli euristici</i>	<i>p. 109</i>
4.5 Concentrazione di mercato	p. 109
4.6 Gli indici di operatore residuale nelle macrozone	p. 112
4.7 Le quote di mercato dei principali produttori	p. 113
4.8 Pivotalità e dominanza in un ottica antitrust	p. 115
4.9 Prezzi onerosi, dominanza ed efficienza della borsa	p. 117
4.10 Prezzi onerosi. Altre cause	p. 117
Conclusioni	p. 121
BIBLIOGRAFIA	p. 124
Siti web consultati	p. 128
Normativa di riferimento	p. 129

INTRODUZIONE

La liberalizzazione del settore energetico in Europa, il cui punto di partenza è rappresentato dalla Direttiva Europea 96/92 (recepita in Italia attraverso l'emanazione del Decreto legislativo n.79 del 16 marzo 1999, c.d. Decreto Bersani), rappresenta una delle tappe più rilevanti attraverso cui l'Unione Europea ha cercato di ridisegnare il legame tra l'insieme di servizi di pubblica utilità e i principi del libero scambio e della concorrenza.

Ciò che ha spinto il legislatore europeo verso una radicale riforma dei mercati energetici, pur lasciando ai singoli stati membri la possibilità di adottare uno o più meccanismi di mercato diversi e consoni all'architettura di ogni singolo paese, è stato quello di conseguire una maggiore efficienza, promuovere gli investimenti attraverso la concorrenza tra più operatori e, in prospettiva, offrire ai consumatori un servizio migliore con tariffe più basse.

La Comunità Europea, inoltre, non ha nascosto che la liberalizzazione e la progressiva integrazione tra i settori dell'energia rappresenti un processo fondamentale per giungere sempre più ad una maggiore integrazione tra i paesi Membri.

Per lungo tempo si è ritenuto che le particolari condizioni tecniche ed economiche del settore energetico, nonché l'impossibilità di non soddisfare il fabbisogno degli utenti finali, non consentissero una configurazione concorrenziale del mercato. Da più parti, infatti, così come è avvenuto in Italia attraverso la nazionalizzazione del sistema energetico, l'ipotesi di un regime concorrenziale era ritenuto non solo difficile, se non impossibile, ma anche inopportuno viste le caratteristiche del settore stesso.

Negli ultimi anni, i progressi registrati nel settore tecnologico e i conseguenti cambiamenti strutturali sia nei sistemi di produzione che

di scambio, hanno permesso nel variegato settore delle “utilities” ed in particolare in quello energetico un progressivo avanzamento verso regimi che favoriscono sistemi più concorrenziali. Tuttavia, la complessità del settore, hanno indotto il legislatore, ad un graduale adattamento della disciplina concorrenziale. Si è avuto modo di osservare, infatti, che l’individuazione delle variabili e delle determinanti rilevanti per l’accertamento del potere di mercato e, di gran lunga più complessa, rispetto a tutti gli altri processi in cui si è intervenuti per favorire regimi concorrenziali.

Non vi è dubbio che l’organizzazione dei mercati pensata dal legislatore italiano per favorire gli scambi e regimi di libera concorrenza, attraverso l’adozione da un lato del meccanismo dell’asta non discriminatoria (il cosiddetto System Marginal Price¹, per la neonata borsa elettrica e la possibilità di effettuare gli stessi attraverso contratti bilaterali, in contrapposizione al sistema di regola di prezzo discriminante (pay-as-bid PAB) adottata da diversi paesi, ha fatto sorgere molti interrogativi sul grado di efficienza e trasparenza del mercato stesso.²

Da una ricognizione della letteratura economica di riferimento, infatti, e da una prima analisi del settore e dei mercati, è stato possibile ravvisare la possibilità da parte dei bidders di esercitare market power e/o comportamenti collusivi e di alzare il prezzo medio delle aste minando l’efficienza del mercato stesso. Inefficienze e anomalie che, nel caso dell’energia, si riflettano inevitabilmente sui costi sostenuti dagli utenti/consumatori finale per rifornirsi del bene in questione.

¹ Il meccanismo di formazione dei prezzi verrà ampiamente trattato nel secondo capitolo.

² Si veda diffusamente: Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato, *Indagine Conoscitiva sullo stato di liberalizzazione dei settori dell’energia e del gas*, 2005.

Inoltre, trattandosi di un bene molto particolare e la cui indispensabilità è nota, appare plausibile domandarsi se i nuovi meccanismi siano stati non solo più efficienti in termine di riallocazione dei prezzi ma anche nella messa in sicurezza del sistema.

Come è stato da più parti osservato, infatti, l'applicazione delle norme a tutela della concorrenza nel settore energetico e l'individuazione delle variabili e delle determinanti rilevanti per l'accertamento dell'esercizio di potere di mercato è estremamente più complessa rispetto ad altri settori, sia per le peculiarità del bene, sia per il design regolatorio del sistema stesso.

Attraverso il lavoro di tesi si vuole analizzare approfonditamente il fenomeno alla luce del processo di liberalizzazione ed evidenziare i fenomeni distorsivi nel mercato al fine di proporre, se esistono, delle soluzioni atte ad evitare il ripetersi dei suddetti fenomeni.

A tal fine l'impianto metodologico adottato prevede di articolare il in due fasi.:

Nella prima fase l'attenzione si concentra sull'analisi dello scenario energetico nazionale e sull'impianto regolatorio voluto dal legislatore. In questa fase si analizzeranno approfonditamente le dinamiche della domanda, dell'offerta, dei consumi di energia del sistema elettrico nazionale. Si metterà in rilevanza, inoltre, il parco produttivo nazionale, nonché si descriverà in maniera puntuale la rete di trasporto energetico, che come si avrà modo di approfondire nel corso del lavoro, gioca un ruolo fondamentale nell'architettura dell'intero sistema. A completamento della prima fase, si provvederà a dettagliare il disegno strategico voluto dal legislatore ricostruendo minuziosamente il nuovo quadro economico/normativo che ha permesso la nascita del mercato elettrico italiano e il relativo funzionamento dei mercati.

Nella seconda fase si analizzerà approfonditamente il mercato finanziario e fisico dell'energia e i risultati da questo ottenuto negli ultimi anni. Inoltre si farà specifica menzione della letteratura economica di riferimento per l'individuazione dei modelli e degli indici di analisi adottati per misurare l'efficienza del mercato elettrico. Si provvederà, in sostanza, a descrivere l'andamento dei prezzi dello stesso, mettendoli in relazione sia con i prezzi passati e sia con i prezzi delle principali borse internazionali. Inoltre, in questa fase, ci si propone il compito di valutare lo *stato di salute* della Borsa, esprimibile ad esempio in termini di concentrazione, di liquidità e di volatilità e si cercherà di individuare possibili soluzioni tese al miglioramento della funzione allocativa dei prezzi..

Capitolo 1.

Il quadro energetico Italia

1.1 Le caratteristiche del bene e il fabbisogno energetico italiano

Il mercato dell'energia è fortemente condizionato da alcune caratteristiche distintive del bene che ne influenzano in maniera determinante sia l'utilizzo che la struttura del sistema e, di conseguenza, l'intero impianto normativo teso a regolarlo.

Vi sono, infatti, almeno cinque caratteristiche che contraddistinguono nettamente il bene economico "energia" dal resto degli altri beni e che, come si avrà modo di spiegare lungo il corso del lavoro di tesi, impongono una struttura ed una regolazione dei mercati assolutamente peculiare.

La prima caratteristica è data dal fatto che l'energia è un " *prodotto omogeneo*"³, nel senso che per il consumatore e, in generale, per colui che l'acquista, l'energia si presenta come un prodotto indistinto giacché non esistono attributi o qualità che possono variane il gradimento. Mentre dal lato dell'offerta, invece, le tecniche di produzione e i costi per produrla sono assolutamente eterogenei e dipendono dal tipo di combustibile impiegato. Si ricorda, infatti, che l'energia elettrica è una fonte d'energia secondaria, ovvero ottenuta artificialmente attraverso la trasformazione di altre forme presenti in natura e che, a secondo della quantità di risorse disponibili, vengono classificate come fonti rinnovabili e fonti non rinnovabili (*tab. 1*).

³ Per una trattazione completa si veda tra gli altri: Gestore Mercato Elettrico, *Borsa elettrica italiana, Rapporto annuale, 2007*. Barroncelli F., Verde S., *Il potere di mercato nel settore elettrico tra abusi di potere e normativa antitrust*, in *Energia* n.2, 2005.

La seconda caratteristica è rappresentata dalla trasmissione dell'energia sia di breve che di lunga distanza che è assoggettata a dei "vincoli di trasmissione". La trasmissione dell'energia avviene secondo determinate leggi fisiche per cui la quantità di energie che si intende trasportare è strettamente vincolata alle resistenze della linea di trasmissione e dalla distanza del punto di prelievo. Sulla rete esistono i cosiddetti *colli di bottiglia* per cui, al fine di garantirne l'utilizzo, si può rendere necessario chiamare a produrre anche gli impianti più costosi e meno efficienti in virtù di una collocazione geografica più favorevole. La principale conseguenza è che si possano venire a creare (e si creano) rendite di posizione a vantaggio di detti generatori.

La terza caratteristica peculiare dell'energia è data *dall'inelasticità della domanda*. L'energia è un bene ritenuto indispensabile e difficilmente, se non impossibile, da sostituire. Di conseguenza la curva di domanda è estremamente rigida il che significa che variazioni di prezzo sul bene non influenzano in misura rilevante i consumi. Ciò determina la possibilità di vendere l'energia a costi anche elevatissimi, qualora l'offerta sia scarsa.

La quarta caratteristica che rende il bene assolutamente differente dagli altri beni trattati dall'economia è la "non stoccabilità". L'erogazione dell'energia deve necessariamente avvenire nel momento in cui essa viene richiesta, in quanto non è economicamente e fisicamente stoccabile. Ciò significa che non può essere acquisita nei periodi di eccesso di offerta e, magari, rivenduta nei periodi di shortage. Per tali ragioni sono necessarie tutte quelle operazioni di "dispacciamento"⁴ che assicurano il continuo bilanciamento tra la domanda e l'offerta e presiedono l'integrità fisica del sistema.

⁴ L'attività di dispacciamento per l'importanza che ricopre verrà trattata diffusamente lungo tutto il lavoro di tesi.

L'ultima caratteristica necessaria da menzionare è dettata dalla "velocità di trasmissione". Come noto, l'energia elettrica viaggia alla velocità della luce e pertanto il carico sulla linea di trasmissione deve essere capace di variare ogni secondo in relazione alla variazione della domanda. Ne consegue che il sistema elettrico, in cui la pianificazione anticipata e il monitoraggio si rendono indispensabili, pur aprendosi ai nuovi meccanismi della libera concorrenza è fortemente condizionato da un impianto regolatorio che deve garantire il corretto funzionamento del sistema.

Figura 1 Fonti di produzione dell'energia elettrica

Fonti non rinnovabili	Fonti rinnovabili
<i>a) Nucleari</i>	- Idraulica
- Fissili	- Venti
- Da fusione	- Maree e onde oceaniche
<i>b) Fossili</i>	- Vapore umido, vapore secco, acque calde
- Gas naturale	- Biomasse
- Carbone	- Solare
- Petrolio	

FONTE: Elaborazione propria su dati AEEG

1.1.1 Le grandezze fisiche dell'energia

In termini fisici l'energia è definita come l'attitudine a compiere un lavoro. Essa consente ad un corpo o più in generale alla materia, di agire lungo lo spazio. La quantità di lavoro (energia) che può essere data da un certo sistema nell'unità di tempo viene invece denominata potenza. In altri termini la potenza è la velocità con la quale siamo in grado di scambiare e trasformare l'energia.

Come misura dell'energia elettrica viene (cioè della potenza) viene usato il Wattora (Wh), che si può definire come il consumo di energia corrispondente all'utilizzo di una potenza di un Watt per un intervallo di tempo di un'ora.

Le unità di misura dell'energia elettrica più utilizzate sono i multipli del Wh vale a dire:

- KWh (chilowattora) = mille wattora (1.000 Wh);
- MWh (Megawattora) = mille chilowattora (1.000 KWh);
- GWh (Gigawattora) = un milione di chilowattora (1.000.000 di KWh);
- TWh (Terawattora) = un miliardo di chilowattora (1.000.000.000 di KWh).

Nei bilanci energetici il Wh deve essere ricondotto ad una misura valida per tutte le forme di energia che si desidera porre a confronto. In questi casi l'energia elettrica può essere espressa in TEP (tonnellate di petrolio equivalenti) che corrispondono a 11,6 MWh, oppure in un'ulteriore forma di misura rappresentata dalle calorie.

Nella conversione termica dei chilowattora generati possono essere utilizzate due convenzioni:

- la prima si rifà al contenuto calorico del KWh prodotto, ed in questo caso si applica il coefficiente di 860 Kcal per KWh;

la seconda, in base alle calorie necessarie per produrre un KWh nelle centrali termoelettriche convenzionali.

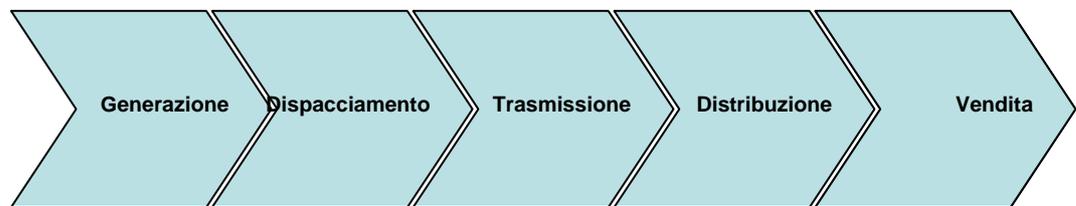
1.1.2 Le attività del settore elettrico

Un'ultima considerazione prima di introdurre l'analisi storica sulla domanda e sull'offerta d'energia in Italia deve essere compiuta

a riguardo delle diverse attività in cui può essere scomposto il settore elettrico.

La filiera del mercato dell'energia è scomponibile in cinque diverse fasi:

- generazione;
- dispacciamento;
- trasmissione;
- distribuzione;
- vendita.



Se la comprensione della generazione non comporta molte difficoltà in quanto, come ricordato anche nel paragrafo precedente, si tratta sostanzialmente dalla trasformazione in elettricità di altre forme di energia che viene immessa nella rete di trasporto per essere utilizzata dai clienti finali, discorso diverso deve essere fatta per l'attività di dispacciamento.

Il dispacciamento si configura come l'attività diretta a impartire disposizioni per l'utilizzazione e l'esercizio coordinato degli impianti di produzione, della rete di trasmissione e dei servizi ausiliari. In sostanza il centro di dispacciamento decide volta per volta quali impianti devono effettuare la produzione.

Tale attività consiste, dunque, nella regolazione del sistema elettrico e nella gestione della rete di trasmissione e distribuzione finalizzata a garantire l'adeguata fornitura a tutti i clienti finali

riducendo al minimo le dispersioni e garantendo la messa in sicurezza del sistema.

La trasmissione consiste nel trasporto dell'elettricità sulla rete ad altissima tensione e ad alta tensione.

Si ricorda che linee elettriche sono classificabili in funzione della tensione di esercizio come:

- linee ad altissima tensione (380KV), dedicate al trasporto dell'energia elettrica su grandi distanze;
- linee ad alta tensione (220KV e 132 KV), per la distribuzione dell'energia elettrica. Le grandi utenze come le industrie con elevati consumi possono avere direttamente la fornitura alla tensione di 132 KV;
- linee a media tensione (generalmente 15 KV), per la fornitura ad industrie, centri commerciali, grandi condomini ecc.;
- linee a bassa tensione (220-380V), per la fornitura alle piccole utenze.⁵

Mentre per la distribuzione si fa riferimento al trasporto della rete di alta tensione fino all'utenza finale. Ed, infine, la vendita viene intesa come quella fase puramente commerciale che può essere svolta sia dal produttore sia da una società dedicata esclusivamente a questa attività.

1.2 La domanda e l'offerta all'ingrosso dell'energia

Il fabbisogno di energia elettrica nel 2006 è stato pari a 337.796 GWh⁶ (si veda tab. 1) con una crescita rispetto all'anno precedente di 7.353 GWh. In un arco di riferimento più lungo (2000-2006) la crescita media è stata pari al 2,5%. Oltre l'87% del fabbisogno

⁵ per maggiori approfondimenti consultare il sito internet: www.terna.it

⁶ I dati sono consultabili sul sito dell'Autorità per l'energia elettrica e il Gas, www.AEGG.it.

energetico (280 GWh circa) è soddisfatto dagli impianti di produzione che hanno la loro collocazione geografica in Italia, mentre la restante percentuale (circa il 12%) è importata da Paesi terzi. La bilancia tra importazioni ed esportazione d'energia con paesi terzi è in negativo per quasi quarantacinquemila GWh. L'energia importata risulta pari nel 2006 a 46.323 GWh, mentre quella esportata è stata pari a 1.605 GWh.

Tabella 1 Produzione dell'energia in ITALIA.

GWh	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Totale produzione lorda	276.629	278.995	284.401	293.865	303.321	303.672	315.016
a) Idroelettrica	50.900	53.926	47.262	44.278	49.908	42.927	43.042
b) Termoelettrica tradizionale	220.455	219.379	231.069	242.783	246.125	253.073	256.969
c) Geotermoelettrica	4.705	4.507	4.662	5.341	5.437	5.325	5.527
d) Eolico-Fotovoltaico	569	1.183	1.408	1.463	1.851	2.347	3.211
Consumi dei servizi ausiliari	13.336	13.029	13.618	13.682	13.299	13.064	13.290
Totale produzione netta	263.293	265.966	270.783	280.183	290.022	290.608	295.459
Energia destinata ai pompaggi	9.129	9.511	10.654	10.492	10.300	9.319	8.648
Produzione destinata al consumo	254.164	256.455	260.129	269.691	279.722	281.289	293.078
Energia importata	44.831	48.927	51.519	51.496	46.426	50.264	46.323
Energia esportata	484	549	922	518	791	1.110	1.605
Fabbisogno energia elettrica	298.511	304.832	310.726	320.658	325.357	330.443	337.796
Variazione della richiesta rispetto anno precedente	4,4%	2,1%	1,9%	3,2%	1,5%	1,6%	2,2%

FONTE: Elaborazione dati AEEG

La produzione lorda d'energia nell'ultimo anno di riferimento (2006) è stata pari a 315.016, registrando una crescita di 11.344 GWh rispetto l'anno precedente (+3,74%), in cui la produzione lorda si è attestata su 303,672 GWh d'energia lorda prodotta. Un andamento simile si è registrato anche sulla produzione netta, seppur con tassi di crescita più ridotti (si veda tabella 2)

Tabella 2 Produzione d'energia elettrica 2005-2006.

GWh	2005	2006	DIFFERENZA	Δ%
Totale produzione lorda	303.672	315.016	11.344	3,74%
a) Idroelettrica	42.927	43.042	115	0,27%
b) Termoelettrica tradizionale	253.073	256.969	3.896	1,54%
c) Geotermoelettrica	5.325	5.527	202	3,79%
d) Eolico- Fotovoltaico	2.347	3.211	864	36,81%
Consumi dei servizi ausiliari	13.064	13.290	226	1,73%
Totale produzione netta	290.608	295.459	4.851	1,67%
Energia destinata ai pompaggi	9.319	8.648	-671	-7,20%
Produzione destinata al consumo	281.289	293.078	11.789	4,19%
Energia importata	50.264	46.323	-3.941	-7,84%
Energia esportata	1.110	1.605	496	44,66%
Fabbisogno energia elettrica	330.443	337.796	7.353	2,23%

FONTE: Elaborazione propria su dati AEEG

Le principali fonti d'approvvigionamento energetico rimangono le fonti non rinnovabili⁷ che rappresentano oltre l'80% del totale dell'energia prodotta in Italia (si veda tabella 3).

Tabella 3 Produzione energia elettrica per fonti anni 2005 e 2006.

GWh	2005	2006	Differenze	Δ%
Solidi	43.606	44.600	994	2,28%
Gas Naturale	149.259	158.300	9.041	6,06%
Prodotti Petroliiferi	35.846	35.200	- 646	-1,80%
Altri	18.206	18.869	663	3,64%
Totale Termoelettrica (A)	246.917	256.969	10.052	4,07%
Idoelettrica da pompaggio (B)	6.860	6.365	- 495	-7,22%
Idroelettrica da apporti naturali	36.067	36.657	590	1,64%
Eolico	2.343	3.211	868	37,05%
Fotovoltaico	4	4	-	0,00%
Geotermico	5.325	5.527	202	3,79%
Biomasse e rifiuti	6.155	6.283	128	2,08%
Totale Rinnovabili (C)	49.894	51.682	1.788	3,58%
TOTALE (A+B+C)	303.671	315.016	11.345	3,74%

FONTE: elaborazione propria su dati GME 1

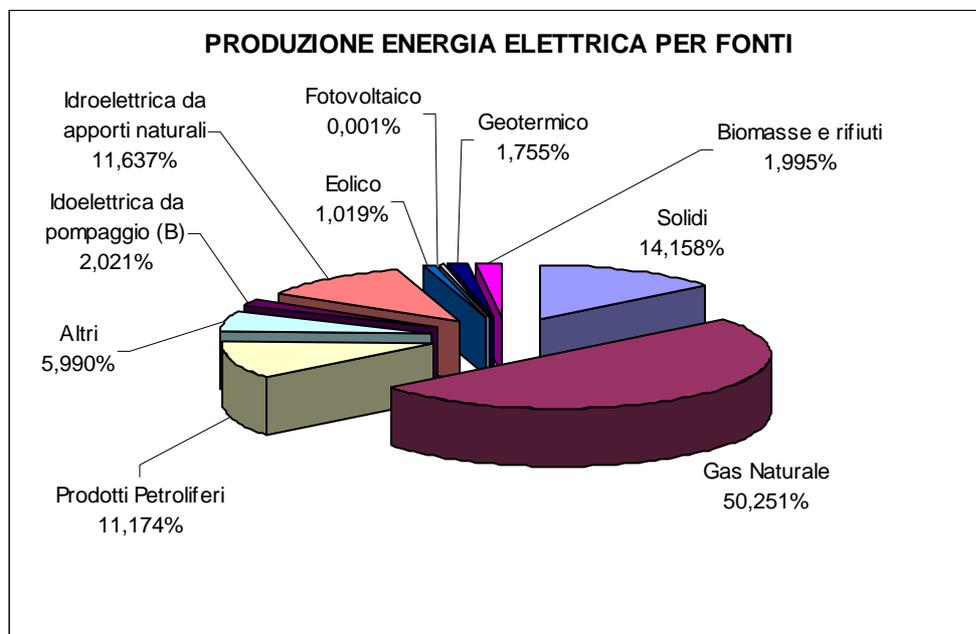
Mentre significativi, seppur in termini relativi, sono le crescite di produzione fatte registrare dalle nuove fonti d'approvvigionamento energetico (eolico-fotovoltaico), che hanno quasi quintuplicato la loro capacità di produzione passando da 569 GWh prodotti nel 2000 ai 5.325 GWh del 2005. La perdita più cospicua in termini d'energia prodotta è, invece, registrato dalla principale fonte d'energia rinnovabile del sistema italiano: l'idroelettrico. La produzione idroelettrica è, infatti, passata dai 50.900 Gwh di produzione lorda del 2000 ai 42.927 GWh del 2005.

In termini generali il gas naturale che con un apporto di produzione di 158.300 GWh rappresenta la principale fonte di approvvigionamento energetico in Italia. Seguono nell'ordine i solidi

⁷ Per la distinzione tra fonti di produzione si rimanda alla tabella 1.

(es. Carbone) e l'idroelettrico (la primaria fonte di produzione delle fonti rinnovabili), rispettivamente con 44.600 GWh e 36.637 GWh prodotte nel 2006. L'altra fonte di produzione che con 35.200 GWh prodotte copre quasi il 12% dell'energia prodotta è rappresentato dal petrolio. Mentre appaiono marginali, seppur con qualche punta di crescita interessante (si veda a tal proposito l'eolico che ha registrato una crescita del 37,06 %) gli apporti derivanti dalle altre fonti rinnovabili che coprono circa il 5 % dell'intera produzione (figura 2).

Figura 2 Produzione di energia elettrica per fonti, anno 2006.



Sul fronte dei consumi si registra, nel biennio 2004-2005⁸, una crescita abbastanza contenuta in quasi tutti i settori. Distacca solo il settore terziario dove la crescita è stata pari a 5,32%, passando da 79.557 GWh del 2004 a 83.793 GWh consumati nel 2005.

⁸ Non sono stati ritrovati dati aggiornati al 2006

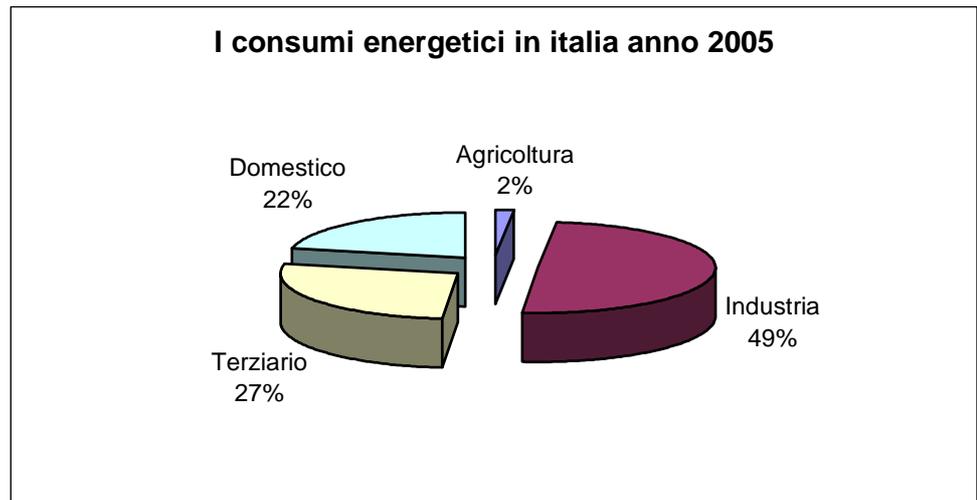
Tabella 4 | consumi di energia nel 2004-2005.

GWh	2004	2005	2005/2004
Agricoltura	5.185	5.364	3,46%
Industria	153.156	153.726	0,37%
Terziario	79.557	83.793	5,32%
Domestico	66.592	66.933	0,51%

Fonte Elaborazione propria su dati TERNA

In termini di confronto, circa il 49% dei consumi è fatto registrare dall'industria (153.726 GWh di consumo di energia elettrica nel 2005), mentre per il restante consumo, il terziario si assesta al secondo posto con 83.793 GWh (pari al 27%), a cui segue il consumo domestico con 66.933 GWh (22 %) e quello dell'agricoltura con 5.364 GWh, pari al 2% del consumo totale.

Figura 3 Consumi di energia elettrica nel 2005



Con riferimento alla composizione territoriale della domanda di energia elettrica nazionale, nel periodo 1985-2000 i consumi elettrici sono cresciuti al di sopra della media nazionale nella zona Centro Sud, e al di sotto della media nazionale nelle zone Sud, Sicilia ha messo a segno una crescita più contenuta.

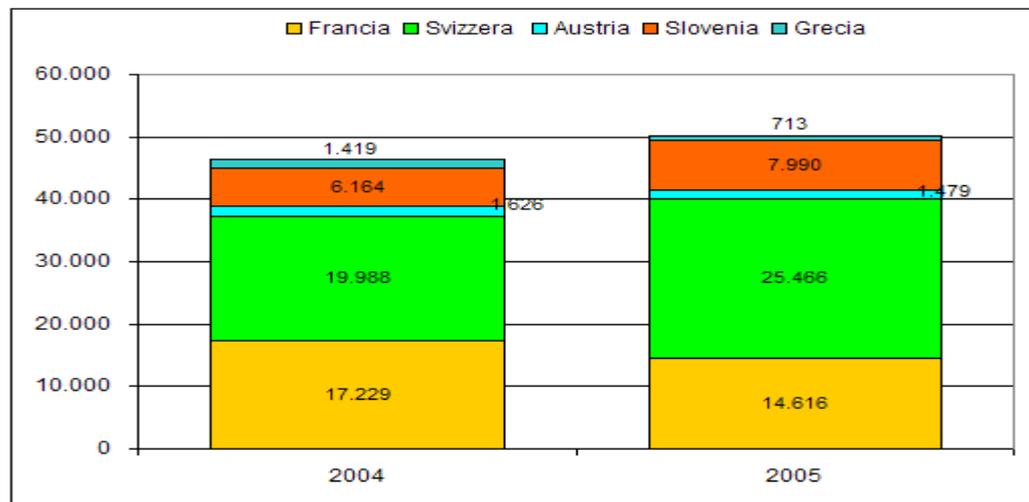
1.2.1 L'importazione di energia elettrica

L'Italia è il secondo paese al mondo per importazione di energia elettrica ed importa una quantità di potenza elettrica media che può andare da un minimo di circa 4000 MW (fase notturna, mese di agosto) fino ad un massimo di circa 7500 MW (fase diurna, mesi invernali), per un totale di circa 40000 GWh all'anno.

L'importazione non è sempre proporzionale alla richiesta, cosicché il fabbisogno energetico italiano è sostenuto da corrente prodotta all'estero per un'aliquota che può oscillare tra meno del 10% in fase diurna fino a punte massime del 25% durante la notte. Tale importazione avviene da quasi tutti i paesi confinanti, anche se

l'aliquota maggiore è quella proveniente dalla **Svizzera** (25.466 GWh) e dalla **Francia** (14.616 GWh)⁹.

Figura 4 **Importazioni di energia elettrica per frontiera (GWh). Anni 2004 – 2005.**



Fonte: elaborazione AEEG su dati Terna

Il saldo estero per il 2005 è ammontato a 49.155 GWh quale differenza tra le importazioni pari a 50.264 GWh e le esportazioni pari a 1.109 GWh¹⁰. Rispetto al 2004 il saldo estero è aumentato del 7,7%, attestandosi su valori in ogni caso inferiori a quelli registrati nel 2003 di circa 1.800 GWh. Tale aumento inverte il trend verificatosi negli ultimi due anni, nei quali si era registrata una riduzione dell'import dopo diversi anni di crescita continua. Il saldo estero ha garantito nel 2005 la copertura del 14,9% del fabbisogno nazionale di energia elettrica, contro il 14% dell'anno precedente. Le importazioni dalla Svizzera sono aumentate del 27% circa rispetto l'anno precedente, mentre quelle dalla Francia si sono ridotte del 15%. Da evidenziare è anche il forte aumento delle importazioni dalla Slovenia, cresciute di circa 1.800 GWh e, specularmente, la

⁹ AEEG, "Dati Statistici del settore elettrico", 2006.

¹⁰ Per le importazioni vengono riportati i dati fino al 2005 perché quelli del 2006 risultano ancora dati parziali.

forte riduzione di quelle dalla Grecia, che si sono sostanzialmente dimezzate nel corso dell'anno¹¹

Buona parte di questa energia (in particolare gran parte di quella "francese") viene prodotta con centrali nucleari. L'importazione notturna è percentualmente molto più importante di quella diurna proprio a causa della natura della produzione elettrica con questo tipo di centrali che funzionano al meglio in regime costante e quindi l'energia prodotta durante la notte è praticamente "svenduta" a basso costo. Ciò consente di fermare in Italia durante la notte le centrali meno efficienti e di attivare le stazioni di pompaggio idriche che poi possono rilasciare nuovamente energia durante il giorno. Questo meccanismo ha reso conveniente l'importazione di energia dall'estero¹².

1.2.2 La produzione di energia per aree

Scomponendo la produzione per tre macroaree: Italia Settentrionale, Italia Centrale e Italia Meridionale e Insulare, si può evidenziare come la l'Italia Settentrionale sia il maggior produttore di energia con 155.459 GWh nel 2005 che, in termini percentuali rappresentano oltre il 50% dell'energia prodotta in Italia. Alla parte settentrionale del Paese fa seguito l'Italia Meridionale e Insulare che, con 94.512 GWh prodotti nel 2005, rappresenta il 31,12 % dell'energia prodotta in Italia. Mentre il restante 17,68% è prodotto in Italia Centrale (53.741 GWh lordi di energia prodotta).

¹¹ AEEG, "Relazione Annuale sullo Stato dei Servizi e sull'Attività Svolta"- *Struttura, prezzi e qualità nel settore elettrico*, 2006.

¹² Enea, "Risparmio energetico e energie rinnovabili", 2004.

Figura 5 Produzione di energia elettrica lorda per macroregione, anno 2005.

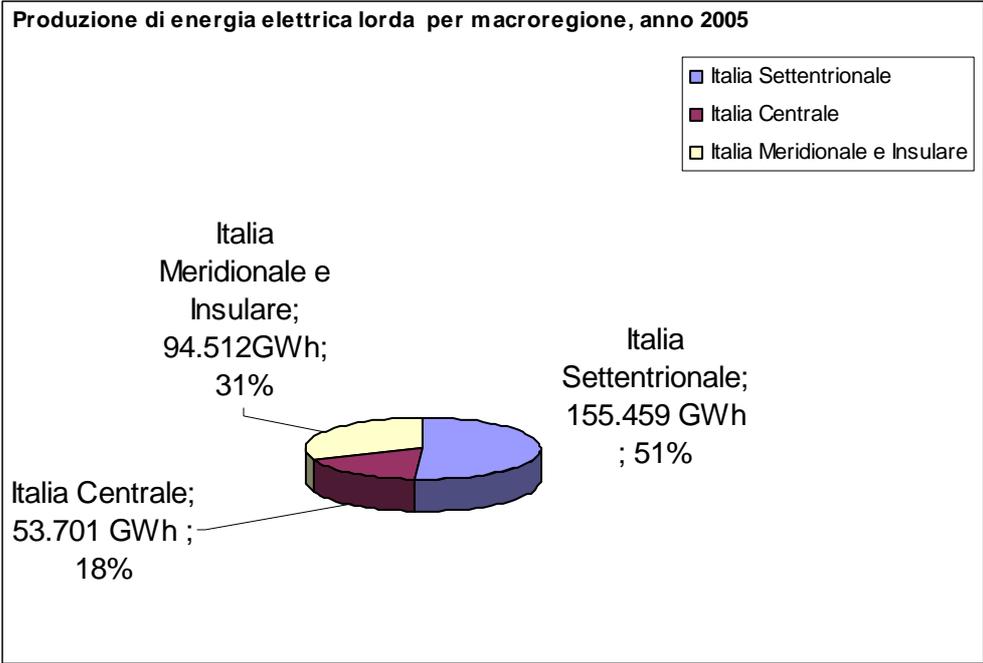


Tabella 5 Produzione lorda di energia elettrica per macroregioni, anno 2005.

GWh	2005	Percentuale
Italia Settentrionale	155.459	51,19%
Italia Centrale	53.701	17,68%
Italia Meridionale e Insulare	94.512	31,12%
ITALIA	303.672	
Produzione netta di energia elettrica per macroregione 2005		
	2005	Percentuale
Italia Settentrionale	149.959	51,60%
Italia Centrale	51.427	17,70%
Italia Meridionale e Insulare	89.221	30,70%
ITALIA	290.608	

Fonte: Elaborazione propria su dati Terna.

Se confrontiamo i dati con l'anno precedente, nonostante una produzione lorda rimasta pressoché invariata, sono abbastanza significative le differenze in termini di crescita e di diminuzione della produzione tra le tre macroregioni.

L'Italia Meridionale e Insulare distacca, infatti, per una crescita di 2,4 punti percentuali, passando da una produzione lorda di 92.287 GWh del 2004 a 94.512 GWh del 2005. Una crescita significativa è fatta registrare anche dall'Italia Centrale che passa dai 52.701 GWh del 2004 ai 53.701 GWh del 2005. Alle crescite delle due macroregioni di cui sopra fa da contraltare il decremento produttivo dell'Italia Settentrionale che perde, nello stesso periodo di riferimento l'1,8% di produzione energetica lorda, assestandosi nel 2005 a 155.459 di produzione energetica lorda, a fronte dei 158.333 GWh del 2004 (si vedano le tab. 6 e 7).

Tabella 6 Produzione lorda e netta per macroregioni, anni 2004-2005.

GWh	Lorda		Var %
	Totale		
	2004	2005	
Italia Settentrionale	158.333	155.459	-1,8%
Italia Centrale	52.701	53.701	1,9%
Italia Meridionale e Insulare	92.287	94.512	2,4%
ITALIA	303.321	303.672	0,1%
	Netta		Var %
	Totale		
	2004	2005	
Italia Settentrionale	152.480	149.959	-1,7%
Italia Centrale	50.473	51.427	1,9%
Italia Meridionale e Insulare	87.070	89.221	2,5%
ITALIA	290.023	290.608	0,2%

Fonte: Elaborazione propria su dati Terna

Tabella 7 Produzione di energia da produttori e autoproduttori per macroregioni, anni 2004-2005.

GWh	Lorda					
	Produttori		Autoproduttori		Totale	
	2004	2005	2004	2005	2004	2005
Italia Settentrionale	148.017	144.891	10.316	10.568	158.333	155.459
Italia Centrale	50.556	51.416	2.145	2.285	52.701	53.701
Italia Meridionale e Insulare	85.709	87.575	6.578	6.937	92.287	94.512
ITALIA	284.282	283.882	19.039	19.790	303.321	303.672
	Netta					
	Produttori		Autoproduttori		Totale	
	2004	2005	2004	2005	2004	2005
Italia Settentrionale	142.558	139.796	9.922	10.164	152.480	149.959
Italia Centrale	48.396	49.230	2.076	2.197	50.473	51.427
Italia Meridionale e Insulare	80.911	82.851	6.159	6.371	87.070	89.221
ITALIA	271.866	271.876	18.157	18.732	290.023	290.608

Fonte: Elaborazione propria su dati Terna

1.2.3 La rete elettrica italiana

Il Gestore della rete elettrica nazionale¹³ ha suddiviso la rete¹⁴ in 6 *zone geografiche*¹⁵ (**Nord, Centro-Nord, Centro, Sud, Sicilia e Sardegna**), cioè porzioni di rete per le quali esistono per ragioni di sicurezza, limiti fisici di scambio con le altre zone geografiche; 6 zone estere, chiamate *zone virtuali*¹⁶ (**Francia, Svizzera, Austria, Slovenia, Corsica e Grecia**), cioè punti di interconnessione con l'estero, e diversi *Poli di Produzione Limitata*, cioè zone costituite da sole unità di produzione, la cui capacità di interconnessione con la rete è inferiore alla potenza installata delle unità stesse. Fra i nodi della rete interni a una stessa zona non vi sono, invece, sostanziali vincoli alla trasmissione di energia elettrica¹⁷.

¹³ Il Gestore della rete elettrica nazionale e le altre figure verranno ampiamente discusse nel successivo capitolo

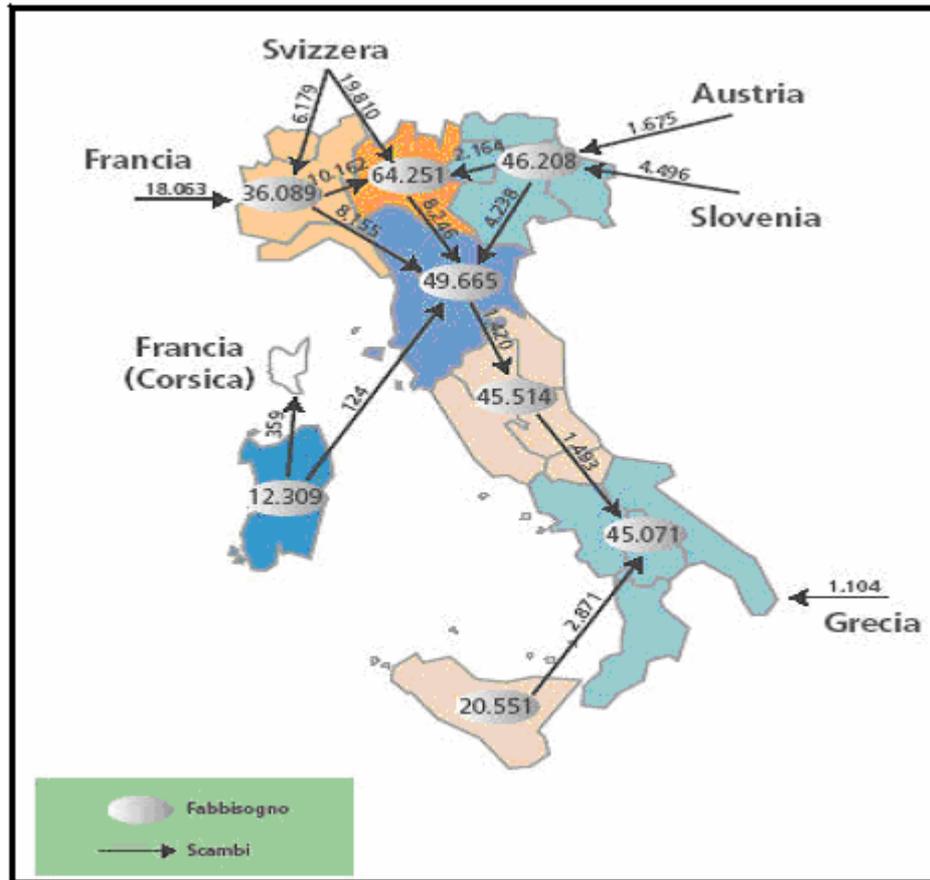
¹⁴ Art. 22 del Testo Integrato della Disciplina del Mercato Elettrico.

¹⁵ Art. 2, comma 1, lettera uuu) del Testo Integrato della Disciplina del Mercato Elettrico.

¹⁶ Art. 2, comma 1, lettera vv) del Testo Integrato della Disciplina del Mercato Elettrico.

¹⁷ Zorzoli G.B., *Il mercato elettrico. Dal monopolio alla concorrenza*, pag.137.,(2005), pag.137.

Figura 6 Rappresentazione delle zone geografiche e virtuali della rete di trasmissione nazionale (2005)



Fonte: GRTN

Le zone geografiche e virtuali sono aggregazioni di punti di offerta, che coincidono essenzialmente con i singoli impianti di produzione dell'elettricità (*punti di immissione*) e con i singoli *punti di prelievo* (es. grandi stabilimenti industriali energetici) oppure con loro aggregazioni nel caso di prelievi più distribuiti. Essi rappresentano il dettaglio cui si deve spingere l'attività di programmazione giornaliera, con la definizione, per ciascun punto, dell'offerta di produzione se di immissione, di consumo se di prelievo¹⁸.

¹⁸ Ibidem.

Per ciascun punto di offerta è individuato un utente di dispacciamento, che ha la responsabilità di eseguire gli ordini di bilanciamento impartiti dal gestore della rete durante la gestione in tempo reale della stessa¹⁹.

1.2.4 Principali produttori e localizzazione geografica degli impianti

Circa quattro quinti della produzione nazionale di energia elettrica provengono da impianti che fanno capo a 6 gruppi industriali: **ENEL**, **EDISON**, **EDIPOWER**²⁰, **ENDESA ITALIA**²¹, **GRUPPO ENI** e **TIRRENOPOWER**²². In particolare, nel 2005, ENEL, attraverso le due società controllate ENEL Produzione ed ENEL Green Power, ha contribuito al 39% della produzione nazionale netta ; il secondo produttore è risultato *Edison* che ha prodotto il 11,6% dell'energia netta; seguono *Gruppo Eni* 9%, *Endesa Italia* 8,2%, *Edipower*, 8% e *Tirreno Power*, 3,8%. I dati rappresentati in *fig.7* includono la generazione di energia effettuata in regime di convenzione Cip 6 e ogni altro ritiro obbligato da parte del Grtn²³, nonché l'eventuale autoproduzione.

¹⁹ Art. 23 del Testo Integrato della Disciplina del Mercato Elettrico.

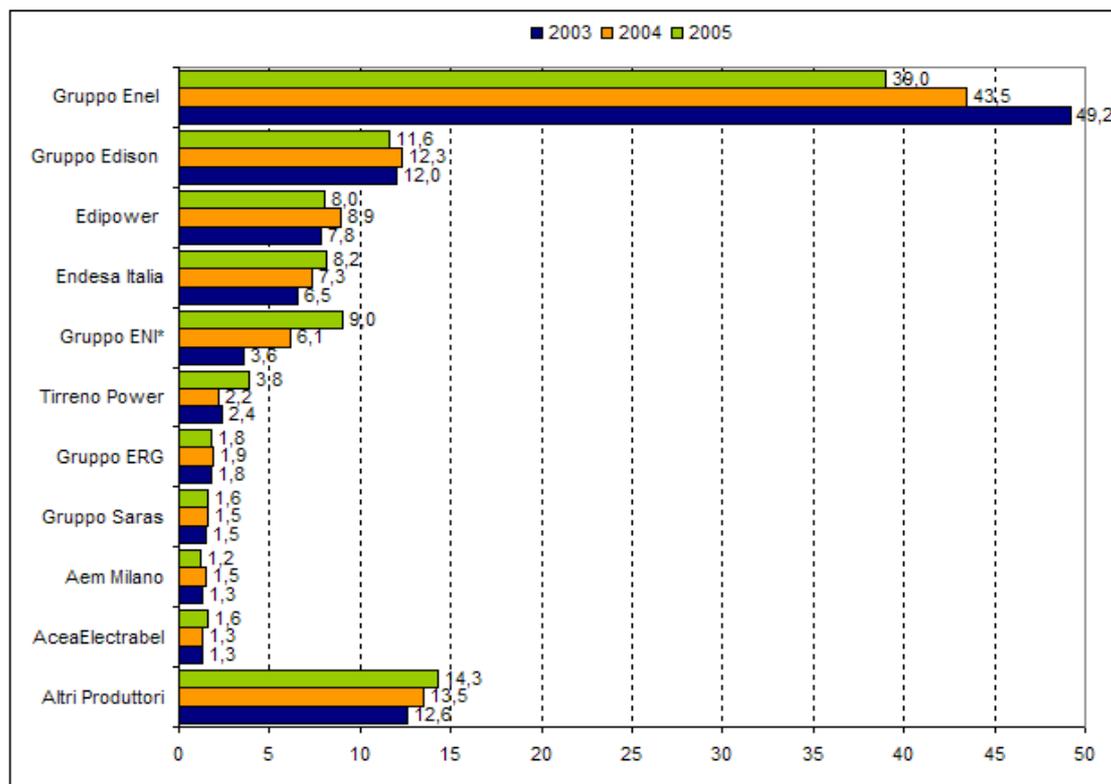
²⁰ NewCo creata da Edison (40%), AEM Milano (13,4%), AEM Torino (13,3%) e Atel (13,3%), cui partecipano anche Unicredito (10%), Interbanca (5%) e Royal Bank of Scotland (5%).

²¹ NewCo creata da Endesa (51%), Santander Central Hispano (34%) e Asm Brescia (15%).

²² 35% Electrabel, 15% Acea, 31% Energia, 5,5% Hera, 5,5% AMGA, 4% MPS e 4% BNL.

²³ Ai sensi dell'art. 3, comma 12 del d.lgs. 79/99 "...Il gestore ritira altresì l'energia elettrica di cui al comma 3 dell'articolo 22 della legge 9 gennaio 1991, n. 9, offerta dai produttori a prezzi determinati dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas in applicazione del criterio del costo evitato...".

Figura 7 Contributo dei principali operatori alla produzione lorda di energia



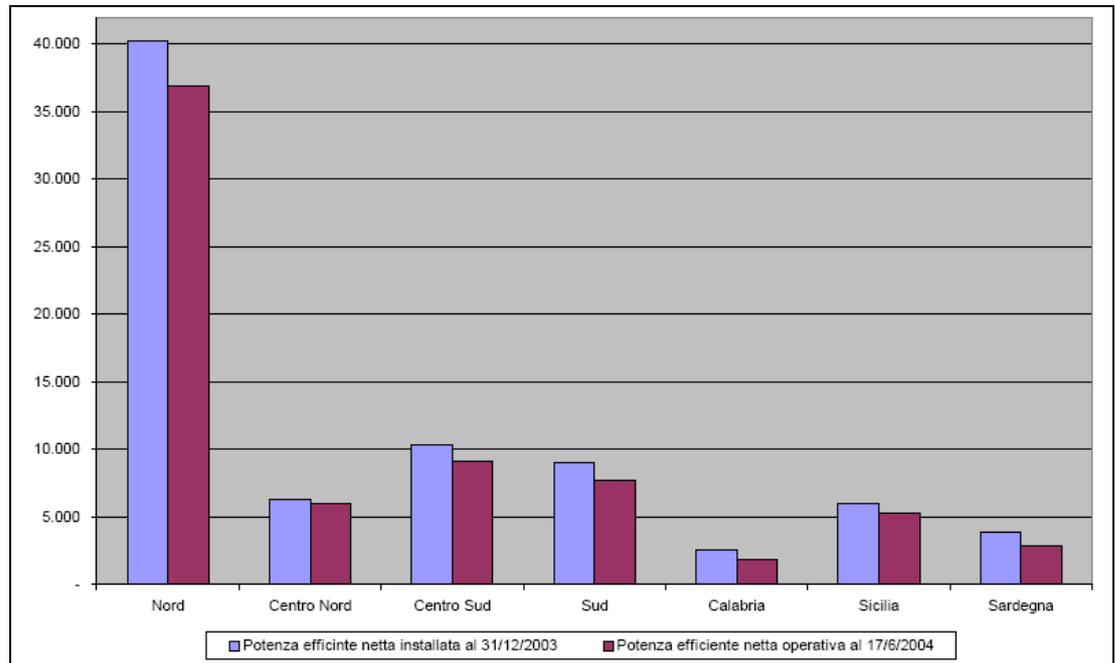
Fonte: Elaborazione AEEG su dati forniti dagli operatori

Con riferimento alla localizzazione geografica degli impianti, la figura 8 contiene la ripartizione della potenza efficiente netta suddivisa per zone, includendo i cosiddetti “poli di produzione limitata”²⁴. Anche questa ripartizione appare particolarmente squilibrata: l’analisi evidenzia che nella zona Nord del Paese è ubicata poco più della metà della capacità disponibile (53%); segue il Centro-Sud con il 13%, il Sud con l’11% ed il Centro-Nord con l’8,6%. Chiudono la graduatoria le isole (7,5% per la Sicilia e 4,1% per la Sardegna) e la Calabria (2,6%)²⁵.

²⁴ I **poli di produzione limitata** rappresentano l’insieme di unità di produzione connesse ad una porzione della RTN senza punti di prelievo, la cui produzione massima esportabile verso la restante parte della RTN è inferiore alla produzione massima possibile a causa di insufficiente capacità di trasporto. Art. 2, comma 1, lettera qq) del Testo Integrato della Disciplina del Mercato Elettrico.

²⁵ Fonte: AEEG - AGCM, “Indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione dei settori dell’energia elettrica e del gas naturale” (2005).

Figura 8. Ripartizione della potenza efficiente netta per macroregioni. Anni 2003-2004



Fonte: elaborazione AEEG su dati GRTN

ENEL è l'unico operatore che presenta una capillare presenza nelle varie aree del Paese: il 45% del suo parco generazione (misurato sulla potenza efficiente netta) è localizzato nel Nord, il 7% in Sicilia e Calabria, il 3% in Sardegna ed il 45% sul restante territorio nazionale. Gli altri principali operatori presentano ripartizioni più squilibrate, con percentuali elevatissime dei propri impianti localizzate al Nord. ENEL possiede il 47,3% della potenza efficiente netta installata al Nord del Paese (rispetto al 13,4 % di EDIPOWER, al 7,7% di ENDESA, al 5,8% di ENIPOWER e al 5% di EDISON). La quota di ENEL nella macro regione Sicilia e Calabria²⁶ è intorno

²⁶ Le **macro zone** sono aggregazioni di zone geografiche e/o virtuali definite convenzionalmente ai fini della produzione di indici statistici del mercato e caratterizzate da una bassa frequenza di separazioni e da un omogeneo andamento dei prezzi di vendita. Dal 1/4/2004 al 31/12/2005: le macro zone erano: NORD (comprendente le zone Nord, Monfalcone, Turbigo), CENTRO SUD (comprendente le zone Centro Nord, Centro Sud, Sud, Piombino, Rossano, Brindisi), SICILIA (comprendente le zone Calabria, Sicilia e Priolo) e SARDEGNA (comprendente), la zona Sardegna. Dal 1/1/2006: le macro zone sono: NORD (comprendente le zone Nord, Monfalcone, Turbigo), SICILIA (comprendente le zone Sicilia e

al 52% (rispetto al 22,2% di EDIPOWER e al 4,1 % di ENDESA); in Sardegna, la quota di ENEL è pari al 38,9% (rispetto al 30,8% di ENDESA). Nel restante territorio (centro nord, centro, sud peninsulare), ENEL dispone di ben il 71,9% della potenza efficiente netta installata, rispetto a quote dei concorrenti molto basse e comprese tra il 4% e l'1%²⁷.

I dati sulla ripartizione geografica e per tipologia degli impianti, tenuto conto che tre dei principali operatori concorrenti di ENEL (EDIPOWER, ENDESA e TIRRENO POWER) provengono da società che sino a qualche anno fa rientravano nel perimetro societario dell'ex monopolista, indicano che il processo di dismissione delle società di produzione (c.d. Genco) attivato dal decreto di liberalizzazione del settore (D.lgs. n. 79/99) non ha ancora portato ai risultati auspicati nella direzione di creazione di concorrenti effettivi di ENEL²⁸.

1.2.5 La suddivisione del parco generazionale

Il parco generazionale di energia si suddivide a secondo del rapporto tra costi fissi e variabili²⁹ degli impianti per produrre energia in:

- Impianti baseload;
- Impianti mid merit;
- Impianti di punta.

Priolo) e SARDEGNA (comprendente la zona Sardegna) , CENTRO SUD (comprendente le rimanenti zone).

²⁷ Elaborazione AEEG su dati Grtn, Registro delle Unità di produzione.

²⁸ AEEG, *“Indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e del gas naturale”* op.cit.

²⁹ Ibidem

Gli impianti baseload sono gli impianti che presentano un basso rapporto tra costi variabili e costi fissi e devono funzionare il più elevato numero di ore all'anno possibili per soddisfare la domanda di base. Generalmente sono rappresentati da impianti a ciclo combinato, impianti idroelettrici ad acqua fluente e, in generale, gli impianti da fonte rinnovabile non programmabile.

Gli impianti mid merit sono, invece, gli impianti destinati alla modulazione del carico della rete che operano per adeguare l'offerta di energia (assicurata dagli "impianti base") alla domanda della rete e che quindi, operano per un numero limitato di ore all'anno. Sono in linea di massima gli impianti termoelettrici convenzionali e gli impianti idroelettrici a bacino o a serbatoio.

Gli impianti di punta sono, infine, quegli impianti ad un elevato rapporto tra costi variabile e costi fissi e che sono destinati ad operare pochissime ore all'anno, in coincidenza dei picchi di domanda. Gli impianti di punta comprendono gli impianti turbogas e gli impianti idroelettrici a pompaggio.

Un parco generazionale ottimale, cioè un parco che minimizza i costi totali di generazione, dovrebbe avere un rapporto equilibrato tra classi di impianto identificate. In Italia il parco generazionale è composto da quasi la metà da impianti di mid-merit, dal 42 % da impianti baseload e del restante 9 % da impianti di punta.

Quello che distacca è la ripartizione del parco operatori per tipologia di impianto. Dalla tabella 8 si può evidenziare come i principali produttori tra cui il gruppo ENEL con ENEL produzione ed ENEL Green power ed il gruppo Endesa si caratterizzano per impianti di produzione in cui è prevalente la presenza di impianti di tipo mid-merit e di punta. Mentre il gruppo Edison, la cui maggioranza di impianti è sotto incentivazione, presenta una prevalenza di impianti di tipo baseload. Se analizziamo, invece, la

ripartizione di potenza tra i vari operatori distacca il fatto che l'ENEL, oltre a rappresentare il maggiore produttore italiano, detiene poco meno della metà degli impianti baseload, oltre i due terzi degli impianti di mid-merit e la quasi totalità degli impianti di punta.

Tabella 8

Potenza efficiente netta operativa per tipologia di utilizzo degli impianti e per utente di dispacciamento. Anno 2004				
	Tipologia di impianto			Totale
	Base load	Mid Merit	Punta	
ENEL Produzione e ENEL GREEN POWER	33,4%	51,4%	15,2%	100,0%
ENDESA ITALIA S.P.A.	40,0%	57,0%	3,0%	100,0%
EDISON TRADING S.P.A.	55,2%	44,8%	0,0%	100,0%
EDIPOWER S.P.A.	35,2%	64,8%	0,0%	100,0%
TIRRENO POWER	58,3%	41,7%	0,0%	100,0%
ACEAELECTRABEL TRAD	51,6%	16,1%	32,3%	100,0%
GRTN	92,2%	7,8%	0,0%	100,0%
Altri produttori	49,2%	50,8%	0,0%	100,0%
Totale produttori (esclusi autoproduttori)	42,5%	48,2%	9,3%	100,0%

La ripartizione, che ai fini della ottimizzazione dei costi totali di generazione dovrebbe presentarsi con un bilanciamento ottimale tra le diverse tipologie di parchi generazionali e con una distribuzione omogenea degli stessi tra i diversi operatori, non appare uniforme.

Tabella 9 Ripartizione percentuale per tipologia di impianti

Ripartizione percentuale di tipologia di impianti del Parco nazionale. Anno 2004				
	Tipologia di impianto			Totale
	Base load	Mid Merit	Punta	
ENEL Produzione e ENEL GREEN POWER	46,3%	62,8%	95,9%	58,9%
ENDESA ITALIA S.P.A.	7,0%	8,8%	2,4%	10,3%
EDISON TRADING S.P.A.	4,5%	3,2%	0,0%	3,5%
EDIPOWER S.P.A.	8,5%	13,8%	0,0%	10,3%
TIRRENO POWER	2,8%	1,7%	0,0%	2,0%
ACEAELECTRABEL TRAD	0,6%	0,2%	1,7%	0,5%
GRTN	21,9%	1,6%	0,0%	10,1%
Altri produttori	8,4%	7,9%	0,0%	4,4%
Totale produttori (esclusi autoproduttori)	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Fonte. Elaborazione propria su dati AEEG

Da tale difformità scaturiscono possibili rendite di posizione che, come si avrà modo di spiegare dettagliatamente nei capitoli successivi, incidono profondamente sul prezzo dell'energia.

1.2.6 Scenari evolutivi del parco elettrico nazionale.

Secondo le stime effettuate dal Grtn³⁰, si prevede un incremento della domanda elettrica, nel periodo 2005-2014 ad un tasso medio annuo di crescita del 3,0%. La crescita dell'intensità elettrica (espressa come rapporto tra domanda elettrica e Prodotto Interno Lordo) sottostante a queste proiezioni dovrebbe collocarsi sul trend dell'1,2%, dopo il significativo aggiustamento del 2004.

Per far fronte al previsto aumento della domanda elettrica nel periodo di riferimento precedentemente considerato hanno reso indispensabile l'avvio di due azioni parallele da parte degli operatori del settore, in considerazione anche delle caratteristiche del parco di produzione attuale.

³⁰ Ministero attività produttive, *Scenari tendenziali dei consumi e dei fabbisogni*, 2005

La prima riguarda l'ammodernamento degli impianti esistenti, specie di quelli del Sud. Un ammodernamento in linea con le altre zone del Paese.

Nell'ultimo triennio la Calabria e le zone del Centro hanno registrato i tassi di crescita più elevati mentre la con la conversione delle centrali obsolete ad olio combustibile e gas in centrali a ciclo combinato a gas, caratterizzate da rendimenti superiori al 50%, o a carbone, la seconda di costruzione di nuove centrali soprattutto a ciclo combinato alimentate a gas.

Sulla base dei dati forniti dal Ministero delle attività produttive, nel periodo 2000-2014, sono state rilasciate autorizzazioni per una capacità complessiva superiore ai 20.000 MW di potenza installata. Il dato diventa molto significativo se si considera che il 40% delle nuove autorizzazioni si concentra nel Nord del paese che, come noto, detiene già il 53% della potenza efficiente installata.

Quasi un terzo dell'aumento di capacità disponibile sarà a disposizione degli impianti dell'ex perimetro dell'ENEL, ossia degli impianti confluiti nelle tre GENCO.

Se l'analisi si restringe al triennio 2004-2007, l'incremento di capacità disponibile riguarderà l'entrata in funzione degli impianti a ciclo combinato che se da un lato, grazie alle loro caratteristiche tecnico-economiche, permettono di migliorare l'efficienza del parco installato, con un conseguente miglioramento dei costi di produzione e dei prezzi all'ingrosso, dall'altro trattandosi di impianti prevalentemente di base, concorrono ad accentuare lo squilibrio esistente tra potenza di base e potenza di punta.

Come sottolineato nell'indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e il gas "passando dal livello nazionale al livello zonale, il Grtn ha tuttavia recentemente sottolineato come la nuova capacità, che entrerà in esercizio nei

prossimi anni, sia concentrata nelle zone già oggi eccedentarie (Nord in particolare) e come, quindi, in presenza di congestioni di rete, l'ingresso dei nuovi impianti potrebbe non coprire adeguatamente la crescita del fabbisogno nelle zone deficitarie (Centro e Sud d'Italia). In questo caso, appare necessario ipotizzare politiche di investimento nella rete di trasmissione al fine di consentire maggiori scambi di energia tra zone rispetto alle attuali possibilità".³¹

³¹ Indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e il gas pag. 9. op. cit.

CAPITOLO 2

IL NUOVO QUADRO NORMATIVO E NASCITA DELLA BORSA ELETTRICA

2.1. Il recepimento della Direttiva 92/96/CE

La direttiva europea concernente norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica è il frutto di un lungo lavoro iniziato dalla Commissione europea nel 1988³². Il risultato atteso è stato quello di stabilire dei principi di base per la tutela del consumatore e secondo le intenzioni del legislatore la tutela del consumatore si attua in primo luogo grazie ad un mercato di tipo concorrenziale. A seguito di tale affermazione la Commissione ha ritenuto che l'intervento statale dovesse limitarsi alla regolamentazione e al controllo sulle tariffe, e che la libertà commerciale fosse vantaggiosa sia per le imprese che per i consumatori. Lo scopo ultimo è la creazione di un mercato unico dell'elettricità, passando attraverso la liberalizzazione degli scambi e la libertà delle iniziative delle imprese. Imprescindibile è, però la considerazione che l'energia elettrica non è un bene scambiabile come tutti gli altri e che, a causa delle sue accennate peculiarità, la sua esportazione è giustificata solo in presenza di un costante vantaggio nei costi di produzione tale da compensare i costi di trasmissione e le relative perdite. Per ovvie ragioni, che si avrà modo di spiegare dettagliatamente lungo l'intero lavoro della tesi, la Direttiva più che mirare ad una puntuale sistematizzazione del settore energetico europeo, punta a stimolare la liberalizzazione interna dei mercati elettrici, poiché difficilmente si

³² Saraceno P., *La liberalizzazione nei settori energetici*, Osservatorio per l'energia per AIGET, 2006

possono raggiungere le condizioni per rendere economicamente vantaggiosa un'attività d'importazione/esportazione di energia³³.

Il risultato di un simile approccio, frutto anche di una lunga opera di compromesso tra i vari Stati membri, ha portato alla previsione di diversi modelli organizzativi cui gli stessi Stati possono ricorrere per organizzare i propri mercati. Nonostante questo, per i noti motivi di messa in sicurezza del sistema è previsto e riconosciuto, comunque, un regime di monopolio per il gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN), "responsabile della gestione, manutenzione e, se necessario, dello sviluppo della rete di trasmissione"³⁴, nonché del dispacciamento e della gestione dei flussi. Nulla è però detto riguardo al numero dei gestori, né alla proprietà della rete, se cioè debba appartenere al gestore o se ad esso sia affidata solo la gestione.

Libera scelta è lasciata ad ogni Paese sul tipo di dispacciamento. È data la preferenza al "dispacciamento economico", cioè basato sul merit order³⁵ di costo, che permette di conseguire le economie di coordinamento tali da raggiungere un equilibrio domanda-offerta ai minimi costi; ma è altresì contemplato il "dispacciamento bilaterale", che seleziona gli impianti chiamati a produrre in base ai contratti di vendita con gli acquirenti. È, infine, data la possibilità ad ogni singolo Stato di "imporre al gestore della rete che effettua il dispacciamento degli impianti di generazione l'obbligo di dare la precedenza agli impianti di generazione che impiegano fonti di energia rinnovabile o rifiuti primari"³⁶ o che sono "alimentati con fonti nazionali di energia combustibile primaria"³⁷, in misura non superiore al 15% dell'energia prodotta nell'anno precedente.

³³ Il caso italiano, in questo senso, è un'anomalia dato che l'importazione di energia elettrica soddisfa ancora oggi una grossa fetta di domanda interna (circa il 15 % del fabbisogno complessivo di energia). Per una trattazione approfondita si rinvia al *cap. 3. par 2.1.*

³⁴ Direttiva 96/92/CE, art. 7, comma 1.

³⁵ Per un esame approfondito si rinvia al *cap. 4.*

³⁶ Direttiva 96/92/CE, art. 8, comma 3.

³⁷ Direttiva 96/92/CE, art. 8, comma 4.

Le possibili forme organizzative dell'industria elettrica, tra cui gli Stati Membri possono scegliere, sono pertanto:

- la completa liberalizzazione;
- la parziale liberalizzazione, senza obblighi di servizio pubblico;
- la parziale liberalizzazione, con una parte del mercato sottoposta all'obbligo di fornitura-acquisto.

Infine, sono presenti alcune indicazioni vincolanti finalizzate all'ottenimento di una buona liberalizzazione interna ed al raggiungimento di una minimale uniformità tra le scelte effettuate dai diversi Stati Membri. Infatti, questi, "per la costruzione di nuovi impianti, possono scegliere tra un sistema di autorizzazioni e/o una procedura di gara d'appalto svolte secondo criteri obiettivi, trasparenti e non discriminatori"³⁸, "prendono le misure necessarie per assicurare un'apertura dei loro mercati dell'energia elettrica almeno fino ad un livello significativo"³⁹, garantiscono libertà d'accesso alla rete e obbligano le imprese verticalmente integrate a tenere "nella loro contabilità interna, conti separati per le loro attività di generazione, trasmissione e distribuzione, conti consolidati per le attività non elettriche, uno stato patrimoniale ed un conto economico distinto per ogni attività"⁴⁰.

³⁸ Direttiva 96/92/CE, art. 4.

³⁹ Direttiva 96/92/CE, art. 19, comma 1.

⁴⁰ Direttiva 96/92/CE, art. 14, comma 3.

2.2. Il Decreto Bersani sulla liberalizzazione del mercato dell'energia

La liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica si è realizzata in Italia per effetto del decreto legislativo del 16 marzo 1999 n. 79, che recepisce la direttiva n. 96/92/CE del 19 dicembre 1996, concernente norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica. Direttiva, a sua volta, abrogata dalla successiva Direttiva 2003/54/CE in vigore dal 1° luglio 2004, che ha apportato importanti revisioni all'impianto normativo precedente.

Nota come decreto Bersani, il decreto legislativo n. 79/99, al fine di favorire la crescita di un regime di concorrenza, si mosse su diversi fronti, liberalizzando da un lato le attività di produzione, importazione, esportazione, acquisto e vendita di energia elettrica, e accentrando verso un'unica figura le attività di trasmissione e dispacciamento, che vennero attribuite, in una prima fase, in concessione al Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN) e successivamente, attraverso il DPCM del 11/05/2004, che ha provveduto all'unificazione tra proprietà e gestione della Rete di trasmissione nazionale, alla società Terna.

Per trasmissione s'intende l'attività di trasporto e trasformazione dell'energia elettrica sulla rete interconnessa ad alta tensione, mentre dispacciamento è l'attività diretta ad impartire disposizioni per l'utilizzazione e l'esercizio coordinato degli impianti di produzione, della rete di trasmissione e dei servizi ausiliari. L'impianto normativo del Decreto Bersani aveva previsto, ai fini della messa in sicurezza del sistema, che il GRTN (in seguito sostituito nelle sue funzioni da Terna) provvedesse a connettere alla rete di trasmissione nazionale tutti i soggetti che ne facciano richiesta, nel rispetto di determinate regole tecniche e di condizioni tecnico-economiche di accesso e di

interconnessione fissate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas. Inoltre, era lo stesso GRTN a fornire ai soggetti responsabili d'ogni altra rete dell'Unione Europea interconnessa con la rete di trasmissione nazionale le informazioni necessarie per garantire il funzionamento sicuro ed efficiente, lo sviluppo coordinato e l'interoperabilità delle reti interconnesse. Mentre l'attività di distribuzione, che ricordiamo è il trasporto e la trasformazione di energia elettrica su reti di distribuzione a media e bassa tensione per le consegne ai clienti finali, poteva essere svolta da imprese che operano sulla base di concessioni rilasciate dallo Stato. Infine, l'attività di vendita dell'energia elettrica, poteva essere esercitata dai cosiddetti clienti grossisti, che potevano acquistare e vendere energia elettrica senza esercitare attività di produzione, trasmissione e distribuzione. Il decreto Bersani aveva inoltre, individuato la figura del cliente idoneo come la persona fisica o giuridica che aveva la capacità, di stipulare contratti di fornitura con qualsiasi produttore, distributore o grossista sia in Italia sia all'estero, con riferimento a soglie di consumo, inizialmente fissate in 30 GWh/anno, poi ridotte a 20 (dal 1° gennaio 2000), a 9 (dal 1° gennaio 2002). A decorrere dal 1° luglio 2004 è cliente idoneo ogni cliente finale non domestico. Dal 1° luglio 2007 è divenuto cliente idoneo ogni cliente finale, realizzandosi così la liberalizzazione completa del settore. Poiché di fatto il mercato (o filiera) elettrico nelle sue diverse componenti (generazione o produzione, trasmissione, dispacciamento, distribuzione e vendita di energia elettrica) era concentrato in un solo operatore integrato, l'ENEL che curava ogni fase del settore elettrico, il decreto ha disposto secondo opportune norme la separazione, societaria e proprietaria a seconda dei casi, di ciascuna di queste fasi regolandole opportunamente in modo da ottenere in ogni fase le migliori condizioni per ottenere la realizzazione di una effettiva

apertura del mercato. Inoltre tale decreto istituisce particolari soggetti a carattere pubblico che hanno il compito di ottimizzare il funzionamento del mercato.

Relativamente alla generazione di energia elettrica il decreto ha agito secondo due punti:

- ha imposto una soglia percentuale alla produzione di energia elettrica dell'ENEL pari al 50% dell'energia prodotta in Italia;
- ha imposto all'ex operatore monopolista la vendita di una capacità di produzione ad altri soggetti in modo da creare altri operatori elettrici;

In aggiunta a questo è stato reso possibile l'ingresso nel mercato della generazione elettrica di altri operatori che di fatto potevano, seguendo un opportuno iter autorizzativo, realizzare le loro centrali elettriche per rendere così tale settore della filiera elettrica un settore concorrenziale o aperto a più operatori.

Il primo punto vuole di fatto realizzare lo "spazio" entro cui i nuovi operatori possono entrare nel settore, infatti il limite imposto all'ENEL garantisce a chiunque voglia operare nel settore che ci siano i margini per potersi riavere dell'investimento fatto riuscendo a vendere l'elettricità prodotta. Il secondo punto permette di realizzare il primo consentendo di fatto l'ingresso immediato di altri operatori nel nuovo mercato elettrico. Tale punto viene realizzato semplicemente tramite la creazione di tre società elettriche, denominate GenCo i.e. generation company, che hanno ciascuna un determinato numero di centrali elettriche fino a quel momento di proprietà dell'ENEL per una potenza complessiva di almeno 15.000 MW. Le tre società erano:

- GenCo 1 - Eurogen con una potenza totale degli impianti pari a 7.000 MW;

- GenCo 2 - Elettrogen con una potenza totale degli impianti pari a 5.500 MW;
- GenCo 3 - Interpower con una potenza totale degli impianti pari a 2.600 MW.

Queste tre società sono state messe in vendita secondo opportune modalità a partire dal 2000 garantendo la riduzione della capacità produttiva dell'operatore dominante e la nascita di operatori concorrenti.

La Genco 1, Eurogen, è stata acquistata nel maggio 2002 da un gruppo di investitori che hanno conferito tale capacità produttiva alla società Edipower S.p.A. La GenCo 2 è andata nel settembre 2001 ad un consorzio formato dalla società spagnola Endesa e dalla municipalizzata di Brescia ASM e da altri azionisti minori. La GenCo 3, Interpower, è stata acquistata nel novembre 2002 da una società formata da Acea, la società belga Electrabel e da altri investitori italiani che hanno quote di minoranza.

Occorre ricordare che all'apertura del mercato elettrico oltre all'ENEL e a soggetti investitori privati il mercato vide anche l'ingresso delle municipalizzate di alcune grandi città italiane come Milano, Roma e Torino che dotate di propria capacità di generazione poterono vendere la propria elettricità proprio come gli altri produttori.

L'elettricità prodotta nelle centrali elettriche va portata fino ai centri dove viene utilizzata, per fare questo esiste la trasmissione di energia elettrica che viene realizzata in alta, media e bassa tensione. Le prime due fasi rientrano nella cosiddetta trasmissione di energia elettrica mentre la terza modalità rientra in una successiva fase della filiera elettrica denominata distribuzione. Il decreto ha sancito che la rete dovesse essere gestita in regime di monopolio, questo perché la replicabilità della rete da parte dei vari produttori elettrici sarebbe

stata svantaggiosa economicamente, per questo ha disposto due azioni:

- creazione di una società che fosse proprietaria della concessione delle infrastrutture della rete, prima appartenenti all'ENEL;
- creazione di un ente pubblico denominato Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN) che avesse la gestione operativa di tale rete;

Al tempo stesso l'esistenza di una società terza che gestisse la rete ad alta tensione garantiva tutti i produttori di energia elettrica di godere ciascuno degli stessi trattamenti riguardo all'accesso alla rete.

Il 31 maggio 1999 secondo il decreto viene attuata una divisione societaria della rete di trasmissione nazionale posseduta dall'ENEL e nasce così una nuova società che gestisce esclusivamente tale tipo di infrastruttura denominata Terna. All'inizio l'ex monopolista controlla ancora la proprietà della rete dato che possiede la totalità delle azioni di questa nuova società, mentre la gestione operativa è affidata al GRTN che ha invece controllo pubblico. Terna diventerà pienamente indipendente a seguito della quotazione alla Borsa di Milano il 23 giugno 2004 del 50% del pacchetto azionario di Terna e con la successiva vendita da parte di ENEL di un'ulteriore 13,86% del capitale azionario in suo possesso di Terna ad investitori istituzionali. La piena indipendenza di Terna dall'ENEL ha fatto scomparire l'esigenza di una gestione terza della rete e di fatto le competenze del GRTN relative alla rete sono state riassorbite da Terna che di fatto è diventata concessionaria e gestore della rete. Dopo tale trasformazione, avvenuta nel 2005, il GRTN ha mutato il proprio compito diventando così Gestore Servizi Elettrici, GSE.

Assieme alla gestione della Trasmissione di Energia Elettrica a Terna viene affidata anche la funzione di Dispacciamento, ovvero la

gestione in tempo reale dei flussi di energia sulla rete elettrica in modo da garantire sempre l'uguaglianza tra energia immessa in rete e energia consumata, condizione irrinunciabile per il corretto funzionamento del sistema elettrico.

Dato che tale business è gestito attraverso un monopolio le tariffe che Terna impone per erogare il suo servizio sono determinate da norme emesse dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, AEEG.

La fase della distribuzione consiste nel trasporto e nella consegna (volendo usare un'analogia con beni materiali) dell'energia elettrica agli utenti a basse e medie tensioni. Il decreto ha conferito a tale fase la caratteristica di monopolio locale, i.e. relativamente ad un ambito geografico definito dal territorio di un comune esiste un solo distributore di energia elettrica che si occupa di svolgere tale servizio. In teoria qualsiasi società che ne possieda i requisiti potrebbe prendere tale servizio in concessione. Le tariffe di distribuzione sono determinate per legge. All'ENEL, alle municipalizzate e a tutte quelle società che oltre ad altri settori della filiera elettrica operano in questo settore è stato imposto di realizzare una divisione di tali proprie attività (unbundling societario) e conferirle ad un'apposita società (e.g. Enel Distribuzione).

Il decreto ha aperto questo settore della filiera elettrica in modo graduale utilizzando come discriminante il consumo annuale d'energia elettrica dei vari utenti. I clienti che consumavano (essenzialmente grosse utenze industriali come ad esempio acciaierie o cementifici) di più, sono stati i primi a poter scegliere da chi acquistare energia elettrica poi via via si è progressivamente allargata il mercato a clienti che via consumavano di meno. La prima soglia è stata quantificata in 30 GWh/anno, che dal 1 gennaio 2000 è stata ridotta a 20 GWh per arrivare a soli 9 GWh a partire dal 1 gennaio 2002. Dal 1 luglio 2004 tale fascia si è ulteriormente allargata

permettendo a tutti i possessori di Partite IVA di poter accedere al libero mercato. L'ultima barriera alla liberalizzazione è caduta il 1 luglio 2007 quando anche per le utenze domestiche è stato possibile acquistare energia elettrica sul libero mercato.

Nel tempo intercorso tra il 1 gennaio 2000 e il 1 luglio 2007 evidentemente gli utenti di energia elettrica in Italia sono stati divisi in due grossi gruppi, che ovviamente cambiavano di consistenza con il procedere delle liberalizzazioni: i clienti idonei, quelli che cioè potevano acquistare energia elettrica sul libero mercato e i clienti vincolati che invece si trovano nella stessa condizione precedente alla liberalizzazione. Tuttavia non essendoci più un monopolista è stato necessario istituire una figura, più precisamente un ente a controllo pubblico che si occupasse di fornire elettricità ai clienti vincolati acquistandola dalla pluralità di operatori che la producevano, tale figura si chiama Acquirente Unico (AU).

Il Decreto ha permesso che la vendita di energia elettrica si realizzi attraverso due modalità:

- Contratti bilaterali, realizzati direttamente tra il venditore e il compratore;
- Contrattazione nella Borsa Elettrica, realizzati tra il venditore e il compratore attraverso una piattaforma telematica;

Al fine di favorire l'utilizzo di fonti rinnovabili nella generazione elettrica il Decreto introduce l'obbligo per produttori e importatori di energia elettrica da fonti non rinnovabili di immettere ogni anno in rete una percentuale di tale energia pari al 2% dell'energia prodotta o importata nell'anno precedente per la parte eccedente i 100 GWh. Tale valore percentuale è suscettibile di un incremento annuale pari allo 0,35%.

2.2.1. La Direttiva 2003/54/CE

Come accennato nel paragrafo precedente, la Direttiva 96/92/CE del 19 dicembre 1996, venne abrogata dalla direttiva 2003/54/CE, con il fine di raggiungere obiettivi più efficaci ed efficienti nella strada della liberalizzazione e della difesa dei consumatori.

Diversi ed importanti sono i punti salienti ed innovativi che meritano di essere sottolineati. In primo luogo, la definizione dettagliata e specifica che gli stati membri possono imporre alle imprese che svolgono la loro attività sul proprio territorio. In particolare, la direttiva, impone:

- la sicurezza nell'approvvigionamento di energia;
- la regolarità e la qualità delle forniture;
- la tutela dell'ambiente attraverso programmi di efficienza energetica e protezione del territorio;
- la garanzia di tariffe trasparenti e non discriminatorie;
- la possibilità per i terzi di accedere alle reti secondo modalità e tariffe stabilite (nel caso italiano, tale compito viene affidato all'Autorità garante per l'Energia Elettrica e il Gas).

Rilevante è poi il servizio universale che gli SM devono garantire a tutti i clienti civili e, se ritengono, anche alle piccole imprese. Si tratta in altre parole della fornitura di energia a qualità e prezzi ragionevoli, comparabili e trasparenti, anche nelle zone territoriali isolate⁴¹.

Per tutelare i consumatori, sono poi previste una serie di misure che vincolano i fornitori alla trasparenza, alla buona e puntuale informazione, alla concorrenza (non sono ammesse spese per cambiare fornitore). E' previsto che nelle fatture i fornitori

⁴¹ Direttiva 2003/54/CE, art. 3, comma 3.

evidenzino, oltre a tutte le informazioni concernenti l'azienda e il contratto (tariffe, pluralità dei mezzi di pagamento, procedure per ricorsi, ecc.), anche specificazioni relative al mix di combustibili e fonti utilizzate dalle imprese fornitrici, nonché informazioni sull'impatto ambientale in termini di emissioni di CO₂ e di scorie radioattive⁴².

Per quanto riguarda la procedura di autorizzazione per nuovi impianti di generazione, è previsto che ogni SM si doti di regole improntate alla trasparenza e non discriminazione, e che vengano indette a tal fine gare o aste⁴³. E' poi stabilito che siano designati in ogni SM sia un gestore del sistema di trasmissione, sia i gestori dei sistemi di distribuzione⁴⁴. La direttiva 2003/54/CE individua alcuni compiti affidati a tali soggetti, i quali per garantire trasparenza ed accessibilità devono essere almeno giuridicamente separati dall'eventuale impresa integrata della quale facciano parte⁴⁵.

Inoltre, per la prima volta una direttiva sancisce l'obbligo per gli SM sia di garantire l'accesso dei terzi al sistema di trasmissione e distribuzione basandosi su tariffe pubblicate e non discriminatorie (abbandonando così l'accesso negoziato)⁴⁶, sia di designare uno o più organismi competenti ed indipendenti con la funzione di autorità di regolamentazione (AEEG in Italia) e con alcuni compiti minimali quali assicurare la non discriminazione, l'effettiva concorrenza e l'efficace funzionamento del mercato⁴⁷.

Le nuove normative fissano precise scadenze temporali entro le quali dovranno attuarsi le successive tappe del processo d'apertura concorrenziale⁴⁸:

⁴² Direttiva 2003/54/CE, art. 3, comma 6.

⁴³ Direttiva 2003/54/CE, art. 6, comma 1.

⁴⁴ Direttiva 2003/54/CE, artt. 8 e 13.

⁴⁵ Direttiva 2003/54/CE, artt. 10 e 15.

⁴⁶ Direttiva 2003/54/CE, art. 20, comma 1.

⁴⁷ Direttiva 2003/54/CE, art. 23, comma 1.

⁴⁸ Direttiva 2003/54/CE, art. 21, comma 1.

- tutti i clienti non domestici con partita IVA potranno acquistare liberamente energia sul mercato elettrico a partire dall'1 luglio 2004;
- l'apertura del mercato per gli utenti domestici avverrà l'1 luglio 2007⁴⁹.

Questa data rappresenta l'ultima tappa del processo di liberalizzazione della vendita al dettaglio di energia elettrica e segna l'ingresso delle famiglie nella categoria dei clienti cosiddetti "idonei". Si prevede che il numero dei clienti idonei aumenterà da poco più di 7 a circa 35 milioni, in una proporzione di uno a cinque: si tratta di un vero salto dimensionale nello spessore potenziale del mercato.

Tabella 10 Soglia di consumo per cliente

	Soglia di consumo	Quota di mercato
2000	> 20 GWh/y	25%
- singolo cliente o consorzi	> 1 GWh/y	
- singolo cliente o consorzi		
2002	> 9 GWh/y	40%
- singolo cliente o consorzi	> 1 GWh/y	
- singolo cliente o consorzi		
2003	> 0,1 GWh/y	circa 60%
- 29 aprile		
2004	tutti clienti non domestici	circa 75%
- 1 luglio		
dal 2007	nessuno	100%
- 1 luglio		

E' tuttavia importante sottolineare come l'apertura del mercato, ed il conseguente passaggio dal sistema amministrato alla concorrenza, debba essere opportunamente guidato perché possa dare i benefici

⁴⁹ Sul sito dell'Aeeg, www.autorità.energia.it, sono disponibili le nuove istruzioni per l'uso.

sperati. Da un lato, infatti, le caratteristiche tecniche dei mercati elettrici ne fanno mercati particolarmente complessi e molto volatili. La sostanziale impossibilità di immagazzinare energia elettrica e la necessità di un dispacciamento centralizzato a livello nazionale richiedono forme di coordinamento sofisticate e sistemi in grado di gestire quantità molto elevate di informazioni. I clienti finali, specialmente quelli di piccole dimensioni, fanno fatica a comprenderne le dinamiche e risultano, pertanto, particolarmente vulnerabili. D'altro canto, nella valutazione del processo di liberalizzazione non appare ragionevole attendersi che la completa apertura alla concorrenza della vendita al dettaglio possa portare nel breve termine a drastiche riduzioni dei prezzi. Non bisogna, infatti, dimenticare che, fatti salvi i costi commerciali, le condizioni di vendita applicate dal fornitore al proprio cliente non possono che riflettere i livelli di prezzo del connesso mercato all'ingrosso e che questo mercato è oggi scarsamente concorrenziale, con livelli di concentrazione ancora molto elevati⁵⁰.

2.3. I protagonisti del sistema

Una delle fasi cruciali di ogni processo di liberalizzazione, ed in particolare nel sistema energetico, è l'individuazione da parte delle autorità di regolazione del modello di organizzazione degli scambi e delle relative modalità di funzionamento.

I vincoli da rispettare sono sia di tipo normativo, dovuti alle scelte che il Legislatore ha fatto nel momento in cui ha provveduto a regolarizzare il sistema superando il regime di monopolio, e da vincoli di tipo tecnico, legati alle peculiari modalità del funzionamento del sistema.

Si è avuto modo di sottolineare come la particolarità del bene trattato e le caratteristiche del settore e, più precisamente, i

⁵⁰ Clò A., *Fatti e misfatti del deficit elettrico italiano*, Energia n. 3, 2003.

conseguenti vincoli ad essi associati svolgono un ruolo decisivo nella scelta del disegno normativo da parte del gestore.

Il nuovo modello organizzativo delineato da legislatore, ha previsto una serie di figure che di fatto regolano il settore. Tale figure, precedentemente accennato, definiscono in maniera piuttosto dettagliata l'architettura del sistema.

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas è un'autorità indipendente istituita con la Legge n. 481/95⁵¹ con funzioni di regolazione e di controllo dei settori dell'energia elettrica e del gas. I poteri di regolazione settoriale fanno riferimento alla determinazione delle tariffe, dei livelli di qualità dei servizi e delle condizioni tecnico-economiche di accesso e interconnessione alle reti, in servizi in cui il mercato non sarebbe in grado di garantire l'interesse di utenti e consumatori a causa di vincoli tecnici, legali o altre restrizioni che limitano il normale funzionamento dei meccanismi concorrenziali.

L'AEEG è operativa dal giorno della pubblicazione sulla Gazzetta Ufficiale del regolamento di organizzazione e funzionamento, 23 aprile 1997. In tale data sono state trasferite all'Autorità le funzioni relative alle sue attribuzioni, fino ad allora esercitate da altre amministrazioni pubbliche. E' un organo collegiale costituito dal Presidente e da quattro membri⁵² nominati con decreto del Presidente della Repubblica, su deliberazione del Consiglio dei Ministri e su proposta del Ministro delle attività produttive.

L'Autorità ha il compito di "*garantire la promozione della concorrenza e dell'efficienza*" nei settori dell'energia elettrica e del

⁵¹ Legge 14 novembre 1995, n.481, "Norme per la concorrenza e la regolazione dei servizi di pubblica utilità. Istituzione dell'Autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità".

⁵² Art.1, comma 15, della legge 239/04. Anteriormente alla data di entrata in vigore della cit. legge, l'organo collegiale era costituito dal presidente e da due membri ai sensi dell'art. 2, comma 7 della legge istitutiva 14 novembre 1995, n. 481.

gas, nonché "assicurare adeguati livelli di qualità" dei servizi⁵³. Le finalità indicate dalla legge istitutiva devono essere perseguite assicurando "la fruibilità e la diffusione [dei servizi] in modo omogeneo sull'intero territorio nazionale, definendo un sistema tariffario certo, trasparente e basato su criteri predefiniti, promuovendo la tutela degli interessi di utenti e consumatori..."⁵⁴. "Il sistema tariffario deve altresì armonizzare gli obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti il servizio con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse"⁵⁵. Le pubbliche amministrazioni e le imprese sono tenute a fornire all'Autorità, oltre a notizie e informazioni, la collaborazione per l'adempimento delle sue funzioni.

Il processo di integrazione europea e di realizzazione del mercato unico rende decisive, anche nel caso dei mercati dell'elettricità e del gas, le politiche sopranazionali e di coordinamento degli organismi comunitari. L'Autorità intrattiene relazioni bilaterali con tutti i regolatori europei e in particolare con i regolatori dei paesi confinanti a causa degli aspetti regolamentari relativi agli scambi transfrontalieri di energia. L'Autorità collabora infine con tutti gli organismi internazionali interessati al tema dell'apertura dei mercati energetici e a materie correlate alle sue attività istituzionali.

Acquirente Unico è la società per azioni, costituita dal GSE, cui è affidato il compito di assicurare la fornitura di energia elettrica, a prezzi competitivi e in condizioni di continuità, sicurezza ed efficienza del servizio, *ai clienti vincolati*⁵⁶ in modo da consentire anche a tali consumatori di beneficiare dei vantaggi del processo di

⁵³ L. n. 481/95, art 1, comma 1.

⁵⁴ Ibidem.

⁵⁵ Ibidem.

⁵⁶ D.lgs. 79/99, art. 4, comma 1.

liberalizzazione del settore. Il compito di Acquirente Unico, pertanto, è quello di acquistare energia elettrica alle condizioni più favorevoli sul mercato e di cederla alle imprese distributrici per la fornitura ai clienti vincolati. Con decreto del Ministro delle Attività Produttive del 19 Dicembre 2003⁵⁷, Acquirente Unico ha assunto, a partire dal 1° gennaio 2004, la titolarità del ruolo di *garante* della fornitura di energia elettrica al mercato vincolato, subentrando ad Enel S.p.A. nella suddetta funzione⁵⁸.

Le modalità d’approvvigionamento cui AU devono attenersi sono state fissate dallo stesso decreto in base al quale può:

- stipulare contratti, anche pluriennali, per una quantità di energia non superiore a ¼ della domanda complessiva del mercato vincolato;
- partecipare alle procedure per l’assegnazione di capacità di trasporto per l’importazione di energia elettrica dall’estero e, in base alla capacità attribuita, stipulare contratti con fornitori esteri;
- partecipare all’assegnazione di capacità produttiva per l’acquisto dell’energia “Cip 6”;
- acquisire tutta l’energia dei contratti pluriennali di importazione per clienti vincolati;
- approvvigionarsi di energia elettrica per la restante parte del fabbisogno tramite il mercato elettrico, stipulando preventivamente contratti finanziari per la copertura del rischio della volatilità dei prezzi.

⁵⁷ D.M.A.P. 19 dicembre 2003, “Assunzione della titolarità delle funzioni di garante della fornitura dei clienti vincolati da parte della società Acquirente Unico ai sensi dell’art. 4, comma 8, del D.lgs. 16 Marzo 1999, n. 79, e direttive alla medesima società”.

⁵⁸ D.lgs. 79/99, art. 4, comma 8.

L'energia elettrica acquistata da AU è rivenduta alle imprese distributrici secondo le direttive dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas (AEEG), a prezzi che assicurano la copertura dei costi riconosciuti e l'equilibrio del bilancio⁵⁹.

Il Gestore dei Servizi Elettrici S.p.A. (GSE), ex-Grtn, ha un ruolo centrale nella promozione, nell'incentivazione e nello sviluppo delle fonti rinnovabili in Italia, sia attraverso l'erogazione di incentivi agli impianti di generazione sia con campagne di sensibilizzazione per un consumo di energia elettrica responsabile e compatibile con le tematiche dello sviluppo sostenibile. Azionista unico del GSE è il Ministero dell'Economia e delle Finanze che esercita i relativi diritti con il Ministero delle Attività Produttive. E' inoltre capogruppo delle due società controllate AU e GME.

Il GSE svolge un'attività di primo piano nel sistema elettrico italiano attraverso il meccanismo d'incentivazione della produzione di energia e la gestione dei flussi economici e finanziari di tutte le fonti rinnovabili e assimilate. In particolare il GSE:

- *Ritira* dai produttori e *colloca* sul mercato l'energia prodotta da impianti da fonti rinnovabili e assimilate (“CIP 6”)⁶⁰;
- *Gestisce*, in qualità di “**Soggetto Attuatore**”, il sistema di incentivazione dell'energia prodotta da impianti fotovoltaici⁶¹;
- *Emette* i certificati verdi (CV) e verifica i relativi obblighi da parte di produttori ed importatori;

⁵⁹ D.lgs. 79/99, art. 4, comma 6.

⁶⁰ Si veda diffusamente il provvedimento degli incentivi CIP 6/92 emanato dall'AEEG.

⁶¹ Si veda diffusamente il decreto del Ministro delle Attività produttive del 28 luglio 2005, *Criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare*”.

- *Qualifica* gli Impianti Alimentati da Fonti Rinnovabili (IAFR);
- *Rilascia* la **Garanzia d'Origine** (GO) dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili⁶²;
- *Effettua* il riconoscimento degli impianti di generazione in cogenerazione⁶³.

Il GSE partecipa, inoltre, alla piattaforma internazionale di scambio certificati gestita dall'AIB (Association of Issuing Bodies) e in tale ambito, emette i certificati RECS (Renewable Energy Certificate System), ossia titoli internazionali, su base volontaria, attestanti la produzione rinnovabile.

Terna, Rete Elettrica Nazionale s.p.a., è la società responsabile in Italia delle attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica sulla rete ad alta e altissima tensione⁶⁴ ed anche il principale proprietario della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN), con circa il 98% delle infrastrutture. Terna nasce in seguito alla cessione da parte di Enel della proprietà della rete di trasmissione elettrica nazionale, in ottemperanza al D.lgs. n.79/99. L'attuale assetto della Società è il risultato dell'acquisizione, nel 2005, del ramo d'azienda del Gestore della Rete Elettrica Nazionale (GRTN) relativo alle attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica, di programmazione e sviluppo della rete di trasmissione nazionale⁶⁵. Nel 2006 Terna acquisisce Edison Rete s.p.a. e AEM Trasmissione s.p.a. proseguendo nel percorso di unificazione della rete, in

⁶² Certificazione attestante che uno specifico impianto di produzione genera elettricità da fonti rinnovabili. E' un riconoscimento introdotto dalla direttiva 2001/77 del Parlamento Europeo e del consiglio, del 27 settembre 2001, sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'energia.

⁶³ La **cogenerazione** è la produzione congiunta di calore ed elettricità. L'energia elettrica prodotta da impianti di cogenerazione gode di priorità di dispacciamento, ai sensi dell'art. 3, comma 3 del d.lgs. n.79/99.

⁶⁴ L'**alta** tensione è compresa fra 35 e 150 kV; l'**altissima** tensione è superiore a 150 kV.

⁶⁵ Si veda diffusamente il D.P.C.M. 11 maggio 2004, "Criteri, modalità e condizioni per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione".

ottemperanza alle disposizioni in materia di riassetto del settore energetico.

Il compito di Terna è gestire in sicurezza, 24 ore su 24, per 365 giorni l'anno, la trasmissione dell'energia elettrica in tutta Italia garantendo l'equilibrio tra l'energia richiesta e quella prodotta e la copertura del fabbisogno nazionale. Il funzionamento del sistema elettrico⁶⁶ è soggetto a vincoli tecnici molto stringenti. Innanzi tutto richiede un bilanciamento istantaneo e continuo tra le quantità d'energia immessa in rete e quelle prelevate dalla rete, tenuto conto delle perdite di trasporto e distribuzione, data l'impossibilità di immagazzinare elettricità. In secondo luogo, la frequenza e la tensione dell'energia in rete devono essere mantenute all'interno di un intervallo ristretto, per tutelare la sicurezza degli impianti. Infine, è necessario che i flussi d'energia su ogni singolo elettrodotto non superino i limiti massimi di transito ammissibili sull'elettrodotto medesimo. Figura nata per risolvere, o per convivere con tali problemi è proprio il "dispacciatore", il quale, garantendo che la produzione eguagli sempre il consumo e che la frequenza e la tensione non si discostino dai valori ottimali, si occupa di:

- definire i *programmi di immissione e prelievo* riferibili per ogni ora e per ogni operatore, ad ogni singolo punto di consegna o riconsegna di elettricità;
- prevedere la disponibilità di un adeguato *marginale di riserva* di produzione, per fare fronte a qualsiasi evento imprevisto;
- *bilanciare il sistema in tempo reale*, onde mantenere in equilibrio immissioni e prelievi in ogni istante ed in ogni nodo della rete.

⁶⁶ Si veda diffusamente il documento del GME "Il Mercato Elettrico del GME: finalità, organizzazione e funzionamento" (2004).

Per le sue attività riceve una remunerazione in base ad un sistema tariffario stabilito dall’Autorità per l’Energia Elettrica e il Gas. In particolare viene remunerata per l’uso della porzione di RTN sulla base di un corrispettivo tariffario riconosciuto dall’AEEG (aggiornato ogni quattro anni); per le attività di gestione del sistema elettrico, sulla base di voci tariffarie che seguono l’evoluzione delle regole sul mercato elettrico.

Il Gestore del mercato elettrico S.p.A. (GME), le cui funzioni verranno ampiamente trattate lungo il lavoro di tesi, è la società, costituita e interamente controllata dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale S.p.A. (attualmente Gestore dei Servizi Elettrici - GSE S.p.A.), cui è affidata *l’organizzazione e la gestione economica del mercato elettrico, secondo criteri di neutralità, trasparenza, obiettività e concorrenza tra produttori e che assicura, inoltre, la gestione economica di un’adeguata disponibilità della riserva di potenza*⁶⁷.

Nel contesto delle politiche di sviluppo delle fonti rinnovabili e dell’efficienza energetica, il GME organizza e gestisce, inoltre, le sedi di contrattazione dei Certificati Verdi (CV)⁶⁸ e dei Titoli di efficienza energetica (TEE)⁶⁹.

Il Gestore del Mercato Elettrico presiede all’intero processo di negoziazione, gestendo, in qualità di controparte centrale, tutte le

⁶⁷ D.lgs. n.79/99, art. 5, comma 1.

⁶⁸ I CV sono titoli emessi dal GSE, vengono scambiati sul Mercato dei Certificati Verdi (MCV) e attestano la produzione di energia da *fonti rinnovabili*. Questi certificati in Italia sono obbligatori per qualsiasi produttore od importatore, che deve immettere una quota minima di energia rinnovabile pari almeno al 2% dell’energia complessiva da lui immessa. Quindi chi non possiede una produzione rinnovabile, sarà costretto ad acquistare “dosi” di energia verde da qualcun altro facendo nascere un vero e proprio mercato per lo scambio dei certificati. Per una trattazione dettagliata si veda il D.M. 11 novembre 1999 (*D.lgs. 79/99- energia elettrica da fonti rinnovabili- direttive per l’attuazione delle norme- Testo vigente*).

⁶⁹ I TEE sono titoli emessi dal GME a favore dei distributori di energia elettrica e a favore di società operanti nel settore dei servizi energetici (ESCO) al fine di certificare la riduzione dei consumi conseguita attraverso interventi e progetti di incremento di *efficienza* energetica. Per una trattazione approfondita si veda il D.M. 20 Luglio 2004- *Efficienza e risparmio energetico*.

operazioni di borsa e controllandone l'operatività dalla sala contrattazioni centrale.

Inoltre procede alla selezione delle offerte, che avviene secondo un criterio di *merito economico* (ordine crescente di prezzo per le offerte di vendita e ordine decrescente di prezzo per le offerte di acquisto), quindi all'acquisto di partite di energia dai produttori e alla successiva vendita ai consumatori.

2.4. Le Borse elettriche

Come già accennato, la ristrutturazione intervenuta nel settore energetico e l'avvio della liberalizzazione hanno portato, in molti, casi alla realizzazione di borse energetiche nazionali ed internazionali⁷⁰.

In linea generale le borse elettriche dovrebbero garantire attraverso la standardizzazione contrattuale la trasparenza delle transazioni e dei prezzi, nonché la certezza della controparte.

Con riferimento ai modelli operativi adottati, le borse elettriche che attualmente operano nei mercati si possono suddividere in due distinte tipologie:

- Borse obbligatorie;
- Borse vincolate.

Nelle Borse obbligatorie tutte le operazioni d'acquisto e vendita devono transitare attraverso la borsa.

Nelle Borse facoltative – modello adottato in Italia – gli scambi possono avvenire anche attraverso contratti privati tra le parti.

Con riferimento alle finalità, invece, le borse elettriche possono configurarsi secondo i seguenti aspetti:

- Borse fisiche;

⁷⁰ GME; *Il mercato elettrico del GME, finalità, organizzazione e funzionamento*, 2004.

- Borse economiche.

Nel primo caso si definiscono le quantità d'energia elettrica relative ai programmi d'immissione e prelievo sulla rete per ciascun operatore di mercato. L'obiettivo è quello di determinare un equilibrio tra la domanda e l'offerta che rispecchia le esigenze di programmazione del sistema.

Nelle Borse economiche, oltre alle quantità prodotte vengono definiti i prezzi relativi agli scambi energetici. In particolare, la borsa economica consente di determinare un prezzo di equilibrio dell'energia tra domanda e offerta consentendo, inoltre, la possibilità di costituire piattaforme di scambio di strumenti finanziari derivati.

Le borse fisiche ed economiche, sopra trattati, assumono spesso forme differenti, combinandosi tra loro e dando vita a modelli di borsa spesso molto contraddistinti tra loro.

Nel nostro Paese si è adottato un modello di borsa ad entrata facoltativa in cui si associano la gestione fisica delle quantità all'aspetto economico.

Come si avrà modo di dettagliare nei paragrafi successivi, la borsa elettrica italiana - denominata IPEX (Italian Power Exchange) – fornisce ai gestori del sistema indicazione di programmazione e determina contestualmente un prezzo di equilibrio del sistema.

Infine, oltre alle tipologie di borsa sopra identificate e ai modelli adottati (fisico ed economico, vi sono alcune variabili che permettono di classificare le diverse borse che operano nei principali mercati europei e statunitensi.

Esse sono rappresentate:

- dalla natura dei contratti;
- dalle tipologie di dispacciamento.

In una borsa elettrica possono essere scambiati contratti che hanno come oggetto quantitativi di energia o strumenti finanziari derivati utilizzati sia per ragioni speculative che di copertura del rischio.

Oltre alla natura dei contratti le borse possono essere classificate in relazione alla tipologia di dispacciamento. Con riferimento all'attività di gestione dei flussi di gestione, i sistemi si distinguono sulla base di due modelli:

- dispacciamento di merito
- dispacciamento passante.

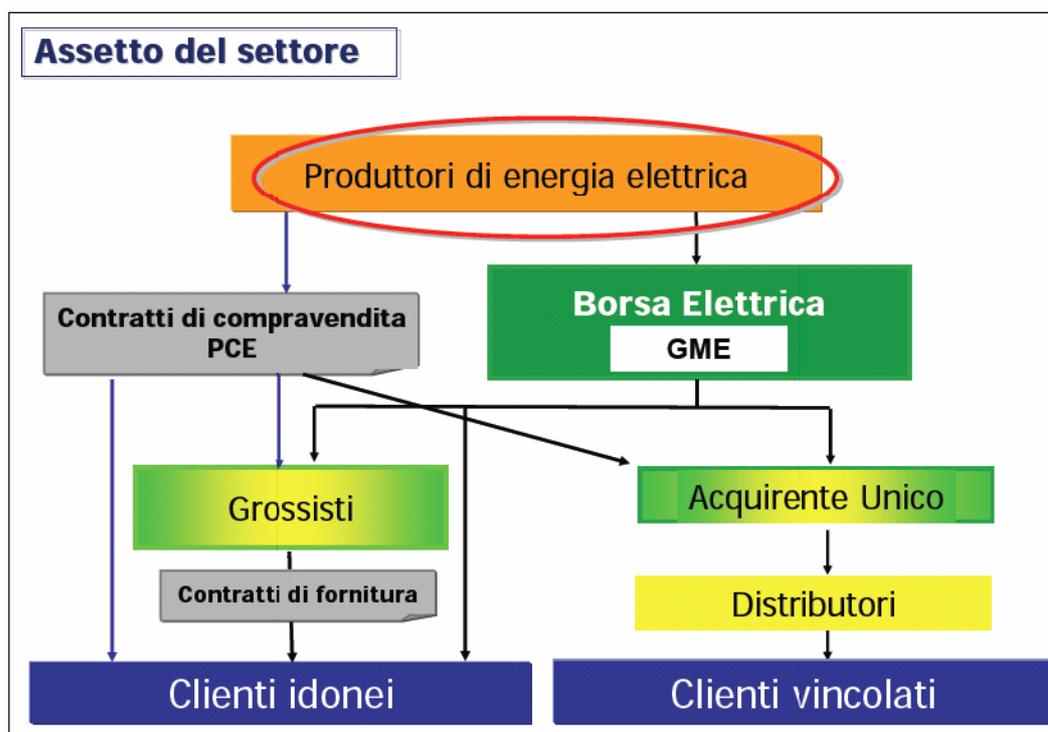
In Italia è stato adottato un modello di dispacciamento di merito. In questo modello i gruppi ammessi a produrre e il corrispondente livello di produzione vengono stabiliti dall'Operatore di Mercato sulla base di un ordine di merito risultante dalle offerte presentate in borsa.

Mentre il modello di dispacciamento passante, i gruppi ammessi alla produzione vengono scelti dagli stessi produttori, mentre l'Operatore di Mercato determina il prezzo dell'energia e corrisponde quantità competente ad ognuno di essi.

2.5. L'architettura del mercato elettrico italiano

Nella definizione dell'architettura dei mercati in cui organizzare gli scambi all'ingrosso d'energia il legislatore italiano si è basato sulla presenza di un mercato dell'energia ad accesso facoltativo, e di un sistema di scambi decentrato basati su contratti bilaterali tra operatori. Nella succitata architettura si è dovuto tener conto del trade-off tra le esigenze di coordinamento della rete e la decentralizzazione dei rapporti commerciali connessa con l'aumento dei soggetti attivi nella compravendita di energia elettrica (si veda la figura in basso).

Figura 9 Assetto del settore energetico



In regime di monopolio⁷¹, il compito di coordinatore della rete era affidato ad un unico soggetto dotato di potere di controllo su tutti gli impianti di produzione facenti parte del sistema. Le principali attività svolte dal coordinatore, di seguito “*dispacciatore*”, erano quelle di definizione di programmi d’immissione e prelievo (c.d. unit commitment & scheduling) e del sistema di bilanciamento in tempo reale (c.d. balancing). Nel primo caso il dispacciatore doveva garantire con debito anticipo i programmi di produzione. Detti programmi definivano, per ogni ora del giorno successivo, la quantità d’energia immessa in rete. Mentre attraverso l’attività di balancing veniva garantito, in ogni istante ed in ogni nodo della rete, l’equilibrio tra immissioni e prelievi.

⁷¹ AA.VV., *La nazionalizzazione dell’energia elettrica. L’esperienza italiana e di altri paesi europei*, Laterza, Roma, 1989.

Il nuovo assetto voluto da legislatore, pur modificando le modalità in cui sono svolte le attività sopradescritte, non ne ha modificato la sostanza, attribuendo tali compiti al Gestore del mercato elettrico e al Gestore della rete di trasmissione nazionale.

Ritornando all'organizzazione degli scambi, attraverso questa scelta, il legislatore ha inteso premiare un sistema di compravendita d'energia affidato alla libera valutazione dei singoli operatori, le cui scelte si basano sulla base di convenienze economiche relative.

Con l'avvio operativo del mercato elettrico, avvenuto il 31 marzo 2004, è nato in Italia il primo mercato organizzato dell'elettricità, analogamente alle esperienze già maturate in ambito internazionale. A differenza, però, degli altri mercati europei, come ad esempio il mercato EXX in Germania o il Powernext francese, il mercato italiano si caratterizza per essere non solo un mercato puramente finanziario, finalizzato alla determinazione dei prezzi e delle quantità scambiate, ma rappresenta un vero e proprio mercato fisico, dove si definiscono anche i programmi fisici di immissione e prelievo.

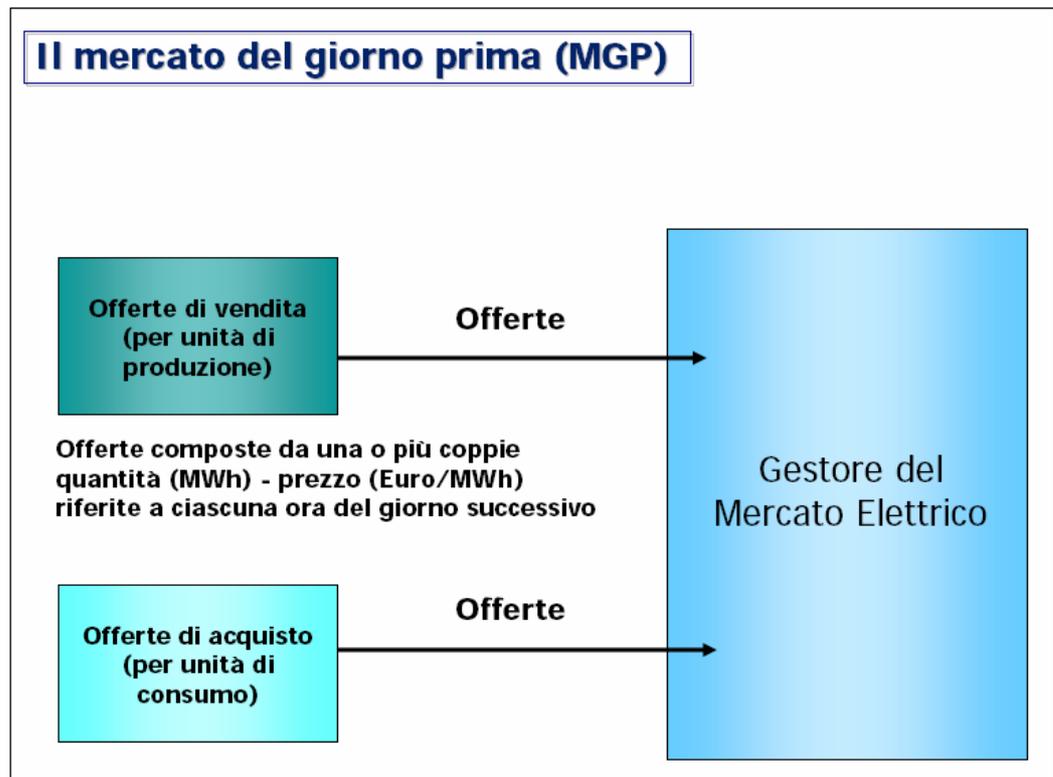
Invero, per tutto il 2004, la partecipazione al mercato è stata limitata ai soli produttori, mentre le offerte di acquisto sono state presentate dal Gestore della rete di trasporto nazionale, sulla base delle proprie previsioni del fabbisogno complessivo. Solo dal gennaio 2005 i clienti definiti "idonei"⁷²3 hanno potuto acquisire energia direttamente in borsa.

⁷² In seguito alla Delibera AEEG 107/04 sono idonee tutte le persone fisiche o giuridiche che acquistano energia elettrica non destinata al proprio uso domestico, inclusi i produttori e i grossisti. Lo status di cliente idoneo permette di stipulare contratti di fornitura con qualsiasi fornitore di propria scelta.

2.5.1. L'articolazione del mercato elettrico

La borsa elettrica si articola su tre distinti mercati: il Mercato del giorno prima (MGP) il Mercato dell'aggiustamento (MA) e il Mercato dei servizi di dispacciamento.

Figura 10 Organizzazione del Mercato del giorno prima.



La compravendita nei primi due mercati, così come nei contratti bilaterali, si intende "a termine", nel senso che si riferisce a negoziazioni di energia da consegnare o da ricevere in un momento successivo a quello della presentazione delle offerte, mentre il terzo si svolge su un orizzonte temporale prossimo al tempo reale (spot).

In particolare, il Mercato del Giorno Prima che dei tre è la Borsa vera e propria (mentre il mercato di aggiustamento e il mercato dei servizi di dispacciamento hanno una funzione di carattere ausiliario al funzionamento del mercato principale (MGP)), rappresenta la sede di negoziazione delle offerte di acquisto o di vendite di energia elettrica all'ingrosso per ciascun ora del giorno successivo a quello di

negoziazione. Il MGP è organizzato come un'asta non discriminatoria il cui meccanismo, in prima approssimazione, prevede che il GME riceva le offerte d'acquisto e di vendita di ciascun operatore, costruisca una curva d'offerta e di domanda aggregata ordinando le offerte di vendita e d'acquisto in base al merito economico e individui l'equilibrio di mercato nel punto d'incontro tra domanda e offerta aggregata.

Nel Mercato di aggiustamento, che si svolge subito dopo il MGP, gli operatori possono modificare le proprie offerte di acquisto e vendita per l'aggiustamento dei programmi di immissione e prelievo risultati dopo la chiusura del MGP.

Per ultimo, il Mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) nel quale le offerte esprimono la disponibilità a variare le immissioni o i prelievi rispetto a quanto definito nei programmi preliminari. Il processo d'accettazione, in particolare, si svolge in due tempi. Il primo, definito a programma, il cui compito è quello di correggere i programmi che violano i limiti di transito sulla rete. Il secondo, definito in tempo reale, cui obiettivo è quello di bilanciare il sistema a fronte di scostamenti dal programma.

In via sintetica, i sottomercati in cui si scompone il mercato elettrico possono essere rappresentati dal seguente grafico:

	<i>Giorno Prima</i>		<i>Giorno</i>	
	<i>Mercato del Giorno Prima (MGP)</i>	<i>Mercato di (MA)</i>	<i>Aggiustamento</i>	<i>Mercato per il Servizio del Dispacciamento (MSD)</i>
<i>Risorsa scambiata</i>	Energia	Energia	Energia per la risoluzione delle congestioni e per i margini di riserva	Energia per il bilanciamento in tempo reale
<i>Punti di offerta ammessi a partecipare</i>	Tutti i punti di offerta in immissione + tutti i punti di offerta in prelievo		Tutti i punti di offerta in immissione e in prelievo abilitati da TERNA alla fornitura dei servizi di dispacciamento.	
<i>Operatori ammessi a partecipare</i>	Operatori di Mercato	Operatori di Mercato	Utenti di dispacciamento	Utenti di dispacciamento
<i>Prezzo</i>	Prezzo di Equilibrio	Prezzo di Equilibrio	Prezzo offerto	Prezzo offerto

Come si può notare dalla tabella, il funzionamento di Borsa Elettrica si articola in due momenti distinti: Il Mercato del Giorno Prima e il Mercato del Giorno, che hanno come oggetto finale due merci di scambio diverse. Nel MGP viene negoziato lo scambio di energia elettrica tra *operatori di mercato, acquirenti e produttori*, che costituiscono la domanda da un lato e l'offerta dall'altro. Nel Mercato del Giorno, invece, vengono negoziate principalmente le risorse per il servizio del dispacciamento tra *operatori di mercato, acquirenti e produttori* da un lato, e TERNA dall'altro, che deve garantire la sicurezza della rete e la stabilità e qualità della fornitura elettrica⁷³.

⁷³ Enea, "Conto economico previsionale, piano degli investimenti, flussi di cassa e analisi economica", (2005), pag 171.

2.5.2. Caratteristiche comuni alla trasmissione

Sia il mercato del Giorno Prima che gli altri mercati presentano caratteristiche comuni definite dal Testo Integrato della Disciplina del Mercato Elettrico⁷⁴. Tra queste ricordiamo:

a) gli operatori partecipano al mercato presentando offerte di acquisto o vendita, costituite da coppie "*quantità di energia - prezzo unitario dell'energia*" (MWh, €/MWh), riferite a singoli punti d'offerta per ogni ora della giornata⁷⁵;

b) le offerte esprimono la disponibilità a vendere (o a comprare) una quantità di energia non superiore a quella indicata nell'offerta ad un prezzo non inferiore (o non superiore) a quello specificato nell'offerta stessa⁷⁶. Prezzi e quantità *non devono essere negativi* e le offerte di acquisto possono anche non specificare alcun prezzo di acquisto, se l'operatore è disponibile ad acquistare a qualunque prezzo. Il MSD su questi punti si discosta lievemente, poiché da un lato non consente la presentazione di offerte d'acquisto prive di prezzo; dall'altro il prezzo indicato è da considerarsi come il prezzo esatto al quale la transazione è realizzabile;

c) le offerte presentate dagli operatori possono anche riferirsi a diversi punti di offerta, così come diversi operatori possono presentare offerte per uno stesso punto;

d) le offerte ricevute dal GME sono soggette a due tipi di verifiche, di *validità* (cioè formali) e di *congruità* (sostanziali)⁷⁷;

⁷⁴

⁷⁵ Art. 25, comma 3 del Testo Integrato della Disciplina del Mercato Elettrico.

⁷⁶ Art. 37, comma 3 del Testo Integrato della Disciplina del Mercato Elettrico.

⁷⁷ Vedi dettagliatamente *cap. 4, par. 2.1.*

- e) l'accettazione delle offerte, dopo la chiusura della relativa seduta di presentazione, viene fatta da parte del GME sul MGP e sul MA, mentre sul MSD spetta al GRTN⁷⁸;
- f) la comunicazione a ciascun operatore dell'esito delle proprie offerte in termini di quantità accettate ed eventualmente corrette, di prezzo di valorizzazione delle quantità, di controvalore in dare o in avere e di programmi di immissione o prelievo⁷⁹;
- g) la comunicazione agli interessati (GRTN ed utenti di dispacciamento) dei programmi cumulati dei vari punti, ottenuti come somma algebrica delle offerte accettate riferite ad ogni punto di offerta⁸⁰;
- h) la pubblicazione degli esiti generali del mercato in termini di quantità complessivamente acquistate e vendute in ogni zona ed in ogni ora ed il relativo prezzo di valorizzazione⁸¹.

2.5.3. I vincoli alla trasmissione

Uno degli aspetti rilevanti nella formazione dei prezzi è riferibile ai vincoli di trasmissione presenti sulla rete elettrica. Si è avuto modo di osservare, infatti, che una delle caratteristiche peculiari del sistema elettrico è rappresentato dalla trasmissione dello stesso, spesso molto difforme nelle diverse aree del paese. La presenza di vincoli di trasmissione, che danno luogo ad effetti di congestione della rete, fa sì che il mercato al fine di evitare che questi limiti vengano violati, si separi in zone di dimensioni inferiori. Il GME, sulle indicazioni del Gestore di Rete, al fine di evitare problemi di congestione, ha adottato una rappresentazione semplificata della rete che evidenzia i

⁷⁸ Dal 2006 a seguito del trasferimento dei poteri a Terna, non è più il GRTN ma Terna

⁷⁹ Art. 43 del Testo Integrato della Disciplina del Mercato Elettrico.

⁸⁰ Ibidem.

⁸¹ Ibidem.

limiti di transito più rilevanti, ovvero limiti di transito tra zone geografiche nazionali, zone transfrontaliere e poli di produzione limitati (si veda fig. 1), la cui individuazione segue criteri ben precisi quali:

“• i vincoli restrittivi sulla produzione massima di poli di produzione devono essere contenuti o possibilmente annullati;

• ogni zona geografica deve essere costituita da due o più punti di scambio rilevante;

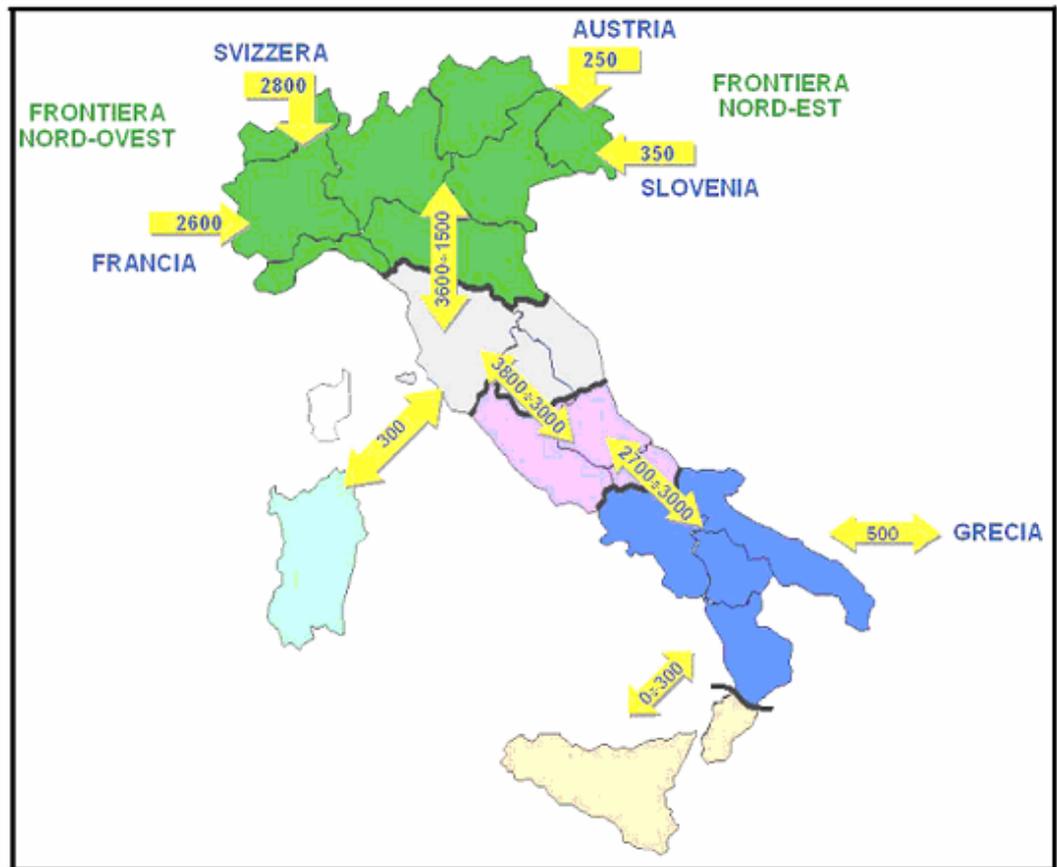
• la capacità di trasporto tra zone contigue risulta limitata nelle situazioni di funzionamento ritenute più frequenti;

• lo scambio massimo d'energia tra zone geografiche contigue, individuato ricorrendo ad un modello di calcolo basato sul bilancio tra immissione e prelievo, deve essere contenuto entro i limiti fisici di scambio tra le stesse zone, limiti determinati in base ai criteri di sicurezza adottati;

• l'attuazione dei programmi di immissione e prelievo non deve, in generale, provocare congestioni all'interno di ciascuna zona con la corrispondente rete integra;

• la dislocazione delle immissioni e dei prelievi, anche potenziali, nei punti di scambio rilevanti all'interno di ciascuna zona non deve avere significativa influenza sulla capacità di trasporto tra zone.”

. Rappresentazione delle zone geografiche anno 2003.



Fonte: Gestore Sistema Elettrico

Ogni zona geografica rappresenta un insieme di punti di offerta, che rappresentano le unità minime rispetto ai quali vengono definiti i programmi orari di prelievo e di immissione, in esecuzione sia dei contratti bilaterali che di accettazione di vendita o di acquisto sul mercato elettrico.

2.6. La determinazione del prezzo di equilibrio. System marginal price

Prendendo come riferimento il Mercato del Giorno Prima, che insieme al Mercato dell'Aggiustamento e i contratti bilaterali rappresentano, di fatto, il mercato all'ingrosso dell'energia elettrica, per la determinazione dei prezzi in questo mercato il GME utilizza un modello di mercato zonale, già sperimentato da molte piazze europee ed internazionali⁸². In questo modello tutte le offerte di vendita, seguendo un ordine di merito, vengono ordinate per prezzi crescenti in una curva di offerta aggregata, mentre le domande di acquisto, seguendo un percorso inverso rispetto al primo, cioè con un ordine di prezzi decrescente, vengono ordinate in una curva di domanda decrescente. L'intersezione tra le curve determina il prezzo di equilibrio denominato System marginal price poiché esso viene determinato dal prezzo d'offerta dell'ultimo impianto chiamato a produrre (il c.d. impianto marginale), nonché la quantità complessivamente scambiata e i programmi di immissione e prelievo ottenuti come somma delle offerte riferite in una stessa ora ad uno stesso punto di offerta⁸³.

⁸² Il modello zonale è un modello adottato da quasi tutti i mercati liberalizzati degli Stati Uniti, nonché da paesi come Norvegia, Svezia, Finlandia e Danimarca

⁸³ Si veda Il Mercato elettrico del GME: finalità, organizzazione e funzionamento, op.cit.

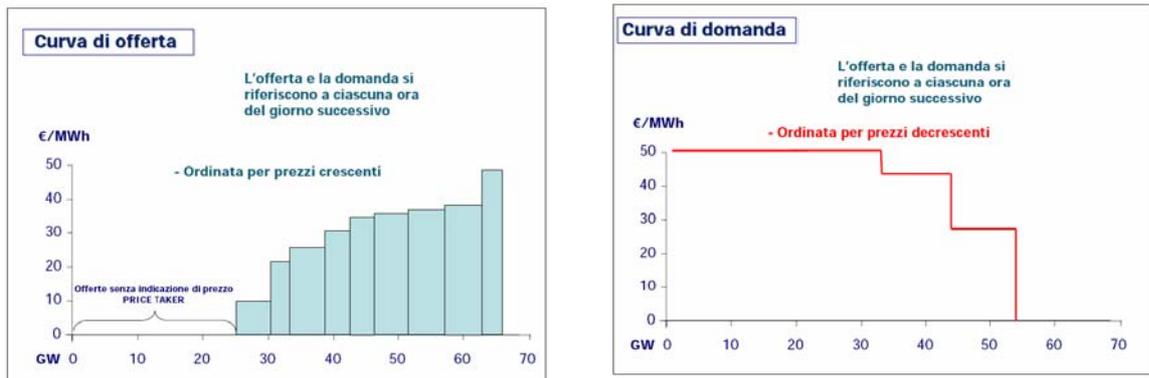


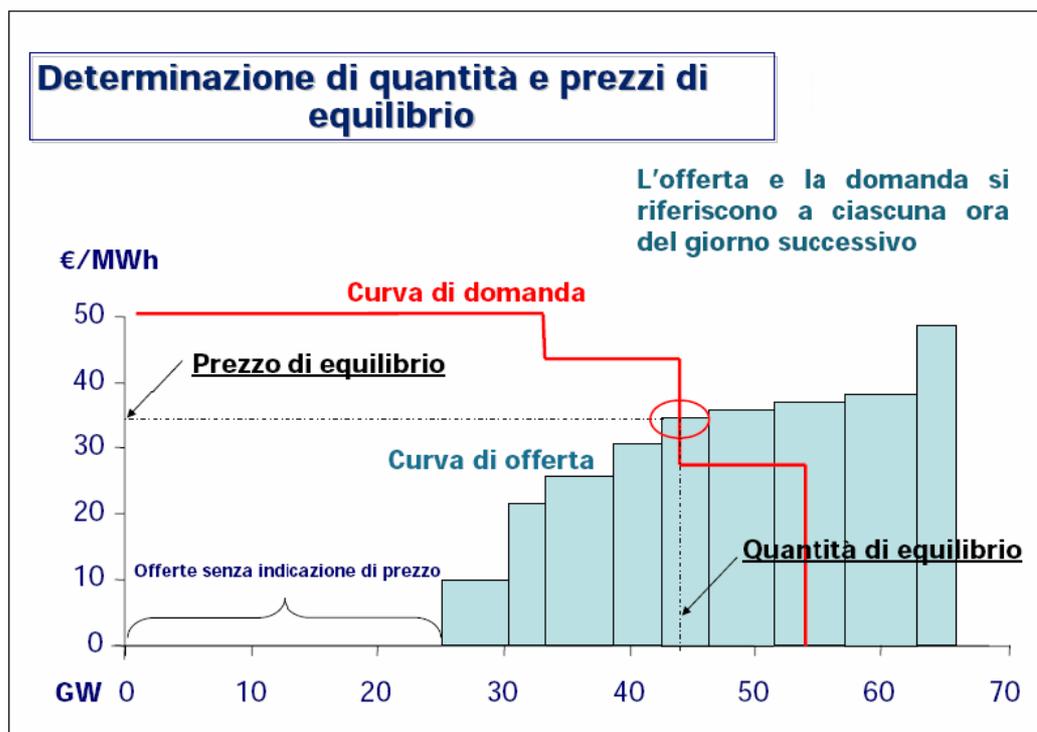
Figura 11 Modelli di curva di offerta e domanda nella Borsa Elettrica

Se non ci sono violazioni ai limiti di transito, allora il prezzo di equilibrio è unico ed è quello derivante dall'incrocio tra le due curve sopradescritte. In questo caso vengono accettate le offerte di vendita e di acquisto con prezzo rispettivamente non superiore/non inferiore a quello di equilibrio. In particolare, il prezzo associato all'ultima offerta presentata, necessaria a coprire il fabbisogno del sistema, diventa il prezzo di equilibrio del mercato riconosciuto a tutti gli operatori chiamati a immettere energia sulla rete di trasporto (tutti gli operatori che hanno presentato offerte di vendita con un prezzo inferiore a quello di equilibrio).

La totalità delle offerte d'acquisto e di vendita vengono poi aggregate dal GME in due spezzate che vanno a formare le curve di **domanda** e di **offerta** di energia elettrica. In base al *merit order*, le offerte di acquisto vengono ordinate in modo che la curva risultante sia *decrescente*, mentre quelle dei produttori in modo da formare una curva *crescente*, in modo da garantire sia il soddisfacimento al minimo costo della domanda espressa dai consumatori, sia il rispetto dei vincoli di trasporto sulla rete stabiliti dal gestore della rete. L'intersezione delle due curve va a determinare la quantità di energia da produrre e il relativo prezzo per quell'ora (*fig.10*)⁸⁴.

⁸⁴ Ibidem.

Figura 12 La formazione del prezzo di equilibrio nella borsa elettrica



Affinché le offerte vengano accettate dal sistema è necessario che le stesse rispondano a due requisiti:

1. Requisito di validità;
2. Requisito di congruità.

Un'offerta è ritenuta *valida* se è compilata in modo corretto e presentata durante la seduta di mercato cui è riferita; e tale verifica di validità viene eseguita automaticamente dal sistema informatico che gestisce il mercato⁸⁵.

Un'offerta è ritenuta *congrua* se soddisfa le seguenti condizioni⁸⁶:

- le quantità offerte per il punto di offerta sono compatibili con le quantità massime transitabili (acquisto o

⁸⁵ Art. 28 del Testo Integrato della Disciplina del Mercato elettrico.

⁸⁶ Art. 40 del Testo Integrato della Disciplina del Mercato Elettrico.

vendita) presso lo stesso punto (verifica che siano rispettati i margini tecnici per il punto di offerta);

- il controvalore (solo per le offerte di acquisto) è compatibile con le garanzie finanziarie riconosciute all'operatore.

Le verifiche di congruità sono effettuate alla fine di ciascuna seduta del mercato.

Solo le offerte valide e congrue possono essere accettate in base al *merit order* in modo che, per ciascun punto d'offerta e per ciascuna ora della giornata, il programma di immissione e prelievo rispetti i limiti di transito fra le diverse zone geografiche. Le offerte di vendita o di acquisto di energia inviate al GME sono espressi in termini di **prezzo** (€/MWh) e **quantità** (MWh)⁸⁷.

La *tab. 11* propone un esempio di offerta di acquisto/vendita pur limitato a 10 ore della giornata. Per le ore dalle 6 alle 10 è stata presentata un'offerta doppia⁸⁸.

⁸⁷ Zorzoli G.B. "Il mercato elettrico. Dal monopolio alla concorrenza", (2005), pag.139.

⁸⁸ Fonte: Enea, "Conto economico previsionale, piano degli investimenti, flussi di cassa e analisi economica" (2005), pag 172.

Tabella 11. Esempio di book di negoziazione delle offerte e delle domande immesse dagli operatori.

Ora	Quantità	Prezzo	Azione	Quantità	Prezzo
1	45	70	Buy		
2	45	71	Sell		
3	45	72	Buy		
4	45	73	Sell		
5	44	73	Buy		
6	20	74	Buy	22	78
7	20	75	Buy	23	78
8	20	76	Buy	23	78
9	25	75	Buy	24	78
10	25	75	Buy	24	78

Fonte: ENEA

Se, per converso, almeno uno dei limiti dovesse risultare violato, l'algoritmo separa il mercato in due zone di mercato – una di esportazione rappresentate tutte le zone a monte del vincolo e l'altra di importazione, rappresentante, in questo caso, tutte le zone a valle del vincolo – ripetendo per ogni zona il processo di incrocio tra offerte di vendita e di acquisto sopra descritto. Le curve d'offerta e domanda "zonale" includono: nel primo caso, tutte le offerte di vendita presentate nella zona più la quantità massima importata, nel secondo, tutte le offerte di acquisto più una quantità pari alla quantità massima esportata. Per ciascuna zona verranno, quindi, a formarsi nuovi prezzi d'equilibrio differenti; in particolare, il prezzo d'equilibrio venutosi a formare nella zona importatrice sarà maggiore di quello della zona esportatrice. Qualora nelle zone formatesi dovessero risultare ulteriori violazioni dei limiti, il processo, definito

di “Market Splitting”, si ripete all’interno della zona individuata sino ad ottenere un esito compatibile con i vincoli di rete.

Al fine di evitare che i consumatori finali, appartenenti a differenti zone, paghino prezzi differenti, il GME prevede l’applicazione di un prezzo unico di acquisto su base nazionale (il c.d. PUN) pari alla media dei prezzi di vendita zonali ponderati per i consumi zonali.

Nel Mercato dell’aggiustamento, il processo d’accettazione delle offerte è analogo al MGP, tuttavia la valorizzazione delle offerte sia di vendita che di acquisto avviene al prezzo di equilibrio zonale.

In questa sede è utile rilevare come i prezzi d’equilibrio che vengono a formarsi in borsa (in particolare ci si riferisce al PUN del Mercato del Giorno Prima) e i prezzi negoziati nei contratti bilaterali siano estremamente legati.

“Sulla base dell’ipotesi d’operatori che si comportano razionalmente, è, infatti, possibile considerare MGP, MA e mercato dei bilaterali come una serie di contrattazioni forward utilizzate dagli operatori sulla base di considerazioni legate ai nessi intertemporali sui prezzi attesi sui vari mercati. Data la continuità nelle negoziazioni nei mercati dell’energia è evidente che gli operatori stipulano i contratti bilaterali in base alle attese sui prezzi del MGP”⁸⁹.

Al fine di garantire e consentire la verifica di compatibilità dei programmi d’immissione e prelievo con i vincoli di trasporto strutturali, sia le offerte di vendita e d’acquisto nel Mercato del Giorno Prima e nel Mercato dell’Aggiustamento e sia i programmi di immissione e prelievo in esecuzione dei contratti di compravendita bilaterali, devono indicare la zona in cui è localizzato il punto di prelievo e quello di immissione sulla rete.

⁸⁹ AEEG, *Indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione dei settori dell’energia elettrica*. Op. cit.

2.7. Le ragioni della scelta

Si è osservato che il modello di “market design” adottato dal legislatore italiano prevede la regola del prezzo marginale, definita come asta non discriminatoria o market clearing price. Il sistema, come si è visto, prevede che tutte le offerte accettate in una stessa ora siano valorizzate a un unico prezzo e in particolare al prezzo dell’ultima offerta accettata in ordine di merito (c.d. offerta marginale). Il modello alternativo, almeno in via teorica, è rappresentato dall’asta discriminatoria, definita anche come sistema Pay as Bid, PAB, che prevede che la remunerazione avvenga al prezzo di offerta⁹⁰.

Le ragioni di tale scelta sono molteplici e tendono in via teorica a privilegiare il primo modello rispetto al secondo. In particolare si ricorda che il modello PAB sembra incompatibile con un sistema di prezzo zonale, poiché questo richiede che all’interno di ciascuna zona in cui si divide il mercato i prezzi siano omogenei al che, data la struttura attuale del mercato energetico italiano, si è ben lontani dal raggiungimento di tali risultati. Tuttavia, sono molte le critiche mosse all’attuale sistema dei prezzi⁹¹. L’accusa più ricorrente al modello MCP è che, in presenza di operatori dominanti, facilita una collusione tacita in cui l’operatore dominante fissa il prezzo per tutti senza essere “sfidato”. Nei restanti capitoli, attraverso un’analisi della letteratura economica di riferimento e un’indagine approfondita dei prezzi e dei principali indicatori sullo “stato di salute” del mercato, si avrà modo di verificare accuratamente l’ipotesi di cui sopra e le possibili soluzioni da adottare per evitare i possibili fenomeni distorsivi del mercato.

⁹⁰ Saraceno P., *La concorrenza nei settori energetici: elettricità e gas*, Quaderni Ref, Milano, 2007.

⁹¹ Si veda tra gli altri “*Potere di mercato nel settore elettrico tra abusi di potere e normativa antitrust*” a cura di Barroncelli F., Verde S. (2005).

CAPITOLO 3

LA BORSA ELETTRICA ITALIANA

3.1 I mercati rilevanti

Nella prima parte, si è cercato di descrivere l'assetto attuale del sistema elettrico italiano e la conseguente architettura del mercato voluta dal legislatore in Italia.

L'obiettivo dei capitoli successivi sarà quello di verificare attraverso l'uso di particolari indici, invece, l'esistenza all'interno di mercati rilevanti di abuso di posizioni dominanti.

Per mercati rilevanti verrà utilizzata la metodologia adottata dall'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato che nell'indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione dei settori del gas e dell'energia⁹² definisce in maniera precipua i mercati geografici e merceologici sui quali condurre l'indagine.

L'Autorità definisce il “mercato rilevante” come “il più ampio insieme di beni/servizi caratterizzati da un grado di sostituibilità talmente elevato da non rendere economicamente conveniente per alcun produttore l'adozione di aumenti stabili e significativi di prezzo. Lo spostamento della domanda su beni/servizi sostituti (compresi appunto nella definizione di mercato rilevante del prodotto) che conseguirebbe ad un aumento del prezzo risulterebbe,

⁹² AEEG, Indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione del settore dell'energia elettrica e del gas, (2005) op.cit.

infatti, tale da non compensare la perdita in volume con un adeguato incremento dei ricavi unitari.”⁹³

A tal fine vengono, inoltre, operate una serie di aggregazioni di attività del settore energetico che identificano più precisamente l’oggetto dell’analisi.

Gli indici, infatti, saranno costruiti sul cosiddetto mercato all’ingrosso dell’energia che è dato dall’insieme dei contratti conclusi sia nei Mercati del Giorno Prima e dell’Aggiustamento, sia attraverso contrattazione bilaterale. Non vengono trattati, ai fini dell’analisi, quei segmenti di attività della filiera elettrica, quali la trasmissione e la distribuzione, per i quali esiste una condizione di monopolio naturale e legale che ne condizionano fortemente l’accesso ed il prezzo.

3.2 I Mercati rilevanti del prodotto

Data l’architettura del mercato italiano possiamo definire il mercato all’ingrosso come l’insieme dei contratti di compravendita che vede protagonisti da un lato gli operatori che dispongono di fonti primarie di energia (generazione nazionale e importazione) e dall’altro i grandi clienti industriali, i grossisti e l’Acquirente Unico.

Sulla base delle considerazioni fatte nel capitolo precedente è corretto affermare che il prezzo atteso a termine sul MGP rappresenta “il costo opportunità” di negoziare oggi un contratto bilaterale ad un dato prezzo e appare, quindi, abbastanza corretto riconsiderare, in un’ottica antitrust, i mercati dell’energia e i contratti bilaterali come il mercato rilevante del prodotto su cui condurre l’indagine.

“Solo risalendo all’offerta di energia elettrica per il mercato all’ingrosso, indipendentemente dalla fonte e dalla destinazione

⁹³ pag. 51. IBIDEM

(grossisti o clienti finali, liberi o vincolati soddisfatti dall'AU), risulta stimabile la reale capacità degli operatori di competere su tale mercato, di adottare strategie commerciali aggressive o accomodanti, ovvero di assumere il ruolo di leader nel dettare tali politiche.”

3.3 I Mercati geografici rilevanti

L'indagine competitiva nel mercato all'ingrosso dell'energia delimita l'ambito geografico a quello nazionale.

L'energia importata pur rappresentando una quota importante della domanda interna non viene presa in considerazione per i seguenti ordini di motivi:

- Un limite fisico alle importazioni dall'estero da parte degli importatori dovuti ai già visti limiti di transito che non consentono agli stessi di operare liberamente in Italia;
- L'esistenza di congestioni endemiche della rete di trasporto fa sì che i prezzi esteri non svolgano un ruolo calmieratore dei prezzi nazionali e per tale ragione, non concorrono a definire strategie di prezzo nei mercati.

Gli stessi limiti di transito che escludono dall'indagine l'offerta di energia da Paesi esteri, diventano, per converso, a causa della suddivisione del mercato in zone⁹⁴ e la conseguente generazione dei cd prezzi zonal, un elemento e la suddivisione del mercato nazionale

⁹⁴ Si ricorda che per per zona di mercato si intende l'aggregato di zone geografiche e/o virtuali caratterizzato da uno stesso prezzo zonale dell'energia risultante dall'applicazione del Testo Integrato della Disciplina del Mercato Elettrico. Le zone di mercato possono dunque coincidere con le zone geografiche o essere formate da aggregati di zone geografiche a seconda di quali transiti risultano saturati.

in mercati zionali rappresenta un elemento fondamentale per la determinazione degli indici.

3.4 I Partecipanti al mercato

Nel marzo del 2007 si è chiuso il terzo anno di operatività della Borsa elettrica italiana (IPEX) e ciò consente di trarre i primi bilanci sul funzionamento della stessa e sulle ricadute nel settore.

Come si avrà modo di constatare lungo il corso del capitolo, l'Ipex si presenta come un mercato con un maggior numero di operatori e con un grado di liquidità cresciuto in maniera più che positiva rispetto al primo anno di operatività, tale da attirare sempre più operatori anche dall'estero.

Rimangono delle perplessità sul livello dei prezzi all'ingrosso, tradizionalmente più alti rispetto agli altri paesi europei e un grado di concentrazione del mercato (focus del quarto capitolo della tesi) piuttosto allarmante.

L'obiettivo del capitolo è quello di descrivere in maniera approfondita il quadro della borsa elettrica italiana, demandando all'ultimo capitolo le spiegazioni e le possibili soluzioni da adottare alle eventuali anomalie del sistema.

L'IPEX ha registrato negli anni un costante incremento sia in termini di partecipanti che in quantità di volumi scambiati.⁹⁵

In particolare la crescita dei partecipanti è stata in media del 18,9%, passando dai 73 del 2004 ai 103 del 2006. Nel 2006 gli operatori attivi nel Mercato del Giorno Prima sono stati 80, contro i 34 del mercato dell'aggiustamento e i 18 del Mercato del Servizio di Dispacciamento.

⁹⁵ GME, Borsa elettrica italiana, Rapporto annuale sulle contrattazioni, 2006, op.cit.

Tabella 12: Partecipazione al mercato

	2004	2005	2004/2005	2006	2005/2006	Δ medio
OPERATORI ISCRITTI	73	91	24,7%	103	13,2%	18,9%
MGP						
Operatori con offerte	23	69	200,0%	80	15,94%	108,0%
Operatori con offerte di vendita	23	42	82,6%	54	28,57%	55,6%
Operatori con offerte d'acquisto	5	61	1120,0%	68	11,48%	565,7%
MA						
Operatori con offerte	23	23	0,0%	34	47,83%	23,9%
Operatori con offerte di vendita	23	23	0,0%	29	26,09%	13,0%
Operatori con offerte d'acquisto	22	23	4,5%	31	34,78%	19,7%
MSD						
Operatori con offerte MSD ex-ante	15	17	13,3%	18	5,88%	9,6%
Operatori con offerte MSD ex-post	14	17	21,4%	18	5,88%	13,7%
PAB						
operatori con offerte		48		52	8,33%	8,3%

FONTE: elaborazione dati GME

La crescita degli operatori è coincisa con la crescita delle vendite che nel 2006 ha raggiunto i 16 miliardi di euro, segnando un più 18% rispetto all'anno precedente (tabella 12). In particolare, le vendite nel Mercato del Giorno Prima sono state pari a 15,866 miliardi di € nel 2006, mentre nel Mercato dell'Aggiustamento la cifra registrata è stata di 0,2 miliardi di €

Tabella 13 I volumi di vendita in borsa. Anno 2005-2006

mld di Euro	2005	2006	2005/2006
Volumi di vendita in borsa	13,56	16,066	18%
MGP	n.d.	15,866	
MA	n.d.	0,2	

FONTE: elaborazione dati GME

3.4.1 I volumi di borsa

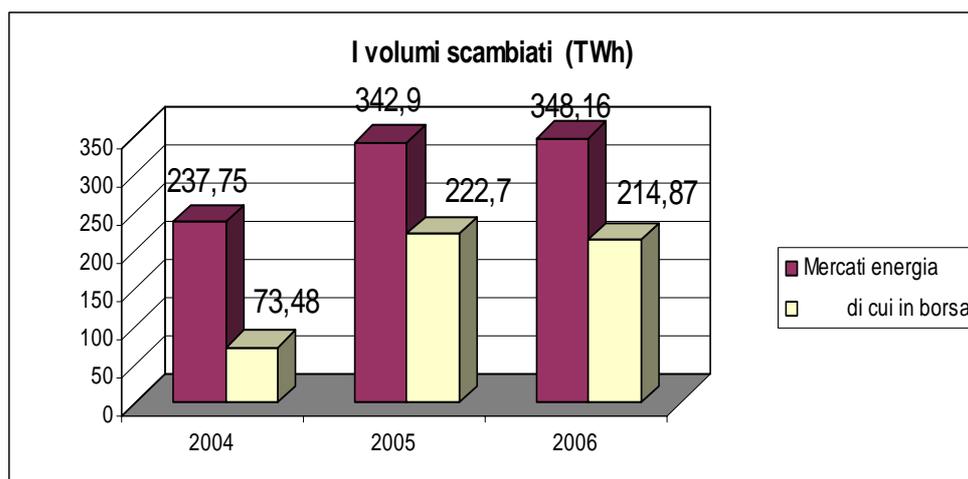
I volumi d'energia elettrica scambiati complessivamente in borsa sono stati nel 2006 pari a 214,87 TW/h, registrando una contrazione rispetto all'anno precedente del 3,52%, in netta controtendenza alla crescita del fabbisogno energetico complessivo che nel 2006 ha

raggiunto i 348,16 TWh, segnando un più 1,53% rispetto all'anno precedente (si veda tabella 14).

Tabella 14 Volumi di energia elettrica scambiati.

MERCATO	2004	2005	2006
Mercati energia	237,75	342,9	348,16
di cui in borsa	73,48	222,7	214,87
differenze %		44,23%	1,53%
		203,08%	-3,52%
MGP	231,57	323,18	329,79
di cui in borsa	67,3	202,99	196,5
differenze %		39,56%	2,05%
		201,62%	-3,20%

FONTE: elaborazione dati GME



La riduzione ha interessato i mercati principali quali il Mercato del Giorno Prima che ha registrato una contrazione del 3,2 %⁹⁶, passando da 202,99 TWh del 2005 a 196,50 Twh del 2006.

Il principale cliente in borsa rimane l'Acquirente Unico che con 132.231 GWh, in contrazione rispetto all'anno precedente di cinque punti percentuali, determina il 67,28% della quantità domandata nella borsa (si veda figura in basso)..

Analizzando la composizione della domanda (tab. 15) si evince che l'unica voce a non subire contrazioni nel 2006 è stata quella degli operatori che, in controtendenza al dato generale, hanno registrato una crescita del 4%, domandando in borsa una quantità d'energia elettrica pari 49.717 GWh nel 2006.

Tabella 15 Composizione della domanda

GWh	2006	2005	Var. vs 2005	Struttura
Borsa (A)	196.535	203.032	-3,2%	59,59%
Acquirente Unico	132.231	139.191	-5,0%	40,10%
Altri operatori	49.717	47.805	4,0%	15,08%
Altro (Pompaggi, Zone Estere, ecc..)	14.587	16.037	-9,0%	4,42%
Contratti bilaterali (B)	133.255	120.158	10,9%	40,41%
Nazionali Acquirente Unico	20.768	25.143	-17,4%	6,30%
Nazionali altri operatori	111.201	93.920	18,4%	33,72%
Estero	1.286	1.144	12,4%	0,39%
TOTALE VOLUMI ACQUISTATI (A+B)	329.790	323.324	2,0%	100,00%
Borsa C	7.299	834	774,8%	100,00%
Contratti bilaterali (D)	-			
VOLUMI NON ACQUISTATI (C+D)	7.299	834	774,8%	100,00%
DOMANDA TOTALE (A+B) + (C+D)	337.089	324.124	4,0%	

⁹⁶ dati GME

Figura 13 Composizione della domanda nella borsa elettrica

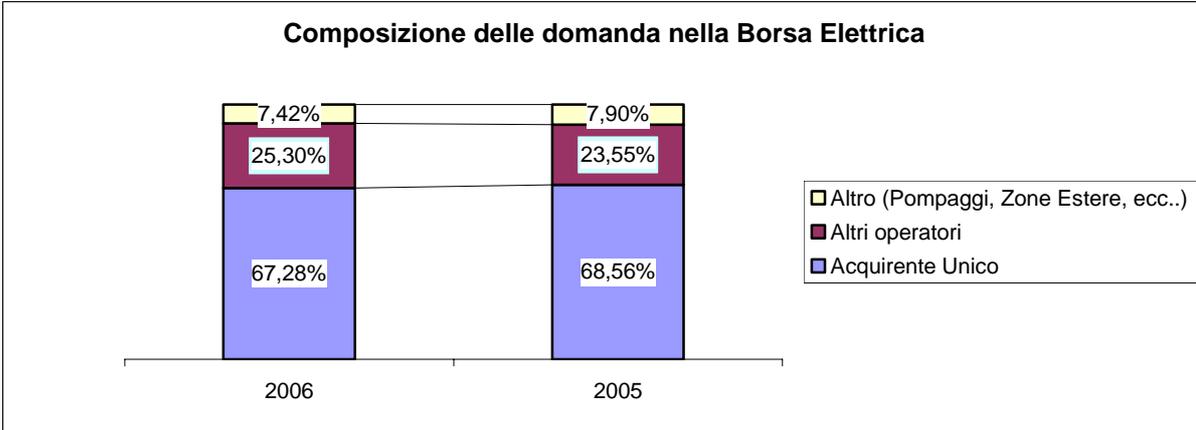
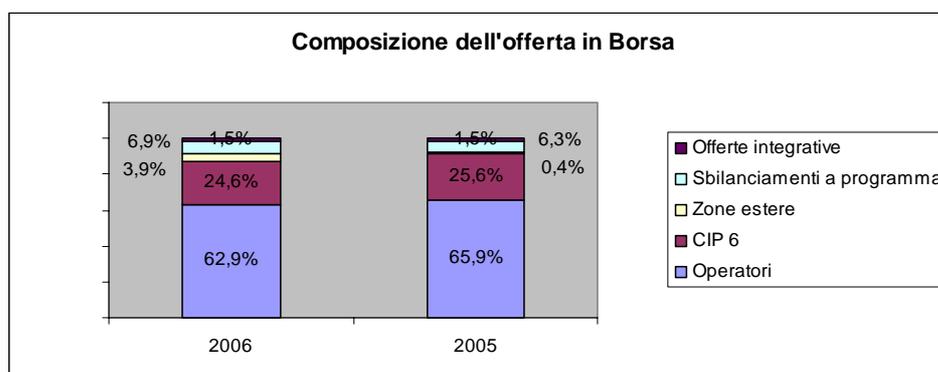


Tabella 16 Composizione dell'offerta.

GWh	2006	2005	Var. vs 2005	Struttura
Borsa (A)	196.535	203.032	-3,2%	59,59%
Operatori	123.565	133.873	-7,7%	37,5%
CIP 6	48.403	51.935	-6,8%	14,7%
Zone estere	7.696	899	756,0%	2,3%
Sbilanciamenti a programma	13.582	12.789	6,2%	4,1%
Offerte integrative	3017	3.017		0,9%
Contratti bilaterali (B)	133.255	120.158	10,9%	40,4%
Esteri	42.000	51.852	-19,0%	12,7%
Nazionali	104.836	81.142	29,2%	31,8%
Sbilanciamenti a programma	-13.581	-	-	-4,1%
TOTALE VOLUMI VENDUTI (A+B)	329.790	323.324	2,0%	100,00%
Borsa C	126.037	125.535	0,4%	100,00%
Operatori	123.142	122.529	0,5%	97,70%
CIP 6	1.100	-	-100,0%	0,87%
Zone estere	2.893	38	7442,8%	2,30%
Contratti bilaterali (D)	4	3,7	9,0%	
Esteri	3	3	7,0%	
Nazionali	1	0		
VOLUMI NON VENDUTI (C+D)	126.041	122.015	3,3%	100,00%
OFFERTA TOTALE (A+B) + (C+D)	455.827	445.144	2,4%	



3.4.2 La liquidità del mercato

Sulla base dei dati del paragrafo precedente la liquidità del Mercato del Giorno Prima, intesa come rapporto tra scambi in borsa e scambi complessivi, è scesa dal 62,8 % del 2005 al 59,6 % del 2006 (vedi tabella 17), con una punta massima del 74,3% ed una minima

del 49%. La contrazione ha essenzialmente dovuto al decremento del 3,2% dei volumi scambiati in borsa, passati da 202,99 TWh del 2005 al 196,50 TWh del 2006.

Tabella 17 Liquidità annuale.

	2006	2005	Min	Max
Totale	59,6%	62,8%	49,0%	74,3%
Lavorativo	58,7%	62,4%	49,0%	71,4%
<i>Picco</i>	59,2%	63,4%	53,4%	71,4%
<i>Fuori picco</i>	58,1%	61,1%	49,0%	70,3%
Festivo	61,8%	64,0%	50,7%	74,3%

Fonte: Dati GME

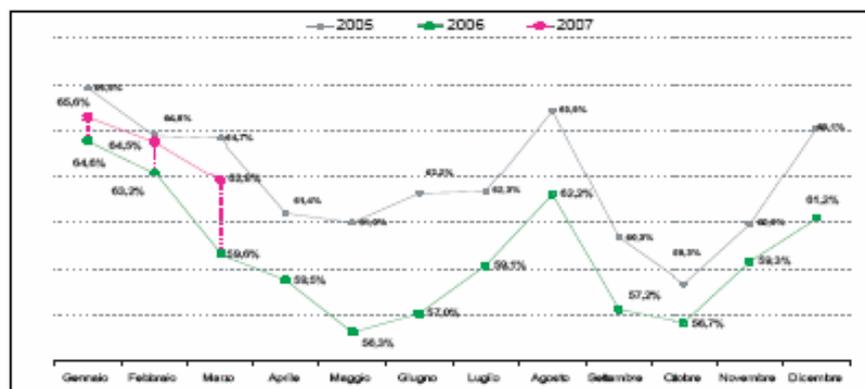
Nel primo trimestre del 2007 si è registrata, grazie all'aumento delle importazioni complessive concentrate principalmente in borsa e il progressivo spostamento degli acquisti in borsa da parte degli operatori⁹⁷, una netta inversione di tendenza con una crescita della liquidità del 2,9 % (si veda tabella 18)

Tabella 18 Liquidità nel primo trimestre 2007.

	2007	2006	Min	Max
Totale	64,3%	62,4%	56,5%	73,8%
Lavorativo	63,4%	61,7%	56,5%	71,9%
<i>Picco</i>	63,8%	62,1%	59,7%	71,9%
<i>Fuori picco</i>	63,0%	61,1%	56,5%	71,9%
Festivo	67,1%	64,8%	59,3%	73,8%

Fonte: Dati GME

Figura 14 Liquidità media mensile



Fonte: GME

⁹⁷ Dati forniti dal Gestore del Mercato Elettrico

L'evoluzione della liquidità conferma come la borsa rappresenti per gli operatori uno strumento attraverso il quale possono gestire e modulare la propria offerta. Dalla figura 14 si evince, infatti, che nei periodi di elevata domanda o di domanda particolarmente bassa gli operatori si rivolgono la propria attenzione alla borsa per soddisfare le proprie esigenze: nel primo caso, in corrispondenza dei mesi di dicembre, gennaio e febbraio per soddisfare la richiesta di volumi non coperti da contratti con impianti baseload; nel secondo quando i contratti bilaterali si riducono e si vuole evitare il rischio di determinare un prezzo nullo.

3.5 Il prezzo nel Mercato del Giorno Prima

Il 2006 ha registrato un aumento sia dei prezzi sia della loro volatilità. Tale fenomeno è riconducibile a due ordini di due macrofattori.

Il primo esogeno legato alla crescita del costo delle materie prime quali gas e petrolio e all'entrata in funzione dell'Emission Trading Scheme, che rappresenta, secondo la Direttiva Europea 2003/87/CE, un sistema per lo scambio di quote di emissioni dei gas ad effetto serra e che ha comportato un aumento dei costi.⁹⁸

Il secondo sul potere di mercato esercitato dagli operatori che, come si avrà modo di spiegare in profondità nel quarto capitolo, rappresenta un elemento di distorsione dei prezzi.

⁹⁸ Si veda diffusamente la Relazione Annuale 2006, a cura del GME

3.5.1 Il livello dei prezzi

Nel 2006 il prezzo medio d'acquisto è stato pari a 74,75 €/MWh, con un aumento medio rispetto all'anno precedente del 27,6% e del 44,9% rispetto al 2004. L'incremento maggiore si è registrato nelle ore di picco che ha raggiunto la cifra di 108,73 €/MWh. Anche le ore fuori picco e quelle festive hanno sperimentato incrementi rispetto al 2005, rispettivamente inferiore (+28,5%) e superiore (+35,9%) alla crescita media annua, attestandosi ai valori medi di 54,12 €/MWh per le ore fuori picco e 60,25 €/MWh per quelle festive (tab. 19).

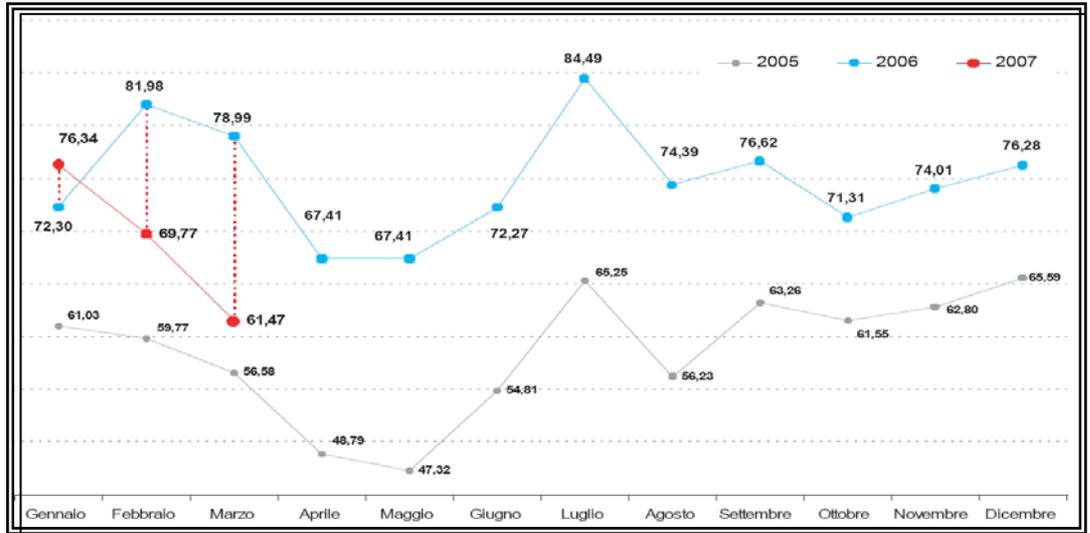
Tabella 19. PUN medio annuale

	2006	2005	Var. tendenziale '06/'05		2004	Var. tendenziale '05/'04	
Media	74,75	58,59	16,17	27,6%	51,66	6,93	13,4%
Lavorativo	81,43	64,98	16,45	25,3%	57,69	7,29	12,6%
Picco	108,73	87,80	20,92	23,8%	76,50	11,31	14,8%
Fuori picco	54,12	42,15	11,97	28,4%	38,88	3,27	8,4%
Festivo	60,25	44,33	15,91	35,9%	37,48	6,85	18,3%
Minimo	15,06	10,42			1,10		
Massimo	378,47	170,61			189,19		

Fonte: Dati GME

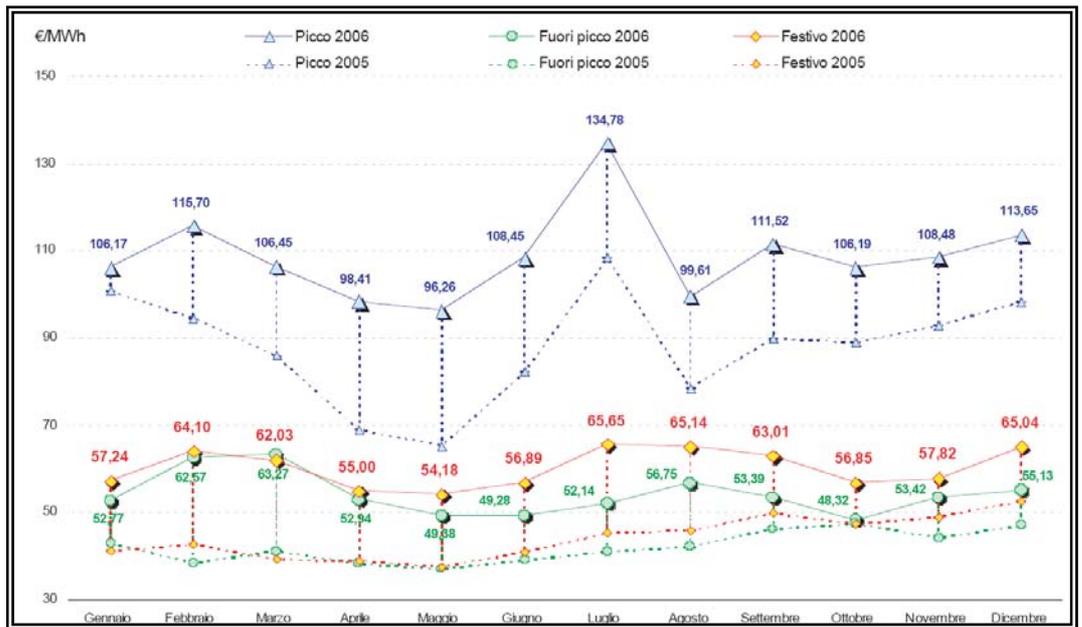
Il differenziale di prezzo tra gruppi di ore, che nel 2004 era inferiore a 39 €/MWh e nel 2005 era prossimo ai 46 €/MWh, nel 2006 ha raggiunto quasi i 57 €/MWh). L'evoluzione mensile dei prezzi ha confermato la spiccata stagionalità emersa negli anni precedenti: i valori più alti del PUN si sono registrati, infatti, nei mesi di febbraio, marzo, luglio e dicembre ovvero nei mesi caratterizzati da livelli maggiori della domanda. Complessivamente, nell'86% delle ore, gli aumenti sono stati inferiori ai 18 €/MWh, superando, invece, i 40 €/MWh per meno del 3% delle ore (figure 15,16,17).

Figura 15. PUN medio mensile (€/MWh)



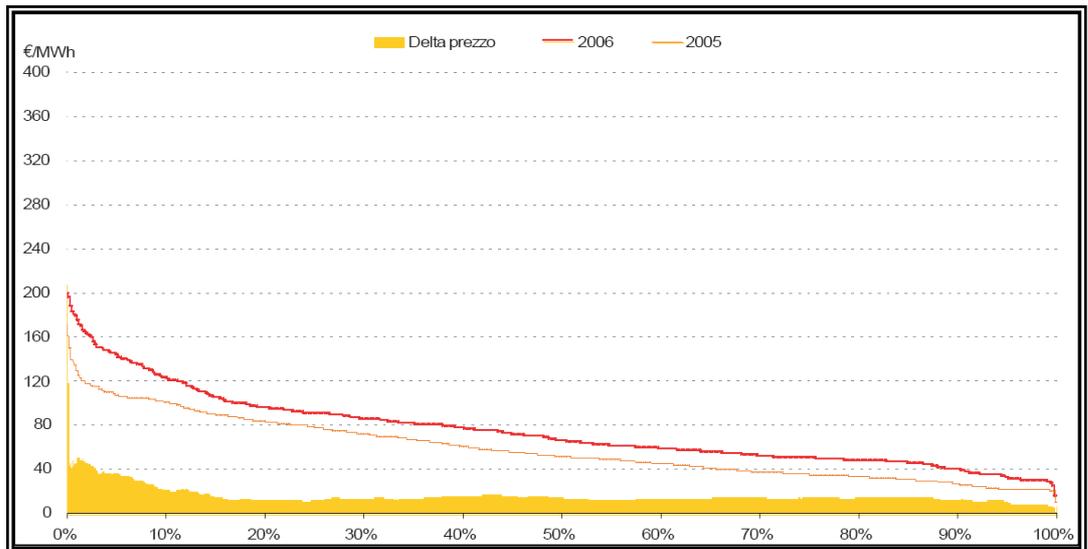
Fonte: Dati GME

Figura 16. PUN medio mensile per gruppi di ore (€/MWh)



Fonte: GME

Figura 17. Curve di durata del PUN⁹⁹



Fonte: Dati GME

3.5.2 Volatilità dei prezzi

Dai dati forniti dal Gestore del Mercato Elettrico emerge chiaramente come alla crescita dei prezzi sia corrisposto un aumento della volatilità in valori assoluti. La deviazione standard ha registrato, infatti, un aumento del 22% passando dai 27,4 €/MWh del 2004 ai 33,7 €/MWh del 2006 (*tab.20*). Nelle ore di picco si è registrato l'incremento maggiore, la cui deviazione standard è cresciuta del 48,92 %, passando da 20,89 €/MWh del 2005 ai 31,1 €/MWh del 2006.

Se misurata in termini relativi, la volatilità dei prezzi si è costantemente ridotta, con un coefficiente di variazione passato, sul totale, dallo 0,53 del 2004 allo 0,45 del 2006.

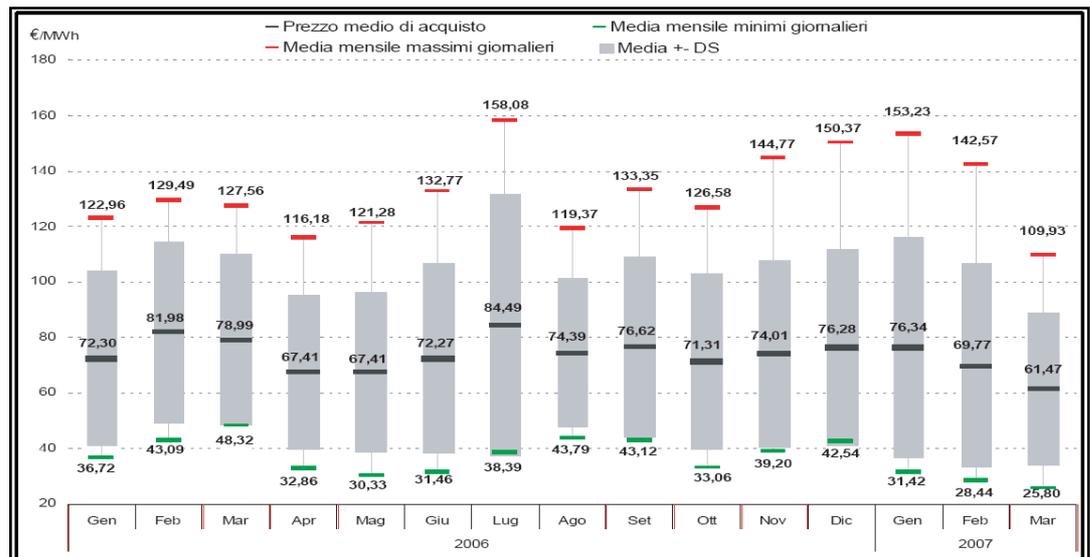
⁹⁹ La curva di durata rappresenta la distribuzione dei valori ottenuti ordinando in senso decrescente la serie cronologica dei dati orari. Essa mostra per quale percentuale di ore la variabile ha assunto un valore superiore a quello riportato in ordinata

Tabella 20. Deviazione standard.

DEVIAZIONE STANDARD del PUN				
€/MWh	2006	2005	2004	2006/2005
TOTALE	33,68	27,67	27,39	21,72%
Lavorativo	37,19	29,47	29,4	26,20%
<i>Picco</i>	31,11	20,89	27,55	48,92%
<i>Fuori picco</i>	17,55	16,07	16,18	9,21%
Festivo	16,9	15,55	13,95	8,68%

Fonte: Elaborazione dati GME

Figura 18 Volatilità mensile del PUN



Fonte: dati GME

3.6 Prezzi zionali di vendita

Si è avuto modo di constatare come la volatilità dei limiti di transita possa generare un processo di separazione del mercato¹⁰⁰ e la determinazione di prezzi zionali che concorrono a formare il Prezzo Unico Nazionale.

¹⁰⁰ Si veda diffusamente il paragrafo 2.6

Alla luce di quanto sopra detto, la seguente analisi tende ad individuare il prezzo zonale e le relative deviazioni standard che si sono venute a creare nelle diverse zone in cui, nell'arco del triennio 2004-2006, si è suddiviso il mercato.

3.6.1 Prezzi, Deviazione standard e coefficiente di variazione nei mercati zonali.

L'incremento del PUN del 2006 è stato sostenuto da una crescita generalizzata dei prezzi in tutte le zone in cui si suddivide il mercato elettrico. L'incremento maggiore, in corrispondenza del quale si registra anche il prezzo medio più alto (80,55 €/MWh), è stato registrato in Sardegna con un aumento del 33,41%, mentre la Sicilia è la zona che registra l'incremento più contenuto, rimanendo comunque la zona dove il prezzo medio rimane più alto dopo, naturalmente, la Sardegna (*tab . 21*).

La zone Sardegna rappresenta, inoltre, la zona con la volatilità del prezzo più alta sia in termini numerici (39,63 €/MWh) sia in termini di rapporto rispetto al 2005, registrando un incremento del 40,78%, quasi il doppio rispetto alla deviazione standard media dell'anno precedente (*tab. 22*).

Tabella 21

PREZZI MEDI DELLE ZONE GEOGRAFICHE						
€/MWh	2006	2005	2004		2006/2005	2005/2004
NORD	73,63	57,71	48,99		27,59%	17,80%
CENTRO NORD	74,98	58,62	53,08		27,91%	10,44%
CENTRO SUD	74,99	59,03	54,24		27,04%	8,83%
SUD	74,98	59,03	54,24		27,02%	8,83%
CALABRIA	75,67	59,83	56,46		26,48%	5,97%
SICILIA	78,96	62,77	55,25		25,79%	13,61%
SARDEGNA	80,55	60,38	60,01		33,41%	0,62%
PUN	74,75	58,59	51,66		27,58%	13,41%

Tabella 22

DEVIAZIONE STANDARD NELLE ZONE GEOGRAFICHE						
€/MWh	2006	2005	2004		2006/2005	2005/2004
NORD	33,71	27,74	27,54		21,52%	0,73%
CENTRO NORD	34,16	27,92	30,22		22,35%	-7,61%
CENTRO SUD	34,15	27,93	29,96		22,27%	-6,78%
SUD	34,15	27,92	29,96		22,31%	-6,81%
CALABRIA	34,66	28,04	37,14		23,61%	-24,50%
SICILIA	36,86	30,55	38,3		20,65%	-20,23%
SARDEGNA	39,63	28,15	35,95		40,78%	-21,70%
Dev. Standard Naz.	33,68	27,67	27,39		21,72%	1,02%

In termini relativi, la volatilità dei prezzi, rimane pressoché identica in tutte le zone di mercato, registrando in molti casi una diminuzione rispetto all'anno precedente.

Tabella 23. Confronto tra i prezzi zionali, la deviazione standard e il coefficiente di variazione.

PREZZI DELLE ZONE GEOGRAFICHE - DEVIATION STANDARD-COEFFICIENTE DI VARIAZIONE									
	2006			2005			2005		
€/MWh	MEDIA	Dev. Std.	CV	MEDIA	Dev. Std.	CV	MEDIA	Dev. Std.	CV
NORD	73,63	33,71	0,46	57,71	27,74	0,48	48,99	27,54	0,56
CENTRO NORD	74,98	34,16	0,46	58,62	27,92	0,48	53,08	30,22	0,57
CENTRO SUD	74,99	34,15	0,46	59,03	27,93	0,47	54,24	29,96	0,55
SUD	74,98	34,15	0,46	59,03	27,92	0,47	54,24	29,96	0,55
CALABRIA	75,67	34,66	0,46	59,83	28,04	0,47	56,46	37,14	0,66
SICILIA	78,96	36,86	0,47	62,77	30,55	0,49	55,25	38,3	0,69
SARDEGNA	80,55	39,63	0,49	60,38	28,15	0,47	60,01	35,95	0,60
PUN	74,75	33,68	0,45	58,59	27,67	0,47	51,66	27,39	0,53

I differenziali di prezzo, registrate nelle diverse zone riflettono le differenti condizioni strutturali e sia del comportamento degli operatori che in alcune zone, possono sfruttare la loro posizione di dominanza¹⁰¹ nel mercato che gli permette di alzare il livello dei prezzi e ottenere una posizione di rendita sul mercato molto vantaggiosa.

3.7 Le borse elettriche Europee

L'ultima parte del capitolo è dedicata ad un confronto tra l'andamento dei prezzi delle principali borse europee e la borsa elettrica italiana. Nel secondo capitolo¹⁰² si è avuto modo di parlare delle differenti articolazioni delle borse che come si è visto in relazione alla possibilità o meno di strutturarsi come borse obbligatorie o libere, borse fisiche o finanziarie danno vita a differenti modelli. In linea generale le Borse elettriche europee possono essere divise in due macrogruppi: borse elettriche fisiche, di cui fanno parte l'OMEL spagnolo e il mercato elettrico italiano, e

¹⁰¹ si veda capitolo 4

¹⁰² si veda Capitolo 2, par. 2.4. Borse fisiche e borse finanziarie

borse elettriche finanziarie, di cui fanno parte Powernext francese, APX olandese, EEX tedesca e UKPX inglese. Il sistema NORDPOOL scandinavo rappresenta una via di mezzo, dato che possiede caratteristiche tipiche sia delle borse fisiche sia di quelle finanziarie.¹⁰³

Le borse e i Paesi oggetti del confronto saranno:

- La Spagna: OMEL
- Germania: EEX
- Francia: Powernext
- Scandinavia: NordPool

Più in dettaglio si sottolineano per ogni borsa trattata i seguenti aspetti:

- L'OMEL rappresenta la borsa elettrica spagnola ed è quella più simile al mercato elettrico italiano Iplex. Nata nel 1999 l'Omel è formata da un Mercato del Giorno Prima, da sei sessioni del Mercato dell'aggiustamento, da una sessione per la risoluzione delle congestioni e da un mercato per i servizi ancillari¹⁰⁴. A differenza della borsa elettrica italiana è prevista la possibilità di presentare offerte complesse¹⁰⁵. Sebbene le partite di chilowattora possano essere trattate anche fuori dall'Omel, gli incentivi a partecipare sono tali che quasi tutta la produzione elettrica viene offerta nel mercato del giorno prima.

- La Borsa tedesca **European energy exchange (Eex)**, deriva dalla fusione avvenuta nel 2002 tra due borse: l'Eex di Francoforte con la Lpe di Lipsia (Leipzig power exchange).

¹⁰³ Commissione delle comunità europee, *Energy sector inquiry*, 2005

¹⁰⁴ Per approfondimenti si veda Ordonez M. A., "La regolamentazione del sistema elettrico spagnolo", Quaderni dell'autorità, Aeeg, 1997.

¹⁰⁵ Marracci M., Poli D., "Offerte semplici o complesse nel mercato elettrico del giorno prima" di Canizza V., Gelmini A. *l'Energia Elettrica* vol. 81, (2004), pag. 17.

Nell'Eex la sessione principale riguarda il mercato orario del giorno prima, ma vi è anche la possibilità di fare offerte "per blocchi" di ore prestabilite per acquisto e vendita il giorno prima. Oltre ai contratti orari e per blocchi di ore, Eex prevede altre tipologie di contratti e di recente sono stati negoziati anche futures elettrici con scadenze settimanali, mensili, trimestrali e annuali.

- Lanciata nel novembre 2001, la Borsa elettrica francese PowerNext è relativamente piccola rispetto alle dimensioni del mercato. Gli scambi sono limitati al solo mercato del giorno prima ma in questo periodo sono in fase di lancio una serie di prodotti futures con scadenza mensile (a uno, due, tre mesi), trimestrale e annuale (uno e due anni) sull'esempio della Eex tedesca.¹⁰⁶

- La Borsa scandinava del NordPool è ritenuta l'esempio di maggiore successo tra i mercati centralizzati di energia elettrica. Fondato nel '95 aggregando nel tempo i diversi mercati nazionali (le prime a aderire furono Svezia e Norvegia). Il NordPool è un mercato "fisico" dei chilowattora che effettivamente fluiscono nella rete di alta tensione. Il mercato principale è quello del giorno prima (Elspot), dove viene negoziato il 30% dell'energia elettrica consumata nei Paesi scandinavi. Sono stati creati anche il mercato di bilanciamento, i futures, la clearing house per il mercato forward e swap. L'offerta è resa competitiva dalla miriade di operatori e dal mix di energia idroelettrica e nucleare.

3.7.1 Confronti internazionali di prezzo

L'analisi dei prezzi prevalenti all'ingrosso dell'energia elettrica evidenzia una notevole differenza tra l'Ipex e le altre borse europee sia nei livelli, mediamente più alti del 49 % rispetto alla media dei prezzi europei (tab. 24), sia nelle dinamiche. Il prezzo medio dell'Ipex è risultato nel 2006 pari a 74,8 €/MWh contro le 50,4 €/MWh dei prezzi medi europei.

Le differenze risultano massime nelle ore di picco, registrando un differenziale medio di 38,5 €/MWh (+59%) e minime nelle ore fuori picco con un differenziale medio di 13,8 €/MWh (+ 29% rispetto alla media europea).

Tabella 24 Confronto tra prezzi medi Ipex e Prezzi medi europei, 2005-2006.

		IPEX		MEDIA EU		Differenze	
		Media	Var %	Media	Var %	€/MWh	%
Totale	2006	74,8	27,6%	50,4	4,6%	24,4	48,41%
	2005	58,6		48,2		10,4	21,58%
Lavorativo	2006	81,4	25,2%	56	6,1%	25,4	45,36%
	2005	65		52,8		12,2	23,11%
Picco	2006	108,7	23,8%	70,2	8,2%	38,5	54,84%
	2005	87,8		64,9		22,9	35,29%
Fuori picco	2006	54,1	28,2%	41,9	2,7%	12,2	29,12%
	2005	42,2		40,8		1,4	3,43%
Festivo	2006	60,2	35,9%	38,1	0,5%	22,1	58,01%
	2005	44,3		37,9		6,4	16,89%

Fonte: Elaborazione propria dati GME

Anche in termini relativi, la crescita dei prezzi dell'Ipex rispetto alla media europea è abbondantemente superiore. La variazione tendenziale media rispetto al 2005 risulta, infatti, del 27,6 % contro il 4,6 % della media europea, con un differenziale massimo fatto registrare nei festivi, + 35,9 % rispetto allo 0,5% della media europea.

Se trasliamo il confronto con le principali piazze europee emerge chiaramente come l'IPEX rappresenti la borsa con i prezzi medi più alti d'Europa, con punte di differenza che raggiungono i 56,4 €/MWh come accade confrontando il prezzo medio delle ore di picco dell'IPEX e quello del mercato NordPool (tab. 26).

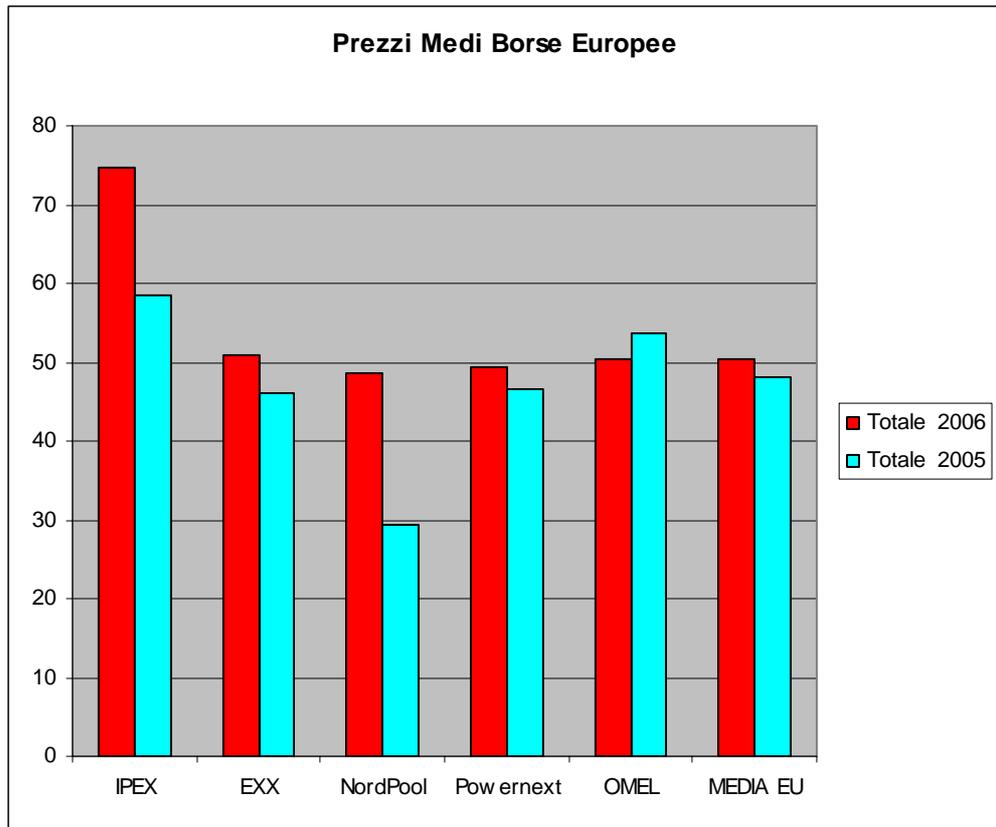
Tabella 25 Confronto tra i prezzi medi delle borse europee, 2005-2006

		IPEX		MEDIA EU		EXX		NordPool		Powernext		OMEL	
		Media	Var %	Media	Var %	Media	Var %	Media	Var %	Media	Var %	Media	Var %
Totale	2006	74,8	27,6%	50,4	4,6%	50,8	10,43%	48,6	65,87%	49,3	5,57%	50,5	-5,96%
	2005	58,6		48,2		46		29,3		46,7		53,7	
Lavorativo	2006	81,4	25,2%	56	6,1%	57,9	13,31%	49,8	66,00%	55,3	6,96%	53	-7,18%
	2005	65		52,8		51,1		30		51,7		57,1	
Picco	2006	108,7	23,8%	70,2	8,2%	74,6	17,11%	52,3	67,63%	70,5	8,96%	61,5	-8,21%
	2005	87,8		64,9		63,7		31,2		64,7		67	
Fuori picco lavorativi	2006	54,1	28,2%	41,9	2,7%	41,3	7,27%	47,3	64,81%	40,1	3,62%	44,5	-5,72%
	2005	42,2		40,8		38,5		28,7		38,7		47,2	
Festivo	2006	60,2	35,9%	38,1	0,5%	35,2	1,73%	45,9	64,52%	36,3	1,97%	45,2	-1,95%
	2005	44,3		37,9		34,6		27,9		35,6		46,1	

Fonte Elaborazione propria dati GME

In termini relativi le maggiori variazioni di prezzo sono state registrate dal mercato NordPool, anche se lo stesso in quasi tutti i rilevamenti risulta inferiore alla media europea. Mentre l'OMEL, dei mercati analizzati risulta l'unico con decrementi di prezzo rispetto all'anno passato.

Figura 19 Prezzi medi delle borse europee



Fonte: Elaborazione propria dati GME

Mentre, come si è avuto modo di vedere, i prezzi medi dell'IPEX risultano molto più alti rispetto alla media europea, la volatilità sia in termini di livello che relativi risulta in perfetta linea con quella europea. In particolare mentre il coefficiente di variazione della media europea negli ultimi due anni è aumentato passando dal 52,5 % del 2005 al 67,5% del 2006, raggiungendo una deviazione standard di 34 €/MWh, sulla borsa italiana -in parziale controtendenza con tutte le altre borse europee oggetto del confronto che hanno seguito la crescita sia in termini di livello che in termini relativi della volatilità dei prezzi – pur registrando un aumento della deviazione standard, la volatilità in termini relativi si è abbassata di 2 punti percentuali

attestandosi ad un valore pari al 45 %, di 23 punti percentuali più basso di quello europeo.

Tabella 26 Deviazione standard e coefficienti di variazione dei prezzi delle borse europee

		IPEX		MEDIA EU		EEX		NordPool		Powernext		OMEL	
		DS	CV	DS	CV	DS	CV	DS	CV	DS	CV	DS	CV
Totale	2006	33,7	45,1%	34	67,5%	49,4	97,2%	11,1	22,8%	35,5	72,0%	19,9	39,4%
	2005	27,7	47,3%	25,3	52,5%	27,2	59,1%	4,6	15,7%	28,6	61,2%	19,2	35,8%
Lavorativo	2006	37,2	45,7%	38	67,9%	57,5	99,3%	11,1	22,3%	39,6	71,6%	20,8	39,2%
	2005	29,5	45,4%	27,7	52,5%	30,3	59,3%	4,6	15,3%	31,8	61,5%	19,9	34,9%
Picco	2006	31,3	28,8%	45,9	65,4%	75,8	101,6%	10,6	20,3%	47,9	67,9%	20,7	33,7%
	2005	20,9	23,8%	31,2	48,1%	35,8	56,2%	4,7	15,1%	37,2	57,5%	18,5	27,6%
Fuori picco lavorativi	2006	17,6	32,5%	17,8	42,5%	17,6	42,6%	11	23,3%	19,6	48,9%	17	38,2%
	2005	16,1	38,2%	15,9	39,0%	15,3	39,7%	4,1	14,3%	17,3	44,7%	15,8	33,5%
Festivo	2006	16,9	28,1%	16,2	42,5%	14,9	42,3%	10,8	23,5%	18,3	50,4%	16,8	37,2%
	2005	15,6	35,2%	13,7	36,1%	12,6	36,4%	4,4	15,8%	14,2	39,9%	15,1	32,8%

Fonte Elaborazione dati GME

CAPITOLO 4.

IL POTERE DO MERCATO NELLA BORSA ELETTRICA

4.1 Introduzione al potere di mercato

Nei capitoli precedenti ed in particolare nel terzo, si è dato ampio spazio ad un'analisi quantitativa del sistema elettrico italiano, mostrandone sia l'architettura data dal legislatore nel nuovo regime di liberalizzazione e sia le dinamiche di formazione dei prezzi.

Come si è potuto constatare, in Italia il prezzo dell'energia all'ingrosso risulta in media superiore ai prezzi riscontrabili negli altri Paesi che, come il nostro, hanno sperimentato un regime concorrenziale. Il livello persistente più alto dei prezzi viene imputato in parte ad un parco produttivo meno efficiente di quello degli altri Paesi, che determina costi relativamente più alti e maggiore sensibilità alle variazioni fatte registrare dai mercati petroliferi e del gas.¹⁰⁷

Vi sono altri fattori, ampiamente trattati dalla letteratura di riferimento¹⁰⁸, che innescano il meccanismo di formazione dei prezzi alti. Il mercato dell'energia presenta un'elevata concentrazione nell'offerta, che rende alcuni operatori potenzialmente capaci di determinare il livello dei prezzi esercitando potere di mercato, nonostante le cessioni imposte dal legislatore e l'entrata in funzione di nuova potenza.

Il quarto e ultimo capitolo tende ad indagare in profondità il fenomeno sia sotto il profilo teorico, identificando le metodologie e i modelli dei comportamenti dei partecipanti al mercato elettrico, sia

¹⁰⁷ Beretta G.P., *Il contesto energetico globale*, Energia n.1, 2006

¹⁰⁸ Si veda tra gli altri: Bernardino O., *Regolazione e potere di mercato nella crisi elettrica californiana*, in Energia n° 2, 2001. Wilson J.F., *Scarcity, Market Power and Price Caps in Wholesale Electric Power Markets*, in The Electricity Journals, vol. 9., n.3 (2000). Fumagalli E. Garrone P., *Potere di mercato nella Borsa elettrica*, Politecnico di Milano, 2005.

sotto l'aspetto analitico, attraverso l'analisi degli indici di concentrazione per identificare l'esercizio di potere di mercato.

L'attenzione al tema del potere di mercato trova giustificazione nell'obiettivo del lavoro che è teso ad identificare quali possibili strade sono percorribili per arginare il fenomeno e disinnescare e/o frenare la spirale vorticoso dell'aumento dei prezzi.

4.2 Potere di mercato: definizioni.

Il punto di partenza per capire quando ci troviamo di fronte all'esercizio di potere di mercato è capire che cosa significa essere un produttore "price-taker". Un produttore price-taker può essere definito come quel produttore che partecipando ad una sessione della borsa elettrica per ogni impianto attivabile *"propone un prezzo pari al costo marginale dell'impianto e l'intera quantità (al netto di impegni contrattuali preesistenti), lasciando poi al mercato la definizione del prezzo e la selezione degli impianti e delle stesse quantità per impianto"* ¹⁰⁹.

Nel modello di System Marginal Price adottato dalla nostra Borsa nel principale dei sottomercati (Mercato del Giorno Prima) che, si ricorda, prevede un prezzo uniforme (c.d. prezzo marginale), perché un produttore sia classificabile come price-taker è sufficiente che, pur se allo stesso appartengano più impianti con costi di esercizio differenti e di conseguenza costi marginali differenti, offra a costi marginali la produzione dell'impianto meno efficiente; per gli impianti che presentano costi marginali inferiori può attuare, infatti, un moderato bid-up (prezzo offerto non superiore ai costi marginali del proprio impianto più costoso).

¹⁰⁹ "Potere di Mercato nella Borsa Elettrica" op.cit., pag. 4.

Ogni produttore che abbandoni il comportamento di price-taking per aumentare i propri profitti esercita *potere di mercato*, adotta, cioè, comportamenti di offerta tali da indurre il mercato a determinare un prezzo superiore a quello che si otterrebbe con offerte squisitamente concorrenziali (proposte di vendite con prezzo pari al costo marginale di breve periodo da parte di ciascuna impresa).

Ne consegue che il potere di mercato è attribuibile ad ogni singola impresa, il cui comportamento si riflette sull'equilibrio di mercato.

Dalla semplice e certamente non esaustiva descrizione dell'esercizio del potere di mercato, appare necessario puntualizzare alcuni aspetti e alcune problematiche che ci si trova ad affrontare quanto si parla di potere di mercato.

La prima considerazione è da ricondursi alla natura legittima o illegittima dell'esercizio del potere di mercato. L'esercizio di tale potere può, infatti, consistere sia in strategie legittime di tipo oligopolistico sia in comportamenti anticoncorrenziali, illegittimi dal punto di vista della teoria anti-trust.

La seconda è legata al valore del mark-up dell'impresa. Il mark-up, ossia la differenza tra prezzo realizzato dal mercato e costo marginale dell'impresa (da cui derivano gli indicatori più diffusi per appurare l'esercizio di potere di mercato), anche se è elevato non è sufficiente per identificare comportamenti anticoncorrenziali; specie nei casi in cui, se il prezzo che viene a formarsi è uniforme e come si è avuto modo di vedere è pari all'offerta per l'ultimo tra gli impianti selezionati dell'ultima impresa selezionata, l'elevato mark-up potrebbe essere frutto non di strategie e comportamenti opportunistici ma dalla possibilità di offrire energia da impianti assai efficienti.

4.3 Mercato elettrico organizzato e potere di mercato

In un mercato elettrico organizzato, così come quello italiano, l'esercizio di potere di mercato attraverso comportamenti anticoncorrenziali può essere attuato in autonomia, si parla in questo caso di *operatore dominante*, da parte di più imprese in coordinamento tra di loro in un comportamento considerato di natura anti-concorrenziale e, infine, da più imprese che interagiscono tra di loro senza però coordinarsi.

Sono diverse le forme che può assumere l'esercizio di potere di mercato¹¹⁰, tra queste si ricordano:

➤ *Bid-up*. L'impresa può presentare per il proprio impianto o per i propri impianti un prezzo di offerta superiore ai costi marginali (c.d. bid-up). Tale pratica risulta razionale fintanto che non porterà l'impresa o un singolo impianto dall'impresa ad essere escluso dal mercato. Nel caso del Mercato del Giorno Prima il cui prezzo di mercato è unico e l'impresa che propone l'offerta è un'impresa multi-impianto (cioè con costi differenti), il bid-up è conveniente se risulta marginale uno dei propri impianti, dove per impianto marginale si intende l'impianto ultimo chiamato a produrre e quindi caratterizzato da costi marginali più elevati rispetto agli altri impianti chiamati a produrre. In tal caso tutti gli altri impianti del medesimo operatore (c.d. inframarginali), riceveranno un margine prezzo-costo superiore. Come si avrà modo di constatare tale comportamento è facilmente attuabile da quelle imprese che dominano una zona di mercato e presentano per quella medesima zona un numero di impianti

¹¹⁰ Newbery D., Green R., Neuhoff K., Twomey P. (2004), A Review of the Monitoring of Market Power. The Possible Roles of TSOs in Monitoring for Market Power Issues in Congested Transmission Systems, *Report prepared at the request of ETSO*, Brussels

piuttosto elevato, con impianti inframarginali a costi ridotti (esempio impianti base-load).

➤ *Limitazione strategica delle quantità.* Tale pratica risulta equivalente alla pratica del bid-up. In questo caso l'operatore limita la quantità offerta dai propri impianti (dichiarando ad esempio un ridotto limite operativo o un fuori uso di un proprio impianto inframarginale). L'operazione risulta conveniente se il costo sopportato per la perdita di profitto di un impianto viene compensata da maggiori profitti conseguiti dal resto degli impianti chiamati a produrre.

➤ La possibilità di esercitare forme di potere di mercato è data dal carattere iterativo della borsa elettrica¹¹¹. La borsa elettrica non è equivalente ad una Borsa finanziaria (caratterizzata da una contrattazione continua) ma è costruita su una serie di aste tenute per ogni singola ora e per tutti i giorni dell'anno. Tale ripetizione facilita la collusione implicita tra i partecipanti all'asta.

Dai risultati base della teoria dei giochi la sequenzialità delle aste alza il livello collusivo e riduce l'efficienza dell'asta (ossia riduce l'incentivo a rivelare la "vera" valutazione del bene) perché:

"1) il gioco ripetuto dà ai bidder l'opportunità di punire gli altri giocatori in caso di violazione dell'equilibrio collusivo. Nel classico schema del dilemma del prigioniero infatti, se giocato in un solo stadio l'equilibrio strategico è noncooperativo, perché tutti i partecipanti massimizzano i loro pay-offs non preoccupandosi del comportamento dei loro concorrenti. Se il gioco è ripetuto per un numero sufficientemente ampio di tornate, i giocatori riterranno

¹¹¹ Napolano L., *Un'interpretazione della borsa elettrica all'interno della teoria delle aste*, in Quaderni ref., 2000.

strategia più efficiente di trovare un accordo rispetto alle strategie dei loro avversari, in maniera di alzare il pay-off di ognuno. La deviazione da tale equilibrio comporterebbe la reazione punitiva degli altri soggetti negli stadi successivi del gioco. L'asta quindi si allontana dal risultato di efficienza standard.”

2) La quantità di informazioni diffuse nel corso del gioco facilita la collusione. La Borsa elettrica non è un'asta aperta in cui sono diffuse tutte le informazioni sui partecipanti e sulle loro modalità di bidding, tuttavia l'elevata quantità di tornate d'asta rende per i partecipanti relativamente semplice comprendere il comportamento degli avversari e quindi avere ragionevoli aspettative sulla loro funzione di valutazione, il che facilita il comportamento di collusione tacita.

3) Ulteriore elemento che facilita il comportamento collusivo è il ristretto numero di partecipanti, sia dal lato della domanda che dell'offerta: dovuto alla rilevanza degli investimenti necessari per entrare nella produzione elettrica, nonché, dal lato della domanda, dei costi dell'attività di monitoraggio che solo i grandi consumatori energy-intensive sono incentivati a sostenere. La partecipazione tende quindi a essere decisamente stabile, ulteriore fattore che favorisce la collusione tacita.

Per quanto riguarda gli aspetti collusivi, la Borsa elettrica ha caratteristiche tali da favorirne lo sviluppo. Più complesso è tuttavia individuare i parametri che indicano evidenza collusiva. Tanto per fare un esempio, la stabilità dei prezzi non necessariamente implica che tali prezzi siano evidenza di allocazione efficiente. Potrebbero essere il risultato di un gioco collusivo del resto assai probabile che tiene i prezzi ben al di sopra dei costi marginali. Tuttavia, neanche la presenza di volatilità dei prezzi è necessariamente un indice di elevata competizione, in quanto i picchi di prezzo possono essere determinati dai soggetti dotati di potere di mercato. Considerate come

esogene le condizioni strutturali del mercato, è da analizzare quale meccanismo possa “istituzionalmente” favorire la collusione che, nel settore elettrico, è favorita dalla quantità di informazioni diffuse.

4.4 I modelli di calcolo del potere di mercato

La letteratura offre diversi modelli per valutare se l'impresa eserciti o meno potere di mercato¹¹². I tre approcci prevalenti sono i seguenti:

- modelli in forma ridotta;
- modelli strategici avanzati;
- modelli euristici.

4.4.1 Modelli in forma ridotta e indici di Herfindahl- Hirschman Index (HHI) e Indice di Operatore residuale

I modelli in forma ridotta rappresentano i modelli maggiormente utilizzati dalle autorità garanti per valutare il potere di mercato delle imprese e del settore. L'assunzione base di questi modelli è che il grado con il quale un'impresa esercita potere di mercato dipenda in prevalenza da aspetti strutturali del settore quali, ad esempio, da caratteristiche delle capacità produttive, dei costi e della domanda.

Ne deriva che i comportamenti delle imprese sono espressione di tali elementi della struttura di mercato e che quindi descrivono in maniera esaustiva le potenzialità per l'esercizio di potere di mercato.

Indicatori strutturali sintetici molto usati per le misure di concentrazione del settore sono l'indice di concentrazione di Herfindahl-Hirschman Index (HHI) e l'indice di operatore residuale (IOR).

¹¹² Fumagalli E., Garrone P., *Potere di mercato nella borsa elettrica*, op. cit.

L'indice HHI rappresenta l'indice più comunemente utilizzato nell'analisi del potere di mercato e si ottiene sommando i quadrati delle quote di mercato delle imprese partecipanti.

L'espressione matematica dell'indice è la seguente:

$$HHI = \sum_{i=1}^N x_i^2$$

dove N rappresenta il numero di imprese nel mercato e x_i la quota di mercato di ciascun impresa in percentuale.

L'indice di Herfindahl può variare da 0 (perfetta concorrenza) a 10.000 (monopolio).

Un valore dell'HHI inferiore a 1000 è considerato indice di un mercato concorrenziale, mentre al di sopra di quota 1800 viene considerato indice di un mercato poco concorrenziale.

L'indice viene calcolato aggregando le quantità offerte e/o vendute dai singoli operatori, incluse quelle vendute tramite contratti bilaterali.

È opportuno precisare che un elevato valore dell'indice di Herfindahl-Hirschman è da intendersi come un'indicazione del fatto che esiste la possibilità che in un determinato mercato si eserciti potere di mercato, perché corrisponde a situazioni che favoriscono tale comportamento. Spesso come accade nel mercato elettrico un indice di Herfindahl-Hirschman elevato è indicatore di un settore che ospita un oligopolio simmetrico¹¹³ oppure un operatore dominante.

Il secondo indice largamente utilizzato nel settore elettrico per invidiare la possibilità che sia un operatore dominante è il Residual Supply Index o Indice di operatore residuale.

¹¹³ Per oligopolio asimmetrico si intende secondo la classificazione di Incava e Jacquemin la possibilità che il mercato sia controllato da poche imprese (3-4) che si dividono equamente l'80% del mercato stesso.

E' un indice relativo ai singoli operatori che offrono pacchetti di energia sul mercato e misura la presenza di operatori di mercato residuali, vale a dire necessari al fine del soddisfacimento della domanda. E' definito, per ciascun operatore, come rapporto tra le quantità complessivamente offerta dai concorrenti e la quantità complessivamente venduta. L'indice assume valore < 1 in presenza di un operatore residuale e tanto più è prossimo allo 0 tanto maggiore è la quota della sua offerta che può essere venduta a prescindere dal prezzo di offerta.

In particolare l'indice può essere scomposto in un Indice di Operatore Residuale di tipo orario e un indice di tipo quantitativo. Nel primo caso (IOR(h)) l'indice tende a misurare per ciascun operatore la percentuale di ore per cui è risultato necessario e per la macrozona la percentuale di ore in cui almeno un operatore è risultato residuale. Con l'indice di tipo quantitativo (IOR(q)) si misura la percentuale delle vendite di ciascun operatore in condizioni di residualità, cioè in assenza di concorrenza, e per la macrozona indica la quota di tali vendite sulle vendite complessive, ossia la quota di volumi venduti in assenza di concorrenza.

4.4.2 Modelli strategici avanzati

Secondo questo approccio l'esercizio di potere di mercato è frutto prevalentemente di decisioni strategiche delle singole imprese che adottano comportamenti di massimizzazione del profitto sulla base di assunzioni precise del comportamento degli altri concorrenti, oltre che della conoscenza dei propri costi e della propria struttura, ed è

consapevole che i potenziali concorrenti adottino strategie comportamentali simili.¹¹⁴

4.4.3 Modelli euristici

I modelli euristici si basano, così come i modelli strategici avanzati, sul comportamento dei singoli operatori, tuttavia a differenza dei modelli strategici avanzati, non tengono conto delle interazioni delle imprese.

Tali modelli fanno dipendere, quindi, l'esercizio del potere di mercato da decisioni di tipo euristico, ossia da regole molto semplificate di comportamento da parte delle singole imprese.¹¹⁵

4.5 Concentrazione di mercato

In questo paragrafo si fornisce una descrizione della struttura dei mercati all'ingrosso di energia definiti secondo la suddivisione presentata nel paragrafo precedente, in termini di mercato dei partecipanti e di andamento dell'indice di Herfindahl-Hirschmann (HHI) nel triennio 2004-2006.

Le macrozone sulle quali è stato effettuato il test sono state le seguenti:

- Macrozona Nord (MzNord);
- Macrozona Sud (MzSud);
- Macrozona Sicilia (MzSic);
- Macrozona Sardegna (MzSard).

¹¹⁴ Si veda Hobbes B. F., Metzler C.B., Pang J.S. (2000). *Strategic gaming analysis for electric power systems: an MPEC approach*. IEEE Transaction on Power Systems, vol. 15, n.2.

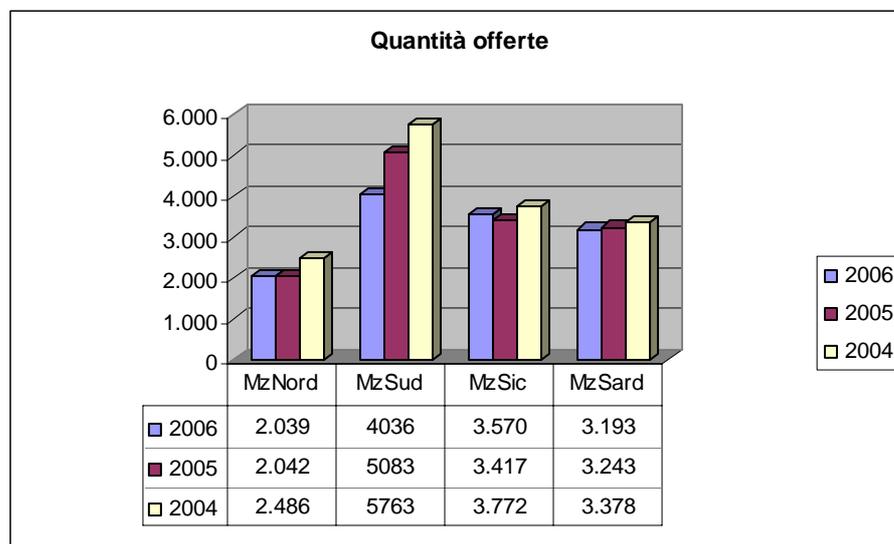
¹¹⁵ Corriera P., Overbye T., Hiskens I. (2002). *Supergames in electricity markets: beyond the Nash equilibrium concept*. 14th Power Systems Computation Conference, Sevilla, Spain, June 2002.

Stando ai risultati riportati nelle figure 20 e 21, in un ottica antitrust che vede come un mercato poco concorrenziale un mercato con un valore dell'indice HHI superiore a 1.800, nella disaggregazione del mercato nelle quattro macro zone si evince come nessuna delle stesse risulti un mercato concorrenziale. In particolare la macrozona Sicilia risulta la macrozona con la maggiore concentrazione in termini di vendita con un indice di Herfindahl pari a 4.267 in crescita del 11,4% rispetto al 2005.

Bisogna evidenziare tra l'altro che in tutte le zone si registra un decremento piuttosto sostanziale eccetto la Macrozona Sicilia.

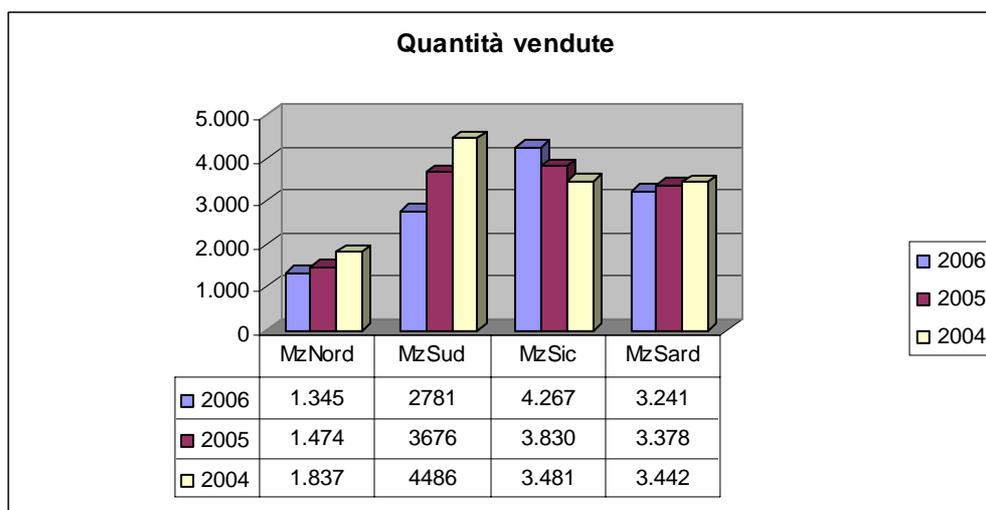
Il mercato maggiormente concorrenziale appare la Macrozona Nord con un indice di concentrazione che permette di considerare il mercato abbastanza concorrenziale. È possibile supporre che per la macro zona Nord risenta degli effetti benefici degli scambi transfrontalieri, anche se al riguardo mancano dati certi.

Figura 20. Indice Herfindahl-Hirschmann annuale.



Fonte Elaborazione dati GME

Figura 21. Indice di Herfindahl-Hirschmann annuale.



Fonte Elaborazione dati GME

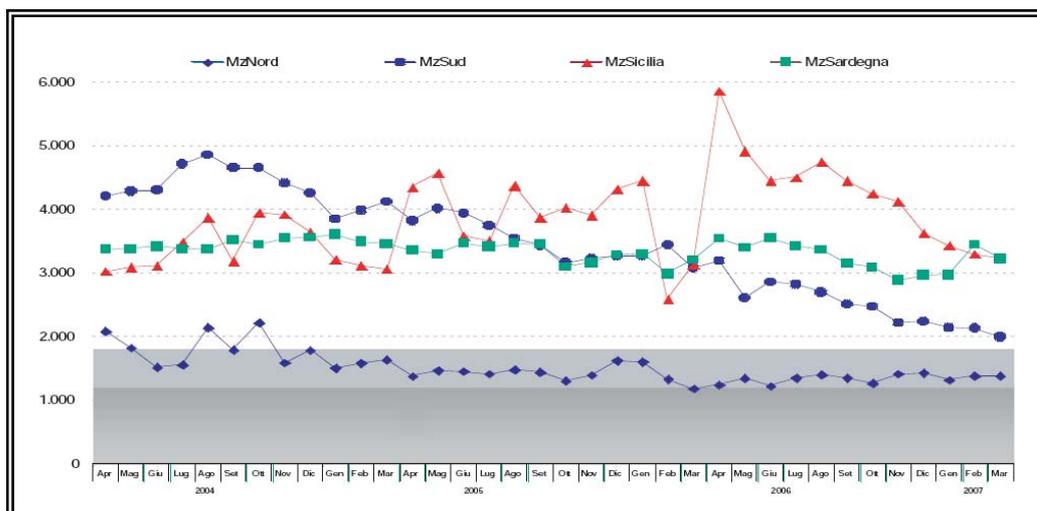
Tabella 27 .Variazione annuale dell'indice di Herfindahl.

Anno	MzNord	MzSud	MzSic	MzSard
2006	1.345	2.781,00	4.267,00	3.241,00
2005	1.474	3.676,00	3.830,00	3.378,00
2004	1.837	4.486,00	3.481,00	3.442,00
2005/2006	-8,8%	-24,3%	11,4%	-4,1%
2004/2005	-19,8%	-18,1%	10,0%	-1,9%

Fonte Elaborazione propria dati GME

Se si osserva l'andamento mensile dell'indice Herfindahl-Hirschmann (figura 22) si può notare come il livello di concentrazione del mercato, comunque in media molto alto, stia subendo un progressivo decremento, anche nelle zone a più alta concentrazione.

Figura 22. Indice di Hirschmann-Herfindahl mensile sulle quantità vendute.



Fonte: Dati GME

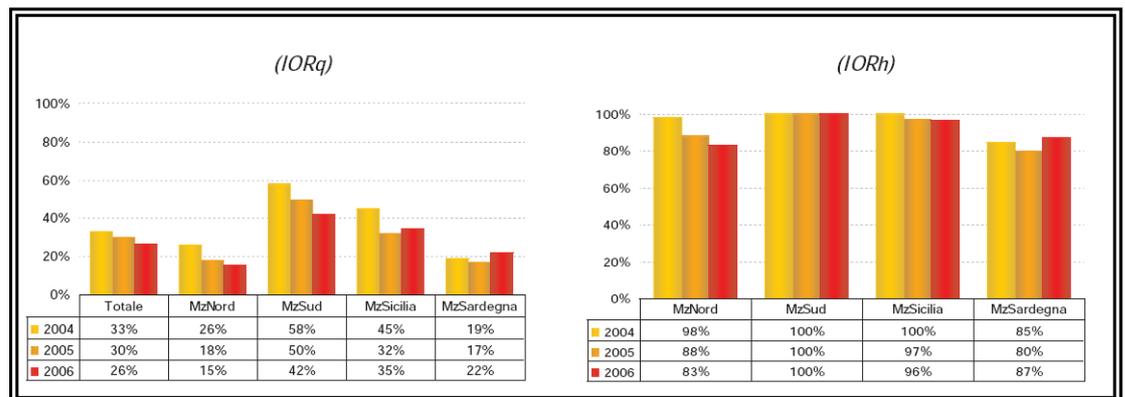
4.6 Gli indici di operatore residuale nelle macrozone

Nella macrozona Nord gli stessi fattori che hanno indotto una riduzione dell'indice di Herfindahl-Hirschmann, hanno anche determinato nei tre anni di confronto una riduzione di circa 15 punti percentuali di entrambi gli indici, confermando la presenza frequente di almeno un operatore residuale (83% delle ore) su una quota minoritaria ma rilevante dell'offerta (15%). Per contro, l'elevatissima concentrazione della macrozona Sud ha fatto sì che la pur rilevante entrata di nuovi concorrenti abbia ridotto la quota di volumi venduti in assenza di concorrenza di 11 punti percentuali (42%), senza tuttavia impedire al principale operatore di mercato di essere sempre necessario. Nella Macrozona Sicilia anche lo IOR(q) e lo IOR(h) si sono ridotti di poco rispetto al 2004, raggiungendo rispettivamente il 35% (-10%.) e 96% (-4%.), con un forte incremento nella prima metà del 2006 e un'inversione di trend nella seconda parte dell'anno.

In controtendenza appare solo la **MzSardegna**, ove aumentano sia lo IOR(h) (87%, +2 p.p.), sia lo IORq (22%, +3 p.p.).

In particolare, analizzando il dato relativo ai singoli operatori emerge che gli operatori risultati necessari sono stati 4, di cui uno è il GSE in relazione alle vendite CIP6, e che circa il 26% dell'energia venduta in Italia è stata scambiata in assenza di concorrenza, con un ruolo dominante del principale operatore. Quest'ultimo è risultato necessario in tutte le macrozone per almeno l'83% delle ore (fa eccezione la MzSardegna con il 54% delle ore) e per circa il 73% delle proprie vendite complessive. Mentre nelle diverse macrozone i valori dello IOR sono relativamente omogenei nei diversi gruppi di ore, nella MzNord i valori dello IOR sono ampiamente concentrati nelle ore di picco, quando lo IOR(h) raggiunge il 100% e lo IOR(q) il 23%. Nelle ore fuori picco e festive i valori risultano inferiori, rispettivamente al 74% e al 9%.

Figura 23. Indice di operatore residuale.



Fonte: Dati GME

4.7 Le quote di mercato dei principali produttori

Le variazioni registrate sull'indice di Herfindahl riflettono in parte modifiche sensibili delle quote di mercato dei diversi operatori a livello nazionale, con la riduzione delle quote del principale operatore ENEL (calato dal 43% al 34%) e del GSE (calato dal 22% al 17%) e la conseguente crescita del terzo operatore (EdiPower)" (passato dall'8% al 10%) e degli altri (passati dal 18% al 29%). In particolare,

mentre la riduzione del GSE ha interessato tutte le macrozone, con variazioni comprese tra 1-6 punti percentuali, le variazioni degli altri operatori sono state più differenziate: la quota dell'ENEL è calata nella MzNord (da 34% a 25%), nella MzSud (da 60% a 44%) e nella MzSardegna (da 30% a 25%), registrando un sensibile aumento solo nella MzSicilia (da 48% a 57%). Specularmene la quota degli altri è aumentata nella MzNord (da 29% a 40%), nella MzSud (da 6% a 21%) e nella MzSardegna (da 2% a 6%). La quota dell'EDISON (secondo operatore di mercato) è cresciuta soprattutto nella MzSardegna (da 30% a 34%); quella di EdiPower è cresciuta nella MzSud (da 3% a 9%), mentre si è ridotta nella MzSicilia (da 11% a 7%).

Tabella 28. Quote di mercato relative alle vendite sul Mercato del Giorno Prima.

OPERATORE		MzNord	MzSud	MzSic	MzSard	ITALIA
ENEL	2006	25%	44%	57%	25%	34%
	2005	28%	52%	53%	24%	38%
	2004	34%	60%	48%	30%	43%
EDISON	2006	13%	2%	0%	34%	9%
	2005	13%	2%	1%	33%	9%
	2004	11%	2%	1%	30%	8%
EDIPOWER	2006	12%	9%	7%	0%	10%
	2005	11%	4%	8%	0%	8%
	2004	11%	3%	11%	0%	8%
GSE	2006	10%	24%	26%	36%	17%
	2005	13%	28%	28%	39%	20%
	2004	15%	30%	29%	37%	22%
ALTRI	2006	40%	21%	10%	6%	29%
	2005	36%	14%	11%	4%	25%
	2004	29%	6%	11%	2%	18%

Fonte Elaborazione dati GME

4.8 Pivotalità e dominanza in un ottica antitrust

Nell'indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e del gas naturale¹¹⁶ si fa esplicito riferimento alla pivotalità e alla dominanza dove la pivotalità è intesa come l'indispensabilità di un operatore al soddisfacimento della domanda locale per un determinato periodo di ore, mentre per dominanza va intesa come la capacità dell'operatore di fissare unilateralmente il prezzo.

L'operatore pivotale è, in altre parole, quello assolutamente indispensabile per soddisfare il fabbisogno locale, tale operatore quello che determina il prezzo finale di borsa (il mercato elettrico nazionale è disegnato in modo tale che tutta l'energia offerta in borsa, in una determinata ora, viene valorizzata all' "ultimo" prezzo di offerta sul mercato, quello che lo chiude). Tuttavia la nozione di pivotalità non è legata all'ammontare di domanda servita (quota di mercato, anche su base oraria): un soggetto *normalmente* esposto a strette relazioni d'interdipendenza oligopolistica con i propri concorrenti può, in *determinate condizioni* (d'offerta e domanda zonale) e in *determinate ore* della giornata, essere l'unico a poter soddisfare la domanda zonale (ma non è detto che l'operatore pivotale in quell'ora sia quello che ha presentato le maggiori offerte di vendita ovvero che ha venduto i maggiori quantitativi d'energia in quell'ora).

La condizione di pivotalità di un operatore può inoltre dipendere dalle strategie di borsa - in termini d'offerte quantità/prezzo - presentate dagli altri operatori (ad es. se la domanda zonale è 100 i soli due generatori presenti sul mercato presentano due offerte quantità prezzo di 50/prezzo 99 e 50/prezzo 100, il secondo operatore

¹¹⁶ Autorità Garante della concorrenza e del mercato, op.cit

è quello pivotale ma difficilmente può essere ritenuto dominante: il fatto che sia risultato pivotale dipende strettamente dalla strategia adottata dall'altro operatore, non appare che tale operatore possa adottare strategie non replicabili dal proprio concorrente, strutturalmente la loro capacità di offerta sembrerebbe simmetrica..

La dominanza implica in qualche misura la pivotalità nel senso di potere di fissare il prezzo mentre non vale in viceversa.

In particolare, l'operatore pivotale è anche dominante quando la sua posizione sul mercato rilevante – valutata in termini di capacità di generazione, tipologia di impianti e ubicazione degli stessi – è tale da consentirgli:

- ✓ di esercitare il potere di determinazione del prezzo in modo sostanzialmente indipendente dai concorrenti e dai clienti, in modo stabile, in una ottica temporale adeguatamente lunga e su una dimensione della domanda servita rilevante;

- ✓ di non temere la replicabilità delle sue strategie commerciali da parte di altre imprese.

In linea generale si può comunque rilevare che, a parità di ogni altro fattore, l'incentivo per l'operatore pivotale ad offrire la propria capacità produttiva a prezzi non concorrenziali è tanto più forte quanto più sussistono le seguenti condizioni:

- alto livello di domanda;
- minore capacità produttiva di terzi a soddisfare la domanda;
- maggiori costi marginali dell'operatore pivotale;
- minori costi marginali dei concorrenti.

Dall'analisi condotta nei paragrafi precedenti si evince, in linea di massima, come in alcune aree nonostante la diminuzione delle quote di mercato dei principali operatori e la diminuzione degli indici di concentrazione, la situazione risulti patologica e l'ipotesi che all'interno di ciascuna macroarea considerata, fatta eccezione probabilmente per la macrozona Nord, la possibilità che operi un operatore pivotale in grado di determinare i prezzi è più che plausibile.

È necessario, ai fini dell'analisi, puntualizzare alcuni aspetti. Affinché si possa parlare di un esercizio di potere di mercato tale da restringere o limitare il confronto competitivo è necessario che l'operatore sia dominante. Nel settore in analisi la dominanza è dimostrabile alla luce della posizione detenuta in termini di dimensioni, composizione per tecnologia e ubicazione del parco generazionale e, infine, nel mercato la stessa può essere segnalata con l'acquisizione del ruolo pivotale.

Inoltre è necessario stabilire quando le condotte dell'operatore dominante rientrino nell'esercizio lecito del potere di mercato unilaterale, oppure in una condotta abusiva. È possibile affermare che l'esercizio è lecito in un'ottica antitrust quando la condotta tenuta dall'operatore sia riconducibile all'obiettivo della massimizzazione del profitto e non alla creazione di strategie escludenti e di ostacolo all'ingresso dei concorrenti nell'arena di mercato.

4.9 Prezzi onerosi, dominanza ed efficienza della Borsa

Alla luce di quanto sopra esposto risulta estremamente complesso determinare se l'onerosità dei prezzi all'ingrosso dell'energia siano strettamente correlati all'esercizio di potere di mercato e se quindi la Borsa Italiana dell'energia risulti poco efficiente in termini di riallocazione dei prezzi.

Bisognerebbe, infatti, dimostrare che l'applicazione di prezzo oneroso non risponda alla logica di massimizzazione del profitto (logica razionale da parte dell'operatore) ma ad una più ampia strategia che comporta implicitamente un uso inefficiente delle risorse e una condotta strategica deviante tesa da una parte ad escludere gli altri concorrenti e dall'altra a trasferire tali inefficienze sui prezzi.

I modelli in forma ridotta utilizzati per analizzare il mercato, se è vero che forniscono indicazioni utili a determinare il livello di concentrazione, si rivelano inefficaci a determinare condotte anticoncorrenziali.

È pur vero che l'analisi ha inequivocabilmente dimostrato i seguenti aspetti:

- la liberalizzazione ha reso trasparente la carenza competitiva dovuta alla struttura di mercato;
- le carenze riguardano il parco, la sua ubicazione articolata su tutto il territorio;
- un solo operatore detiene gli impianti di punta in grado di soddisfare i picchi di domanda e risultare pivotale in tutte le macrozone;
- i vincoli di capacità trasmissiva esaltano tale potere;
- l'operatore pivotale è in grado di fare strategie di leverage e di mantenimento di prezzi alti con interesse dei followers a seguirla.

Se empiricamente, quindi, risulta estremamente complesso dimostrare la correlazione tra prezzi onerosi e inefficienza nell'allocazione dei prezzi della borsa elettrica è indubbio che un prezzo dell'energia all'ingrosso superiore di quasi 48 punti percentuali alla media dei prezzi delle borse europee sia comunque un segnale di quanto la borsa elettrica italiana possa scontare ancora

delle inefficienze dovute al passaggio da un modello teorico ritenuto per molti versi eccellente ad una realtà che ha spesso smentito il legislatore.

4.10 Prezzi onerosi. Altri cause

Se il modello di borsa adottato in Italia può in qualche modo contribuire a spiegare un livello di prezzi di molto superiore alla media europea, appare evidente che da solo non giustifica una siffatta situazione. Le cause sono probabilmente da ricercare altrove.

L'evoluzione del mix produttivo registrato nell'ultimo decennio, durante il quale il parco elettrico italiano ha subito un profondo rinnovamento (in sostanza orientando la propria capacità produttiva verso la sola tecnologia dei cicli combinati: più di 20.000 MW a tutt'oggi, destinati a raggiungere o forse a superare i 30.000 nei prossimi anni), rappresentano uno dei punti critici sul quale riflettere accuratamente¹¹⁷.

A differenza di altri paesi, questo rinnovamento non è solo l'effetto della liberalizzazione del mercato elettrico, che tende a privilegiare questa tipologia di impianto, più facilmente finanziabile, con quote di investimento a carico del produttore elettrico abbastanza contenute e tempi di costruzione di poco superiori ai due anni.

Ancor prima dell'avvio del processo di liberalizzazione esso è stato stimolato dalle elevate incentivazioni tariffarie previste dal CIP 6 per i cicli combinati operanti in cogenerazione, ma, successivamente all'entrata in vigore del decreto Bersani, soprattutto dalle condizioni poste agli acquirenti delle tre Genco, che li obbligavano a convertire un considerevole numero degli impianti acquistati in cicli combinati per un totale di 9.460 MW

¹¹⁷ Ministero attività produttive, *Bilancio energetico nazionale*, 2005

Di conseguenza, mentre negli altri mercati liberalizzati i cicli combinati hanno in questi anni costituito la maggior parte (o la totalità) dell'apporto di potenza *aggiuntivo* a parchi di generazione principalmente costituiti da un mix, variabile da caso a caso, di impianti a carbone e nucleari, da noi, oltre a svolgere questo ruolo, essi hanno in larga misura *sostituito* vecchi impianti a olio combustibile, col risultato di creare un futuro prossimo in cui l'energia elettrica per più del 50% sarà prodotta bruciando gas, il cui fabbisogno è oggi coperto solo per il 14% dalla produzione nazionale, quota che in pochi anni scenderà sotto il 10%. Oltre tutto la frazione largamente maggioritaria (circa il 77%) del nostro import di gas è garantita da due paesi, Russia e Algeria.

Un altro fattore che merita profonde riflessioni è da ricercare nella politica di vendita delle centrali da parte del principale operatore. Con il processo di liberalizzazione è stato imposto all'ENEL la vendita di buona parte del proprio parco produttivo al fine di favorire il processo competitivo voluto dal legislatore. Più fonti hanno criticato duramente la politica strategica adottata dall'ex monopolista che ha messo in vendita un parco generazionale quasi tutte mid-merit, riservandosi la quasi totalità degli impianti di punta ed operando, quindi in condizioni di pivotalità, se non dominanza, nei periodi di maggiore pressione da parte della domanda.

Conclusioni

Alla luce delle considerazioni svolte nel lavoro di tesi, si è potuto constatare come in Italia i prezzi siano rimasti su posizioni molto più elevate che nel resto d'Europa con un differenziale in parte attribuibile al modello di borsa adottato e in parte alle evidenti carenze strutturali del sistema.

Per quanto riguarda il primo punto, l'analisi presentata ha mostrato come il modello di clearing adottato dalla borsa elettrica italiana non si è rilevato uno strumento calmieratore dei prezzi anche se ha registrato, sul piano della volatilità delle quotazioni, delle performance in perfetta linea con quello europeo, particolarmente nelle fasi di tensione in corrispondenza di picchi di domanda. Inoltre il livello di concentrazione seppure in diminuzione rispetto ai primi due anni di operatività rimane preoccupante. Si è avuto, inoltre, la possibilità di constatare la profonda differenza esistente tra le complessità concettuale nel valutare l'efficienza del mercato dell'energia e quella applicabile in altri contesti, in particolar modo se si pone l'accento sui concetti di pivotalità e dominanza. La letteratura economica esaminata si è occupata di studiare modelli di misurazione che aiutassero a distinguere inequivocabilmente i due concetti. Tuttavia i modelli esaminati e gli indicatori utilizzati nell'analisi proposta nei capitoli precedenti sono risultati insufficienti a dimostrare una reale correlazione tra i due concetti. Il settore in esame presenta, infatti caratteristiche così peculiari che lo distinguono nettamente dal resto dell'intero comparto economico per cui, l'applicazione di modelli di analisi e di regole concorrenziali che tra i vari settori sono facilmente trasferibili, nel mercato energetico possono essere assolutamente vani. A tal proposito si può affermare come il potere di mercato nella generazione elettrica non coincida,

come nella definizione classica, con la possibilità da parte di un operatore di determinare univocamente il livello dei prezzi, ma il potere di mercato tende, piuttosto a confondersi, con la più generale capacità dei produttori da trarre vantaggio da meccanismi regolatori che se funzionanti sul piano teorico mostrano evidenti limiti nella loro applicazione. In ogni caso, il mercato dell'energia in Italia è ancora in fase evolutiva ed è probabile che il processo di liberalizzazione in corso debba ancora dispiegare i propri effetti specie sul contenimento dei prezzi. Rimangono tuttavia delle perplessità sui modelli di analisi adottati e sulle soluzioni proposte dalla disciplina antitrust che mostra una palese debolezza a rilevare i meccanismi di esercizio di potere di mercato da parte degli operatori. In tal senso è auspicabile che il sistema adotti modelli di controllo avanzati che siano capaci di reprimere ex-ante possibili comportamenti di abuso di potere di mercato da parte di un operatore o, addirittura, comportamenti strategici collusivi tra più operatori in maniera tale da far sì che le quotazioni dei prezzi siano il risultato di politiche di libera concorrenza nel mercato.

La tesi ha, inoltre, evidenziato come il settore energetico mostra delle carenze strutturali sia in termini di mix generazionale se sia in termini di collocazione geografica che ne limitano sia la capacità di generazione e sia quella di trasporto. Se il rinnovamento del parco generazionale e l'utilizzo di nuove fonti di produzione risultano obiettivi di lungo periodo che in ogni caso bisogna perseguire, stimolare gli operatori pivotali a cedere i propri impianti attraverso formule contrattuali che favoriscono meccanismi concorrenziali sembra non solo auspicabile, quanto necessario specie se si vogliono ricercare soluzioni nel breve termine. In particolar modo, l'accento cade nei contratti denominati Virtual Power Plant. Tali contratti per la cessione di "capacità produttiva virtuale" consentono di trasferire

una quota della produzione di eventuali operatori “pivotali” (vale a dire che sono in grado, in diverse zone del mercato e per molte ore dell’anno, di fissare i prezzi dell’energia elettrica indipendentemente dal comportamento dei concorrenti) a soggetti terzi, non riconducibili all’operatore dominante, per quantitativi predefiniti e a prezzi determinati sulla base di una procedura concorsuale aperta. Una forma tipica dei VPP è quella in cui l’operatore dominante versa all’acquirente l’eventuale extra-ricavo (per la parte superiore ad un certo livello stabilito contrattualmente) derivante dalla realizzazione di prezzi più elevati nella Borsa che, normalmente, si formano grazie all’esercizio del potere di mercato dell’operatore dominante ed alla sua capacità di fissare i prezzi nei mercati elettrici. Ne deriva quindi l’annullamento dell’interesse dell’operatore a imporre tensioni rialziste sui prezzi, in quanto non ne avrebbe alcun beneficio. Tutto ciò è “virtuale”, in quanto con i Virtual Power Plant si ha un effetto equivalente, in termini di concorrenza, alla vendita della proprietà degli impianti senza ricorrere però ad alcuna dismissione di centrali elettriche.

È evidente, quindi, che solo attraverso accorgimenti nei meccanismi di regolazione dei prezzi nella borsa non pare sia possibile ottenere reali miglioramenti nel livello dei prezzi e di conseguenza una migliore efficienza e trasparenza della borsa stessa. Occorre, quindi, un’azione sinergica da parte delle autorità che tenda da un lato a introdurre modelli di controllo che sappiano valutare ex-ante il comportamento degli operatori e dall’altro, un’azione volta a intervenire decisamente sul piano strutturale e sul mix produttivo riconsiderando, se necessario, le politiche energetiche sin qui adottate.

BIBLIOGRAFIA

AA.VV. (1989), *La nazionalizzazione dell'energia elettrica. L'esperienza italiana e di altri paesi europei*, Laterza, Roma.

AEGG (2004), *Testo integrato delle disposizioni dell'autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica periodo di regolazione 2004-2007*, disponibile su: <http://www.autorita.energia.it>

AEGG (2005), *Relazione annuale alla commissione europea sullo stato dei servizi e sulla regolazione dei settori dell'energia elettrica e del gas*, disponibile su: <http://www.autorita.energia.it>

AEGG (2005). *Indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e del gas naturale (IC22)*, disponibile su <http://www.autorita.energia.it>.

AEGG (2006), *Obblighi di separazione funzionale e di separazione contabile (unbundling) per le imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas*, disponibile su: <http://www.autorità.energia.it>

BARRONCELLI F., VERDE S. (2005), *Il potere di mercato nel settore elettrico tra abusi di potere e normativa antitrust*, in «Energia», n.2.

BERETTA G.P. (2006), *Il contesto energetico globale: prospettive future*, in «Energia», n. 1.

BERNARDINI O. (2001), *Regolazione e potere di mercato nella crisi elettrica californiana*, in Energia n. 2.

BORRIELLO L. (2006), *Con l'AU prezzi più stabili*, su «Energia», n.8.

BORTONI G. (2005), *Sviluppo delle energie rinnovabili e del mercato energetico italiano*, in «The Adam Smith society – regulatory lectures 2005».

CAMERINO V. (2005), *Liberalizzazione dei mercati energetici ed accesso alle reti*, in «The Adam Smith society – regulatory lectures, 14 marzo 2005».

CAMPBELL R. MCCONNELL, STANLEY L. BRUE (1994), *Economia*, McGraw-Hill, Milano.

CEER (Council of European energy Regulators) (2005), *Third benchmarking report on quality of electricity supply 2005*, disponibile su: <http://www.ceereu.org>

CLÒ A (2001), *I grandi gruppi energetici italiani tra passato, presente...e futuro?*, in rivista «Energia», n. 4.

CLÒ A (2003), *Fatti e misfatti/2 del deficit elettrico in Italia*, in rivista «Energia», n.4.

CLÒ A., PASTORINO D. (2003), *Fatti e misfatti del deficit elettrico in Italia*, in «Energia», n. 3.

COMMISSIONE DELLE COMUNITÀ EUROPEE (2005), *Energy sector inquiry - Issue paper*, disponibile su:
http://www.ec.europa.eu/comm/competition/antitrust/others/sector_inquiries/energy/

COMMISSIONE DELLE COMUNITÀ EUROPEE (2005), *Relazione sullo stato di avanzamento della creazione del mercato interno del gas e dell'elettricità*, disponibile su
http://www.ec.europa.eu/energy/electricity/report_2005/doc/2005_report_it.pdf

CORRIERA P., OVERBYE T., HISKENS I. (2002). *Supergames in electricity markets: beyond the Nash equilibrium concept*. 14th Power Systems Computation Conference, Sevilla, Spain, June 2002.

DG ENERGY AND TRANSPORT (2006), *Quarterly review of european electricity and gas prices*, disponibile su
<http://www.ec.europa.eu/energy/electricity/publications/>

Directorate-General Energy and Transport Study (2006), *Unbundling of electricity and gas transmission and distribution system operators (non-confidential summary report)*, disponibile su
http://www.ec.europa.eu/energy/electricity/publications/index_en.htm

Directorate-General Energy and Transport (2005), *Analysis of the network capacities and possible congestion of the electricity transmission networks within the accession countries*, disponibile su:
http://www.ec.europa.eu/energy/electricity/publications/doc/kema_accession_countries_final_june_2005.pdf

DI PORTO F. (2000), *Il decreto Bersani (d.lgs. N. 79/99). Profili pro-concorrenziali della riforma del mercato elettrico*, in «Concorrenza e mercato», n.8.

DIRECTORATE-GENERAL FOR ENERGY AND TRANSPORT (2006), *Study on the technical security rules of the european electricity network*, disponibile su
http://www.ec.europa.eu/energy/electricity/publications/index_en.htm

ENEA (2004), *Green Pricing. Un prezzo speciale per l'energia elettrica verde*, Roma.

ENEA (2005), *Rapporto energia e ambiente 2005*, disponibile su <http://www.enea.it>

ENEA (2005), *Caratteristiche tecniche degli impianti e stima dei costi di realizzazione e di gestione*, Roma.

FORTIS M., PAVESE C., QUADRIO A. (2003), *Il gruppo Edison 1883-2003. Profili economici societari*, Il Mulino, Bologna.

FORTIS M., POLI C. (2004), *Le grandi infrastrutture di rete. L'Europa dell'energia: Francia e Italia*, Il Mulino, Bologna.

FUMAGALLI E. GARRONE P. (2005), *Potere di mercato nella Borsa elettrica*, Politecnico di Milano, Milano.

GALEAZZI G. (2006), *Mercato unico dell'energia? Indispensabile*, in «Energia», n.2.

GALEAZZI G. (2006), *Una politica industriale per la liberalizzazione energetica*, in «Energia», n.9.

GARROZZO M. (2005), *Il quadro energetico nazionale: un problema di sicurezza e di ambiente*, Seminario tematico Ambiente e Energia per lo Sviluppo sostenibile, Roma, 2005 disponibile su: www.dps.mef.gov.it/documentazione/qsn/seminari/11_nov_2005/Garozzo.pdf

GESTORE MERCATO ELETTRICO (2004), *Il Mercato Elettrico del GME, finalità, organizzazione e funzionamento*, disponibile su: <http://www.mercatoelettrico.org/GmewebItaliano/Default.aspx>

Hobbes B. F., Metzler C.B., Pang J.S. (2000). *Strategic gaming analysis for electric power systems: an MPEC approach*. IEEE Transaction on Power Systems, vol. 15, n.2.

NATI F. (2006), *La crisi energetica? Si cura con i TEE*, su Energia, n.8

NEWBERY D., GREEN R., NEUHOFF K., TWOMEY P. (2004), *A Review of the Monitoring of Market Power. The Possible Roles of TSOs in Monitoring for Market Power Issues in Congested Transmission Systems, Report prepared at the request of ETSO*, Brussels

SARACENO P. (2006), *La liberalizzazione nei settori energetici: Un bilancio, Ricerche e consulenze per l'economia e la finanza*, Osservatorio per l'energia per AIGET, febbraio 2006

SHEFFRIN A. (2002), *Predicting Market Power Using Residual Supply Index*, Presentation at FERC Market Monitoring Workshop, disponibile su: <http://www.caiso.org>

TESTER J. (2006), *Transitioning to a Sustainable Energy Futur*, in atti del Convegno ENEL-MIT, disponibile su:
http://www.enel.it/azienda/ricerca/ricerca_sviluppo/doccorr.asp?NomeDossier=Convegno%20Enel-MIT

WILSON J.F. (2000), *Scarcity, Market Power and Price Caps in Wholesale Electric Power Markets*, in «The Electricity Journal», vol. 9, n. 3.

ZORZOLI G.B.(2005), *Il mercato elettrico. Dal monopolio alla concorrenza*, Franco Muzzi Editore, Roma.

Siti web consultati

<http://ksghome.harvard.edu>

<http://www.aceaspa.it>

<http://www.aduc.it>

<http://www.aei.it>

<http://www.aem.it>

<http://www.aper.it>

<http://www.apx.nl>

<http://www.attivitaproduttive.gov.it>

<http://www.au.it>

<http://www.autorita.energia.it>

<http://www.caiso.org>

<http://www.ceereu.org>

<http://www.ec.europa.eu>

<http://www.edfgroup.it>

<http://www.edison.it>

<http://www.eex.de>

<http://www.eiuni.it>

<http://www.elexon.co.uk>

<http://www.enea.it>

<http://www.enedesaitalia.it>

<http://www.enel.it>

<http://www.eni.it>

<http://www.grtn.it>

<http://www.istat.it>

<http://www.itee.uq.edu.au>

<http://www.mercatoelettrico.org>

<http://www.miniambiente.it>

<http://www.nordpool.com>

<http://www.omel.com>

<http://www.powernext.fr>

<http://www.refirs.it>

Normativa di riferimento

TESTO INTEGRATO DELLA DISCIPLINA DEL MERCATO ELETTRICO (2004 - 2007)

PROVVEDIMENTO N. 16250 DEL 20 DICEMBRE 2006 – CHIUSURA ISTRUTTORIA, “COMPORAMENTI RESTRITTIVI SULLA BORSA ELETTRICA”, AEEG.

DELIBERA N. 289/06, “DISPOSIZIONI PER L’APPROVVIGIONAMENTO E LA REMUNERAZIONE DELLE RISORSE IN GRADO DI GARANTIRE L’INTERROMPIBILITÀ ISTANTANEA O CON PREAVVISO DEI PRELIEVI DI ENERGIA ELETTRICA A DECORRERE DALL’1 GENNAIO 2007”, AEEG.

DELIBERAZIONE N. 50/05, “DISPOSIZIONI IN MATERIA DI MONITORAGGIO DEL MERCATO ALL’INGROSSO DELL’ENERGIA ELETTRICA E DEL MERCATO PER IL SERVIZIO DI DISPACCIAMENTO”, AEEG.

DELIBERA N. 212/05, “MISURE PER LA PROMOZIONE DELLA CONCORRENZA NEL MERCATO ALL’INGROSSO DELL’ENERGIA ELETTRICA PER L’ANNO 2006”, AEEG.

DECRETO DEL MINISTRO DELLE ATTIVITÀ PRODUTTIVE DEL 28 LUGLIO 2005, “CRITERI PER L’INCENTIVAZIONE DELLA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA MEDIANTE CONVERSIONE FOTOVOLTAICA DELLA FONTE SOLARE”.

L. N. 239 DEL 23 AGOSTO 2004, “RIORDINO DEL SETTORE ENERGETICO, NONCHÉ DELEGA AL GOVERNO PER IL RIASETTO DELLE DISPOSIZIONI VIGENTI IN MATERIA DI ENERGIA”.

D.M. 20 LUGLIO 2004, “EFFICIENZA E RISPARMIO ENERGETICO”.

D.P.C.M. 11 MAGGIO 2004, “CRITERI, MODALITÀ E CONDIZIONI PER L’UNIFICAZIONE DELLA PROPRIETÀ E DELLA GESTIONE DELLA RETE ELETTRICA NAZIONALE DI TRASMISSIONE”.

DELIBERAZIONE N. 254/04, “MISURE PER LA PROMOZIONE DELLA CONCORRENZA E DELL’EFFICIENZA NELL’OFFERTA DI ENERGIA ELETTRICA PER L’ANNO 2005”, AEEG.

D.M.A.P. 19 DICEMBRE 2003, “ASSUNZIONE DELLA TITOLARITÀ DELLE FUNZIONI DI GARANTE DELLA FORNITURA DEI CLIENTI VINCOLATI DA PARTE DELLA SOCIETÀ ACQUIRENTE UNICO AI SENSI DELL’ART. 4, COMMA 8, DEL D.LGS. 16 MARZO 1999, N. 79, E DIRETTIVE ALLA MEDESIMA SOCIETÀ”.

LEGGE 27 OTTOBRE 2003 N. 290 “CONVERSIONE IN LEGGE, CON MODIFICAZIONI, DEL DECRETO-LEGGE 29 AGOSTO 2003 N. 239, RECANTI DISPOSIZIONI URGENTI PER LA SICUREZZA DEL SISTEMA ELETTRICO NAZIONALE E PER IL RECUPERO DI

POTENZA DI ENERGIA ELETTRICA. DELEGHE AL GOVERNO IN MATERIA DI REMUNERAZIONE DELLA CAPACITÀ PRODUTTIVA DI ENERGIA ELETTRICA E DI ESPROPRIAZIONE DELLA PUBBLICA UTILITÀ”.

DIRETTIVA 2003/54/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO DEL 26 GIUGNO 2003 RELATIVA A “ NORME COMUNI PER IL MERCATO INTERNO DELL’ENERGIA ELETTRICA E CHE ABROGA LA DIRETTIVA 96/92/CE.

DIRETTIVA 2001/77 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO, DEL 27 SETTEMBRE 2001, SULLA “PROMOZIONE DELL’ENERGIA ELETTRICA PRODOTTA DA FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI NEL MERCATO INTERNO DELL’ENERGIA”.
DIRETTIVA 96/92/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO DEL 19 DICEMBRE 1996 CONCERNENTE “NORME COMUNI PER IL MERCATO INTERNO DELL’ENERGIA ELETTRICA”.

DISCIPLINA COMUNITARIA DEGLI AIUTI DI STATO PER LA TUTELA DELL’AMBIENTE (2001/C 37/03)”.

D.LGS. DEL 16 MARZO 1999 N°79 “ATTUAZIONE DELLA DIRETTIVA 96/92/CE RECANTE NORME COMUNI PER IL MERCATO INTERNO DELL’ENERGIA ELETTRICA”.

D.M. 11 NOVEMBRE 1999 (D.LGS. 79/99- ENERGIA ELETTRICA DA FONTI RINNOVABILI- DIRETTIVE PER L’ATTUAZIONE DELLE NORME- TESTO VIGENTE).

LEGGE 14 NOVEMBRE 1995, N.481, “NORME PER LA CONCORRENZA E LA REGOLAZIONE DEI SERVIZI DI PUBBLICA UTILITÀ. ISTITUZIONE DELL’AUTORITÀ DI REGOLAZIONE DEI SERVIZI DI PUBBLICA UTILITÀ”.

PROVVEDIMENTO DEGLI INCENTIVI CIP 6/92 EMANATO DALL’AEEG.

PROVVEDIMENTO N. 45/1990. COMITATO INTERMINISTERIALE DEI PREZZI, DELIBERAZIONE 19 DICEMBRE 1990, “MODIFICAZIONI AI PROVVEDIMENTI VIGENTI IN MATERIA DI TARIFFE E CONDIZIONI DI FORNITURA PER L’ENERGIA ELETTRICA”.

LEGGE DEL 10 OTTOBRE 1990, N.287, “NORME PER LA TUTELA DELLA CONCORRENZA E DEL MERCATO”.

DELIBERA CIP 12 LUGLIO 1983, N. 15/1989, “ ENERGIA ELETTRICA PRODOTTA DA FONTI RINNOVABILI, DA COGENERAZIONE E DA ALTRE FONTI ASSIMILATE; CESSIONI ALL’ENEL ED INCENTIVAZIONE DELLA NUOVA PRODUZIONE”.

L. N.1643 DEL 1962, RECANTE “ISTITUZIONE DELL’ENTE NAZIONALE PER L’ENERGIA ELETTRICA E TRASFERIMENTO ED ESSO DELLE IMPRESE ESERCENTI LE INDUSTRIE ELETTRICHE”.