



UNIVERSITÀ
DEGLI STUDI
DI PADOVA

Sede Amministrativa: Università degli Studi di Padova
Sede Consorziata: ALMA MATER STUDIORUM – Università di Bologna

Dipartimento di Innovazione Meccanica e Gestionale
Dipartimento di Scienze Aziendali

SCUOLA DI DOTTORATO DI RICERCA IN: INGEGNERIA GESTIONALE ED
ESTIMO
INDIRIZZO: Ingegneria Gestionale
CICLO: XXI

POTERE DI MERCATO, DOMINANZA E INTERAZIONE STRATEGICA TRA GLI OPERATORI ELETTRICI: COLLUSIONE TACITA NEL MERCATO ELETTRICO ITALIANO

Direttore della Scuola : Ch.mo Prof. Giuseppe Stellin

Supervisore :Ch.mo Prof. Andrea Zanoni

Dottorando : Giuseppe Mastropieri

Indice

INDICE DELLE TABELLE	5
INDICE DELLE FIGURE	6
ABSTRACT	7
ABSTRACT (ENG)	10
CAPITOLO 1 – STRUTTURA DEI MERCATI E POTERE DI MERCATO	13
1. Le principali forme di mercato	13
1.1 Concorrenza perfetta	13
1.2 Monopolio	16
1.3 Concorrenza monopolistica	21
1.4 Oligopolio	21
2. L'interazione oligopolistica	22
2.1 Modello di Bertrand	24
2.2 Modello di Cournot	26
2.3 Modello di Stackelberg	29
3. La collusione	30
3.1 Fattori strutturali facilitanti la collusione	34
3.2 Pratiche facilitanti	36
4. Struttura del mercato e risultati economici	38
CAPITOLO 2 – IL MERCATO ELETTRICO	44
1. Peculiarità del settore elettrico	44
1.1 La domanda di energia elettrica	44
1.2 L'offerta di energia elettrica	45
1.3 La trasmissione di energia elettrica	48
1.4 L'attività di dispacciamento	49
2. Dal monopolio alla concorrenza	50
2.1 Il prototipo del mercato spot	51
2.2 I contratti bilaterali vs il mercato organizzato	53
2.3 Vantaggi attesi e criticità della liberalizzazione nel settore elettrico	54
3. Modelli organizzativi per il settore elettrico in regime di concorrenza	57
3.1 <i>Power pool</i>	58
3.2 <i>Power exchange</i>	60
4. Potere di mercato nel settore elettrico	61
4.1 Modalità di esercizio del potere di mercato	63
4.2 Esercizio collettivo del potere di mercato	67
4.3 Asta uniforme vs. asta discriminatoria	70
CAPITOLO 3 – IL MERCATO ELETTRICO ITALIANO	73

1. Design regolatorio	73
1.1 Il Mercato del Giorno Prima (MGP)	76
1.2 Il Mercato dell'Aggiustamento (MA)	80
1.3 Il Mercato per i Servizi di Dispacciamento	80
2. L'offerta di energia elettrica in Italia	82
3. Sintesi dei risultati del mercato elettrico	95

CAPITOLO 4 – MODELLIZZAZIONE DEL POTERE DI MERCATO NEL SETTORE ELETTRICO _____ 101

1. Modelli in forma ridotta	102
1.1 Indici di potere di mercato	102
1.2 Indicatori strutturali	105
1.2.1 Indici tradizionali di concentrazione	105
1.2.2 Indicatori specifici al mercato elettrico	108
2. Competitive benchmark price analysis	116
3. Modelli strategici avanzati	119
3.1. Cournot equilibrium	120
3.2. Supply function equilibrium	124
3.3. Limiti dei MSA	124

CAPITOLO 5 – ANALISI DEL POTERE DI MERCATO NEL MERCATO ALL'INGROSSO DELL'ENERGIA ELETTRICA IN ITALIA _____ 127

1. Indicatori strutturali per i mercati geografici rilevanti	127
1.1 Concentrazione	130
1.2 Pivotalità	133
2. Proposta di un modello in forma ridotta	143
2.1 I dati	144
2.2 Analisi dei dati: correlazioni semplici e modelli di regressione lineare	150
2.2.1 Modello 1	157
2.2.2 Modello 2	161
2.3 Discussione dei risultati	164

CAPITOLO 6 – VALUTAZIONE DELLE CONDIZIONI PER LO SVILUPPO DI STRATEGIE COLLUSIVE NON COOPERATIVE FRA I PRODUTTORI _____ 190

1. Fattori facilitanti gli equilibri collusivi nel mercato elettrico italiano	192
2. Test dell'ipotesi collusiva mediante l'analisi di bilancio dei principali operatori elettrici	194

BIBLIOGRAFIA _____ 208

Indice delle Tabelle

<i>Tabella 1: Le principali forme di mercato</i>	13
<i>Tabella 2: Nuova configurazione zonale in vigore dal 1° gennaio 2009 (fonte: GME)</i>	79
<i>Tabella 3: Bilancio dell'energia elettrica in Italia (GWh)</i>	83
<i>Tabella 4: Produzione lorda di energia elettrica per fonti (GWh)</i>	83
<i>Tabella 5: Energia ritirata dal GSE (GWh)</i>	85
<i>Tabella 6: Potenza efficiente degli impianti elettrici di generazione in Italia (MW)</i>	90
<i>Tabella 7: Sintesi annuale MGP</i>	95
<i>Tabella 8: Quote di mercato per operatore sulle quantità vendute (fonte: GME)</i>	131
<i>Tabella 9: Ore con almeno un operatore necessario (IORh): % sul totale (fonte: GME)</i>	139
<i>Tabella 10: Correlazioni semplici tra PUN e prezzo del petrolio</i>	152
<i>Tabella 11: Correlazioni semplici tra le variabili</i>	155
<i>Tabella 12: Statistiche descrittive relative alle variabili considerate nell'analisi di regressione</i>	158
<i>Tabella 13: Stima dei coefficienti MODELLO 1 (HHI)</i>	169
<i>Tabella 14: Stima dei coefficienti MODELLO 1 (IOR)</i>	173
<i>Tabella 15: Stima dei coefficienti ore fuori picco vs. ore di picco</i>	181
<i>Tabella 16: Stima dei coefficienti MODELLO 2</i>	189
<i>Tabella 17: Dati di bilancio significativi di Enel Produzione</i>	198
<i>Tabella 18: Dati di bilancio significativi di Edipower</i>	199
<i>Tabella 19: Dati di bilancio significativi di Edison (Edison En.Sp. + 50% Edipower)</i>	200
<i>Tabella 20: Dati di bilancio significativi di Endesa Italia</i>	200
<i>Tabella 21: Dati di bilancio significativi di EniPower</i>	201
<i>Tabella 22: Dati di bilancio significativi di Tirreno Power</i>	201

Indice delle Figure

Figura 1: Benessere sociale in concorrenza perfetta	16
Figura 2: Benessere sociale in monopolio	17
Figura 3: Parco ottimo in funzione delle ore totali di utilizzo degli impianti	46
Figura 4: Curva di offerta aggregata	47
Figura 5: Incontro tra domanda e offerta e determinazione dell'equilibrio	52
Figura 6: Il modello di mercato elettrico in Italia (fonte: GME)	76
Figura 7: Produzione lorda di energia elettrica per fonti	84
Figura 8: Produzione termoelettrica lorda per combustibile	85
Figura 9: Produzione nazionale lorda dei principali operatori	86
Figura 10: Quota di mercato dei principali operatori (produzione lorda)	86
Figura 11: Disponibilità di capacità lorda per i maggiori gruppi	87
Figura 12: Quota di mercato dei principali operatori (capacità lorda)	88
Figura 13: Composizione del parco elettrico dei maggiori operatori (2007)	89
Figura 14: Distribuzione geografica della potenza installata di Enel (2008)	89
Figura 15: Andamento e variazioni annuali di capacità di generazione del parco elettrico italiano	91
Figura 16: Potenza netta del parco elettrico italiano per fonti al 31 dicembre 2007	93
Figura 17: Potenza efficiente netta per localizzazione geografica	94
Figura 18: PUN medio annuale per fasce orarie	96
Figura 19: PUN medio mensile (€/MWh)	97
Figura 20: Serie medie mensili del PUN e del Brent	98
Figura 21: Andamento dei prezzi zionali medi	99
Figura 22: Prezzo medio annuale (€/MWh)	100
Figura 23: Correlazione tra RSI e Indice di Lerner (ore di picco) (Fonte: Sheffrin, 2002)	113
Figura 24: HHI medio annuale sulle quantità vendute (fonte: GME)	132
Figura 25: HHI medio mensile sulle quantità vendute (fonte: GME)	132
Figura 26: Curve di durata dell'indice HHI (fonte: GME)	133
Figura 27: Vendite in assenza di concorrenza (IORq): % sul totale (fonte: GME)	140
Figura 28: Indice di operatore residuale annuale sulle ore	141
Figura 29: Indice di operatore residuale annuale sulle quantità	141
Figura 30: PUN orario 01-04-2004 – 31-12-2007	146
Figura 31: PUN medio mensile	147
Figura 32: PUN medio per ogni ora dei giorni lavorativi e dei weekend	148
Figura 33: Serie medie mensili del PUN e del Brent	150
Figura 34: MOL dei principali operatori elettrici	202
Figura 35: RO dei principali operatori elettrici	202
Figura 36: MOL in % sui ricavi dei principali operatori elettrici	203
Figura 37: RO in % sui ricavi dei principali operatori elettrici	203
Figura 38: Redditività al MWh dei principali operatori elettrici	204
Figura 39: Investimenti in immobilizzazioni tecniche dei principali operatori elettrici	205
Figura 40: ROI dei principali operatori elettrici	206
Figura 41: ROE dei principali operatori elettrici	207

Abstract

A 10 anni dalla liberalizzazione del settore elettrico, i prezzi dell'energia in Italia risultano strutturalmente e significativamente superiori a quelli dei principali mercati europei di circa il 60-80% (OMEL, Spagna; PowerNext, Francia; NordPool, Paesi scandinavi; EEX, Germania).

Diversamente dai principali studi e ricerche realizzati negli ultimi anni, si è indagato la relazione tra struttura di mercato, strategie oligopolistiche dell'operatore dominante (Enel Produzione) in un assetto di mercato di tipo asimmetrico leader-followes e prezzi dell'energia sul mercato.

A partire dall'analisi della letteratura scientifica sulle tematiche del potere di mercato, della dominanza e delle pratiche collusive seguendo il paradigma tradizionale struttura-condotta-performance dell'economia industriale e gli strumenti di analisi più recenti dell'economia della concorrenza adottati dalle authority antitrust per indagare l'esistenza e l'uso del potere di mercato e della collusione tacita, si è preso in esame il caso del mercato elettrico italiano a valle del processo di liberalizzazione introdotto nel 1999 con il Decreto Bersani.

Lo sforzo modellistico principale è stato quindi proprio quello di isolare tutte le variabili "fisiche" che incidono direttamente e indirettamente sul mercato elettrico (mercati upstream e strategie di approvvigionamento del petrolio e del gas naturale, vincoli di rete e struttura dei mercati zionali, composizione tecnologico-impiantistica del parco produttivo e sua evoluzione, elasticità della domanda al prezzo nelle diverse fasce orarie, etc.) cercando di valutare quanta parte degli esiti del mercato è spiegabile attraverso l'interazione strategica non cooperativa tra gli operatori frutto dell'esercizio del potere di mercato unilaterale da parte dell'operatore dominante.

Per raggiungere questi obiettivi si è indagato empiricamente il fenomeno partendo dall'*Indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e del gas naturale* condotta nel 2005 dall'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM) e dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG).

La ricerca ha interessato l'intero data set dei prezzi zonali di mercato registrati nel Mercato del Giorno Prima (MGP) del Gestore del Mercato Elettrico S.p.A. (GME) dal 2004 al 2008 sui diversi mercati geografici rilevanti italiani (26.280 osservazioni di prezzi che hanno costituito una base empirica integrale per il test del modello di regressione lineare multipla che via via è stato sviluppato).

In primo luogo si è proceduto all'aggiornamento dell'Indagine conoscitiva dell'AEEG e AGCM al 2008 degli indici di concentrazione (grado di concentrazione, HHI) e di pivotalità (Domanda Residuale RSI – Residual Supply Index, IOR Indice Operatore Residuale) sulle macro-aree definite dall'AEEG per delimitare i mercati geografici rilevanti, in modo da costruire una serie storica su cui procedere ad un'analisi longitudinale dei indici strutturali di mercato.

Il primo contributo originale ha riguardato, la proposizione di un modello in forma ridotta che mettesse in relazione gli indicatori strutturali (variabili indipendenti) e i prezzi dell'energia elettrica registrati sul mercato (variabile dipendente).

Attraverso una prima fase di test con modelli esplorativi semplificati, si è giunti a costruire un modello in grado di spiegare da un punto di vista statistico l'85% del prezzo. Tale risultato pone le basi per lo sviluppo di modelli di interazione strategica in forma ridotta applicati al mercato dell'energia elettrica

Emerge in maniera inequivocabile l'esistenza di un consistente impatto della pivotalità sul prezzo dell'energia elettrica nell'IPEX (Italian Power Exchange), e al contempo si palesa come gli indici tradizionali di concentrazione – CR5 e HHI in primis – non siano idonei a spiegare il potere di mercato nel settore elettrico, soprattutto per effetti di sottostima.

Questo approccio ancora seppur di rilevante interesse scientifico, evidenzia limiti di diversa natura: da un lato imputabili allo strumento della regressione lineare multivariata che non riesce a tenere in debita considerazione la multiperiodalità che caratterizza il mercato elettrico (giornaliera, settimanale, annuale), dall'altro rispetto alla capacità esplicativa del modello per effetto di alcune variabili omesse.

Infine vanno discussi e affrontati alcuni effetti di autocorrelazione tra i regressori che risultano comunque difficilmente indagabili se non con forti assunzioni semplificatrici.

Le direzioni di ricerca vanno quindi rintracciate da un lato nel perfezionamento di un modello più evoluto rispetto a quello formulato attraverso l'”esplosione” delle variabili dummy in forma embrionale e di quelle omesse, e dall'altro nel test comparato del modello in altri mercati europei per validarne l'estendibilità delle assunzioni teoriche.

Abstract (ENG)

Ten years after the liberalization of the electric power sector, Italy's energy prices continue to be structurally and notably higher by 60%-80% as compared to those of other major European markets (e.g. OMEL in Spain; PowerNext in France; NordPool in Scandinavia; EEX in Germany).

Unlike many mainstream studies and researches carried out in the past few years, this one investigates the relationship existing between the market structure, the oligopolistic strategies of the dominant operator (i.e. Enel Produzione) in a market characterized by an asymmetric leader/follower balance and the relevant market-prices.

Starting from the overall analysis of the existing peer-reviewed literature on market power, market dominance and antitrust practices on the basis of a structure-conduct-performance paradigm to the study of the industrial sector while making use of other recent analytical tools employed by the European antitrust authorities in monitoring competition policies and investigating actual and potential market power abuses and tacit collusion practices, we have focused our attention on Italy's electric power market in the wake of the liberalization process initiated by the so-called Bersani Decree in 1999.

The main effort made in structuring this model-based research was to isolate all the variables depending on “physics” market issues which may have a direct or an indirect effect on the electric power market (e.g. upstream-market factors, natural gas and Brent oil procurement strategies, structural bottlenecks in transmission grid, status and development of the electric generation plants, price variance in the general demand in relation to time slots) while trying to assess which market dynamics can be explained by the strategic interaction between the operators involved, as a result of the unilateral market power of the dominant market player.

In order to achieve these objectives we have empirically investigated the phenomenon under examination starting with a situational survey on the liberalization process inside the electric power and natural gas sectors, jointly carried out in 2005 by Italy's antitrust and electricity authorities (i.e. AGCM and AEEG).

The survey made use of the entire database for the 2004-2008 district market prices recorded by the Mercato del Giorno Prima (MGP) del Gestore del Mercato Elettrico S.p.A. (GME) i.e. 26,280 price-related observations that came to constitute an incredible empirical resource for the linear regression test gradually taking shape during the survey.

First of all we updated the AEEG/AGCM's situational survey up to the year 2008 with particular reference to standard concentration indexes (such as concentration degree, HHI) and cruciality (namely Residual Demand, Residual Supply Index RSI and Residual Operational Index ROI) in certain macro areas specifically indicated by the AEEG, so we basically created a historical sequence upon which we could operate a longitudinal analysis of structural market indexes.

In other words, the main original contribution of this approach concerned the adoption of reduced form model with regards to standard structural indicators (independent variables) and market-related electricity prices (dependent variable).

Thanks to an initial set of tests based on simplified investigation model we have therefore managed to create a model which was able to statistically explain 85% of the price amount. This result provides a basis for the development of an'advanced reduced form strategic interaction models to be applied to the study of the electricity market sector.

What unequivocally emerges here is the remarkable impact exerted by the cruciality indicator on the price of electricity within the IPEX (Italian Power Exchange) and it also shows that more traditional concentration indexes - CR5 e HHI above all - are unsuitable to explain the market power dynamics of the electric power sector, as they usually produce an underevaluation effect.

This approach, though scientifically relevant, shows a number of limitations that are partly due to the multifarious linear regression approach which doesn't take into sufficient consideration the periodic character of the electricity market (daily, weekly, monthly) and

partly to the narrow explanatory scope of this very model, as it basically may ignore a number of undefined variables.

Also, we cannot pass under silence the cross-correlation between the regressors, which are hardly explainable without resorting to oversimplified assumptions.

The research lines that should be followed in this field are, on the one hand, the development of a new enhanced model in opposition to the current one which is basically formulated in terms of "explosions" of undeveloped dummy variables - and, on the other hand, the utilization of a comparative approach by means of which this new model can be tried and tested in other European national markets, in order to confirm the extent of its theoretical assumption.

CAPITOLO 1 – STRUTTURA DEI MERCATI E POTERE DI MERCATO

1. *Le principali forme di mercato*

Secondo il tradizionale approccio dell'economia industriale, la struttura di un mercato si caratterizza in base a fattori quali il numero di venditori e compratori, la differenziazione del prodotto, le barriere all'entrata. La struttura dipende da alcune condizioni di base come l'elasticità della domanda al prezzo e il grado di sostituibilità del prodotto, che verranno spiegate in dettaglio nel corso del capitolo. La tabella seguente fornisce un'utile tipologia delle principali forme di mercato:

<i>Struttura del mercato</i>	<i>Barriere all'entrata</i>	<i>Numero delle imprese</i>	<i>Differenziazione del prodotto</i>
Concorrenza perfetta	Assenti	Molte	No
Concorrenza monopolistica	Assenti	Molte	Si
Oligopolio	Presenti	Poche	No
Monopolio	Presenti	Una	No

Tabella 1: Le principali forme di mercato

1.1 **Concorrenza perfetta**

La concorrenza perfetta è una forma di mercato caratterizzata dall'impossibilità da parte delle imprese di fissare il prezzo del bene che esse producono. Il prezzo di mercato deriva esclusivamente dall'incontro della domanda e dell'offerta, a loro volta espressione dell'utilità e del costo marginale. La concorrenza perfetta, lungi dall'essere una rappresentazione veritiera della realtà, costituisce un termine di paragone per tutte le altre forme di mercato in quanto, come vedremo, l'equilibrio concorrenziale presenta delle caratteristiche che lo rendono particolarmente desiderabile dal punto di vista dell'efficienza economica e del benessere sociale.

Un mercato si definisce perfettamente concorrenziale se le seguenti ipotesi sono verificate:

1. il bene prodotto è omogeneo;
2. produttori e consumatori dispongono di informazione perfetta, ossia di tutti i dati rilevanti sul mercato;
3. non ci sono costi di transazione;
4. la dimensione delle singole imprese è piccola rispetto alla dimensione del mercato, così che queste non possono influenzare in alcun modo i prezzi di vendita;
5. non esistono barriere all'entrata e all'uscita delle imprese;
6. non ci sono esternalità.

Le imprese concorrenziali sono dette *price-taker*, nel senso che, ritenendo di non poter influenzare il prezzo di mercato, devono accettarlo e considerarlo come dato. In modo equivalente, l'incapacità delle imprese di influire sul prezzo è espressa dal fatto che, al prezzo di mercato, la curva di domanda di un'impresa concorrenziale è orizzontale o, in modo equivalente, che l'elasticità della domanda al prezzo tende all'infinito. L'**elasticità della domanda al prezzo** è definita come la variazione percentuale della quantità domandata a fronte di una variazione unitaria del prezzo¹ ed esprime la sensibilità con cui la domanda risponde ad un cambiamento di prezzo. L'elasticità della domanda dipende principalmente dalla disponibilità di beni sostitutivi. La domanda si definisce elastica ($\epsilon > 1$) se la riduzione della quantità domandata a fronte di un aumento del prezzo è più che proporzionale all'aumento del prezzo. Viceversa, se la riduzione della quantità domandata è meno che proporzionale all'aumento del prezzo, la domanda è anelastica ($\epsilon < 1$). Quando la variazione della quantità domandata è pari alla variazione del prezzo, si dice che la domanda ha elasticità unitaria ($\epsilon = 1$) e i ricavi rimangono costanti. Dunque, un'impresa prende il prezzo come un dato se fronteggia una curva di domanda orizzontale, poiché quest'ultima ha un'elasticità infinita rispetto al prezzo. Se l'impresa aumenta il prezzo anche di poco, perde tutti i consumatori, o, da un altro punto di vista, diminuendo la quantità prodotta non può far salire il prezzo.

¹ Analiticamente, l'espressione dell'elasticità della domanda al prezzo è $\epsilon = (dQ/dp)(p/Q)$, dove p è il prezzo e Q è la quantità domandata del medesimo prodotto. È un numero negativo di cui, per semplicità, si considera il valore assoluto.

La regola di massimizzazione del profitto impone all'impresa concorrenziale di produrre fino al punto in cui il costo marginale è pari al prezzo². Mentre nel breve periodo il numero delle imprese operanti è fissato esogenamente, nel lungo periodo il numero totale di imprese presenti è determinato endogenamente dalla condizione di profitto nullo. I profitti (o le perdite) di breve periodo inducono le imprese a entrare nel mercato (o a uscirne) fino a quando il prezzo non raggiunge il costo medio minimo di lungo periodo. Di conseguenza, il bene viene prodotto al minimo costo unitario, realizzando così l'*efficienza produttiva*. Nell'equilibrio di lungo periodo le imprese ottengono profitti pari a zero, condizione limite per indurle a rimanere nel mercato. Oltre all'efficienza nella produzione, l'equilibrio concorrenziale è caratterizzato anche da *efficienza nel consumo*, in quanto il valore che l'ultimo acquirente (in ordine di disponibilità a pagare) attribuisce al consumo del bene è pari al costo marginale necessario alla sua produzione. **L'equilibrio concorrenziale massimizza il benessere sociale**, misurato dalla somma di surplus del consumatore (differenza tra quanto il consumatore sarebbe disposto a spendere e l'importo effettivamente pagato per le unità acquistate) e surplus del produttore (differenza tra il ricavo effettivo ed il costo necessario per realizzare il prodotto). Come mostra la figura seguente, tale misura del benessere è massimizzata in una situazione di equilibrio concorrenziale, che costituisce anche un ottimo paretiano nel senso che nessuno può migliorare le proprie condizioni senza peggiorare quelle degli altri.

² Ad ogni impresa che voglia massimizzare il proprio profitto conviene aumentare l'output fino a quando il ricavo marginale (MR) derivante dalla vendita di un'unità addizionale di prodotto è superiore al costo marginale (MC) necessario per produrre l'unità stessa. Poiché per un'impresa concorrenziale il ricavo marginale è dato dal prezzo, la massimizzazione dei profitti consiste nell'aumentare la produzione finché $MC = p$.

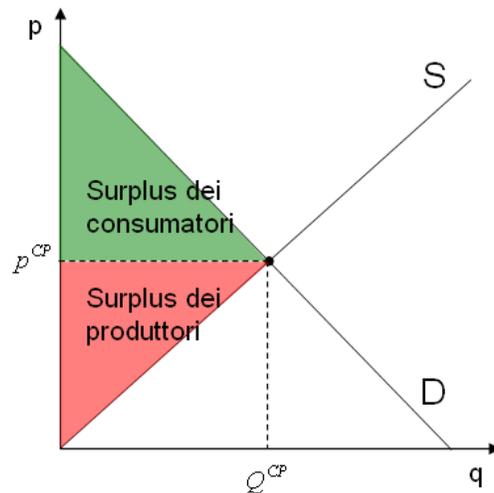


Figura 1: Benessere sociale in concorrenza perfetta

Tali caratteristiche di efficienza e benessere dipendono in modo decisivo dall'ipotesi di libertà di entrata e uscita dal mercato. La presenza di barriere all'entrata permetterebbe infatti alle imprese attive sul mercato di innalzare il prezzo di mercato rispetto alla configurazione di equilibrio concorrenziale e di conseguire extraprofitti, evitando che questi vengano erosi dall'entrata di nuove imprese.

1.2 Monopolio

Un'impresa che opera in un mercato non perfettamente concorrenziale, in cui cioè non sono verificate le ipotesi alla base del modello di concorrenza perfetta, si trova a fronteggiare una curva di domanda inclinata negativamente (anziché orizzontale), e quindi meno elastica, e si rende conto che la quantità che riuscirà a vendere dipende dal prezzo che decide di fissare, in particolare maggiore è la quantità venduta, minore è il prezzo di vendita. Un'impresa possiede il monopolio di un mercato se è l'unica a fornire un prodotto per il quale non esistono sostituti stretti. Pertanto, questa fissa un prezzo superiore al costo marginale senza timore che sia abbassato da un'impresa rivale, adottando, dunque, un comportamento da *price-maker*. Tale comportamento risulta in opposizione al comportamento da *price-taker* dell'impresa che opera in concorrenza perfetta. La ragione per cui un monopolista non ha concorrenti è che barriere di un qualche tipo limitano la possibilità che altre imprese accedano al mercato. Le **barriere all'entrata** possono essere causate da:

- un vantaggio assoluto di costo delle imprese già attive sul mercato,

- economie di scala (che, nell'ipotesi di prezzi costanti dei fattori, si traducono in una riduzione del costo medio del bene al crescere del livello di produzione) e in generale da attività caratterizzate da elevata intensità di capitale e grandi investimenti,
- differenziazione del prodotto.

L'entrata di nuove imprese sul mercato, oltre che dai fattori *strutturali*, può essere bloccata anche da barriere *legali*, come licenze e brevetti, e *strategiche*, legate al comportamento delle imprese, come la minaccia di una guerra di prezzo in caso di entrata, capacità in eccesso, investimenti in pubblicità e Ricerca&Sviluppo, proliferazione dei prodotti.

Al pari di un'impresa concorrenziale, il monopolista fissa il livello di output in modo da massimizzare i profitti, cioè al livello per cui il ricavo marginale è uguale al costo marginale. Tuttavia, a differenza del modello di concorrenza perfetta:

- la domanda è una funzione decrescente del prezzo (o, rovesciando questa argomentazione, il prezzo che i consumatori sono disposti a pagare per acquistare il prodotto è una funzione decrescente della quantità offerta);
- il ricavo marginale non è uguale al prezzo ma è anch'esso decrescente; inoltre, un aumento delle vendite comporta una diminuzione del prezzo non solo per l'ultima unità venduta, ma anche per quelle che, prima delle maggiori vendite, avevano un prezzo più alto; ne segue che il ricavo marginale decresce più rapidamente del prezzo.

Come mostra la figura seguente, il monopolista tipicamente produrrà una quantità inferiore a quella efficiente e i consumatori sopporteranno un prezzo superiore a quello che avrebbero dovuto pagare ad una impresa operante in una industria concorrenziale.

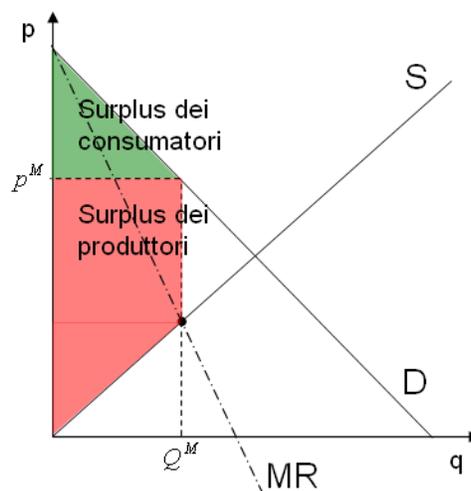


Figura 2: Benessere sociale in monopolio

Alla base della politica della concorrenza, vi è l'idea che le situazioni di monopolio siano poco desiderabili, in quanto i prezzi di monopolio generano una perdita di benessere sociale rispetto ai prezzi concorrenziali. Generalmente, esiste una relazione inversa tra il potere di mercato – di cui il potere di monopolio rappresenta la forma più estrema – ed il benessere sociale. Il concetto di **potere di mercato**, cruciale ai fini della politica della concorrenza, fa riferimento alla **capacità di una impresa di aumentare in modo profittabile il prezzo al di sopra di un certo livello di riferimento**. Poiché il più basso prezzo che un'impresa possa praticare è uguale al costo marginale di produzione, **il potere di mercato è di solito definito in funzione della differenza tra i prezzi praticati da un'impresa e i suoi costi marginali di produzione**. Il concetto di potere di mercato identifica potenzialmente un'ampia classe di situazioni, nelle quali le imprese sono in grado, competendo in modo più o meno intenso, di praticare dei prezzi superiori ai costi. Un qualche grado di potere di mercato caratterizza la maggior parte dei mercati oligopolistici, mentre la situazione nella quale il potere di mercato risulta massimo corrisponde al monopolio senza possibilità di entrata di altri concorrenti.

Per studiare gli effetti che il potere di mercato ha sul benessere sociale, partiamo dal concetto di *inefficienza allocativa* associata al monopolio. Prezzi al di sopra del costo marginale producono un aumento del surplus dei produttori che tuttavia non compensa la riduzione del surplus dei consumatori, determinando la c.d. perdita secca di monopolio. Per le unità del bene comprese tra la quantità offerta in monopolio e quella offerta in concorrenza, i consumatori sarebbero disposti a pagare un prezzo superiore al costo marginale. Dunque, vi sono scambi potenzialmente vantaggiosi per il consumatore e per l'impresa che tuttavia non vengono effettuati in quanto il monopolista (a meno che non sia in grado di praticare una perfetta discriminazione di prezzo) dovrebbe abbassare il prezzo su tutta la quantità venduta, ossia anche sulle unità infra-marginali. **L'entità della perdita secca di monopolio dipende dall'elasticità della domanda al prezzo**. Più la domanda è anelastica, cioè insensibile alla variazione del prezzo, meno gli individui sono disposti a rinunciare a questo bene nonostante il prezzo aumenti. Il monopolista, rendendosi conto che ne esiste la possibilità, aumenta il prezzo di equilibrio e i profitti di monopolio salgono. Quindi, più la curva di domanda è anelastica, più la perdita secca aumenta. Una perdita di benessere sociale si ha per qualsiasi prezzo superiore ai costi marginali. Si può verificare che più alto è il prezzo, più ampia sarà la perdita di benessere sociale causata dal potere di mercato, con la conseguenza che il benessere sociale

decrese all'aumentare del potere di mercato. Occorre notare che, se da un lato la concorrenza aumenta il benessere sociale rispetto al monopolio, d'altro lato non produce un miglioramento paretiano tale che nella situazione finale tutti gli agenti hanno almeno lo stesso benessere della situazione iniziale, dal momento che il surplus dei produttori diminuisce rispetto al caso del monopolio. Tale osservazione è importante per capire quali siano i diversi interessi in gioco nelle varie situazioni: le imprese di un settore avranno incentivo ad ottenere più protezione e meno pressioni competitive, mentre i consumatori avranno interesse in una maggiore concorrenza.

Oltre all'*inefficienza allocativa*, il monopolio è anche causa di un'*inefficienza produttiva*, qualora un'impresa utilizzi una combinazione di fattori diversa da quella che minimizza i costi di produzione. Il possesso di potere di mercato consente al monopolista di non doversi preoccupare di produrre nel modo tecnicamente più efficiente: può massimizzare i profitti senza curarsi della minimizzazione dei costi. Inoltre, poiché il potere di mercato deriva dall'esistenza di barriere all'entrata, il monopolista, per salvaguardare il proprio vantaggio, destinerà risorse (e, quindi, accrescerà i costi) per preservare o rafforzare le barriere tramite, ad esempio, investimenti pubblicitari per fidelizzare la clientela, o attività di lobbying per assicurarsi una protezione legale.

Infine, un monopolista può presentare un più basso incentivo ad innovare, cioè ad introdurre prodotti o processi di produzione nuovi, generando così un'ulteriore perdita di benessere sociale, chiamata *inefficienza dinamica*. Il monopolista è caratterizzato da minori incentivi ad innovare in quanto considera solo il profitto "addizionale" prodotto da una nuova tecnologia, a differenza dell'impresa in concorrenza che tiene conto dell'intero profitto. In altre parole, il monopolista vede ridotti i propri incentivi ad innovare a causa dei profitti elevati che anche nella situazione iniziale realizza, al contrario dell'impresa che opera in un ambiente concorrenziale. Tuttavia, non è possibile stabilire una relazione univoca e generale tra struttura di mercato e grado di innovazione. Gli incentivi delle imprese ad innovare, infatti, non dipendono soltanto dal grado di concorrenza ma anche dalla possibilità di appropriarsi dei frutti dei propri investimenti. Se la concorrenza è troppo intensa, l'appropriabilità si riduce e con essa gli incentivi ad investire ed innovare. Dunque, la possibilità di conseguire un certo livello di potere di mercato (e di profitti) rappresenta per le imprese il principale incentivo ad investire per migliorare le proprie tecnologie e la qualità delle proprie offerte. L'unica conclusione robusta che si può trarre dall'analisi del rapporto tra struttura di mercato e innovazione è che un monopolio (o un cartello) risulta meno desiderabile di una struttura più competitiva poiché esso non riesce

a generare i giusti incentivi all'innovazione. Di conseguenza, il regolatore ha ragione di intervenire a ristabilire la concorrenza in tutti quei mercati in cui questa non esiste.

Secondo la “**teoria dei mercati contendibili**”³, la concorrenza è assicurata dalla possibilità di entrata di nuove imprese in un'industria (contendibilità del mercato) e non tanto dalla loro numerosità. Un mercato contendibile è caratterizzato da libertà di entrata e di uscita dal mercato e dal fatto che è possibile entrare ed uscire velocemente anche per poco tempo (strategia *hit-and-run*). In altre parole, non esistono costi irrecuperabili (*sunk costs*). Un mercato contendibile può impedire all'*incumbent* lo sfruttamento del proprio potere di mercato. Infatti, se una nuova impresa può entrare in un mercato monopolistico ovvero oligopolistico, attirata dalla possibilità di ottenere extra profitti, il monopolista sarà indotto ad “auto-regolare” i propri profitti, mantenendo bassi i prezzi, ad un livello sufficiente a coprire il costo medio, e producendo nel modo più efficiente possibile, sfruttando tutte le economie di scala e ogni nuova tecnologia a sua disposizione. Il suo comportamento diventerà, cioè, più simile a quello di un produttore in concorrenza perfetta. Questo è l'effetto della concorrenza potenziale, cioè della possibilità che nuovi soggetti entrino nel mercato, spiazzando temporaneamente l'*incumbent* con prezzi più bassi, per poi uscire prima che questi sia in grado di reagire. Secondo questa teoria, dunque, poiché a limitare l'esercizio del potere di mercato da parte del monopolista è la prospettiva che vi siano dei potenziali entranti, qualsiasi mercato nel quale la libertà di entrata non fosse limitata potrebbe raggiungere un risultato ottimale. Tuttavia, tale risultato dipende da ipotesi stringenti, difficilmente verificate nella realtà. In particolare, il mercato è contendibile quando, in caso di insuccesso e quindi nella necessità di dover uscire dal mercato, l'impresa riesce a recuperare il capitale investito, trasferendolo ad altre imprese o utilizzandolo in modo diverso. In generale però, gli investimenti necessari per svolgere una certa attività sono almeno in parte specifici a quella attività. In questo caso, la parte irrecuperabile dei costi fissi sostenuti dal nuovo entrante rimane a carico di quest'ultimo e il risultato della “teoria dei mercati contendibili” si perde, in quanto non sono possibili le rapide e temporanee incursioni previste da questo approccio. Alcune barriere all'entrata sono strategicamente create dalle imprese esistenti, tramite azioni che obbligano i potenziali entranti a sostenere costi irrecuperabili.

³ Baumol W.J., Panzar J., Willig R.D., 1982, *Contestable Markets and the Theory of Industry Structure*. New York.

1.3 Concorrenza monopolistica

L'ipotesi di omogeneità del prodotto che caratterizza il mercato perfettamente concorrenziale non trova adeguata conferma sul piano empirico. Sul mercato, in generale, si trovano prodotti simili ma non identici. Grazie alla differenziazione del prodotto, ogni impresa ha una propria curva di domanda negativamente inclinata e quindi può sfruttare questo potere di mercato per fissare opportunamente il prezzo. La concorrenza monopolistica è simile alla concorrenza perfetta in quanto esiste un elevato numero di consumatori ed offerenti e c'è libertà d'ingresso e di uscita dal mercato nel lungo periodo. Tuttavia, si differenzia dalla libera concorrenza per la non-omogeneità della merce trattata. Il presupposto è che i consumatori siano interessati alle caratteristiche specifiche del prodotto ed abbiano una disponibilità a pagare che varia al variare delle caratteristiche del prodotto che viene loro offerto. La differenziazione del prodotto consente all'impresa di generare una propria nicchia di mercato, all'interno della quale essa agisce da monopolista: sceglie quella quantità di prodotto per la quale si verifica l'eguaglianza tra costo marginale e ricavo marginale. Il potere di mercato di ciascuna impresa è tanto più alto, nella fase di determinazione del prezzo del prodotto, quanto più differenziato è il prodotto che essa offre rispetto al prodotto offerto dalle concorrenti. Nel lungo periodo, se le imprese realizzano profitti, nuove imprese entrano nel mercato e la curva di domanda di ogni impresa si sposta verso sinistra; se invece subiscono perdite, alcune usciranno dal mercato, facendo spostare la curva di domanda verso destra. Dati tali spostamenti della curva di domanda, l'impresa in concorrenza monopolistica verrà condotta a un equilibrio di lungo periodo in cui il prezzo è uguale al costo medio totale e l'impresa realizza un profitto nullo. L'equilibrio finale della concorrenza monopolistica risulta inefficiente: i consumatori pagano un prezzo più alto del costo marginale di produzione e le imprese in concorrenza monopolistica producono meno della loro dimensione efficiente e hanno quindi capacità produttiva in eccesso.

1.4 Oligopolio

La forma più tipica di molti mercati è quella dell'oligopolio. Con questo termine si definiscono quei mercati in cui un numero limitato di grandi produttori detiene una quota significativa di mercato. Tra le ragioni per le quali certi mercati sono di tipo oligopolistico vi sono l'esistenza di barriere all'ingresso di nuove imprese, legate sia ad impedimenti legislativi sia a politiche di deterrenza attuate dagli oligopolisti, e la struttura

stessa di certi settori produttivi, che per poter generare profitto richiedono imprese di grandi dimensioni in modo da sfruttare gli effetti delle cosiddette economie di scala.

Nel modellizzare gli oligopoli si possono fare due ipotesi alternative. La prima è che ciascuna impresa stabilisca la propria strategia indipendentemente dalle altre mentre la seconda è che esse si coalizzino per massimizzare il profitto congiunto. In un *oligopolio non cooperativo*, ogni impresa sa che può influenzare il prezzo di mercato e quindi i profitti dei rivali; di conseguenza, diversamente dalla concorrenza perfetta e dal monopolio, deve necessariamente tenere conto del comportamento delle altre imprese per stabilire quale sia la strategia ottimale da seguire. In altre parole, un'impresa che vuole modificare quantità o prezzo formula ipotesi sulla reazione dei concorrenti. L'interdipendenza tra le imprese è proprio il tratto distintivo di questa forma di mercato, che verrà affrontata in modo approfondito nel prossimo paragrafo. Alternativamente, le imprese possono colludere, più o meno esplicitamente, per massimizzare il profitto congiunto. In questo caso, si parla di *collusione* (esplicita o tacita), che sarà trattata nel paragrafo 3.

2. L'interazione oligopolistica

In questo paragrafo vengono presentati i principali modelli di oligopolio non cooperativo. Si assume che le imprese producano beni omogenei, che non esista la possibilità di entrata nell'industria, per cui il numero di imprese rimane costante nel tempo, e che le imprese abbiano potere di mercato, potendo fissare il prezzo al di sopra del costo marginale. Ogni impresa stabilisce solo il prezzo (lasciando al mercato la determinazione della quantità prodotta) o la quantità (lasciando al mercato la formazione del prezzo di vendita).

I mercati di tipo oligopolistico possono essere analizzati utilizzando la **Teoria dei Giochi**. Un gioco è una particolare situazione di competizione in cui è importante il comportamento strategico. Ogni giocatore elabora una *strategia* che adotterà per competere con i rivali. Il *payoff* di ogni giocatore (la ricompensa ricevuta alla fine del gioco, cioè i profitti) dipende dalle azioni di tutti i giocatori. L'equilibrio del gioco è definito come un set di strategie, una per ogni soggetto decisionale, dal quale nessun decisore ha convenienza a deviare unilateralmente.

Nei giochi uniperiodali, le decisioni sono prese simultaneamente dai giocatori, per cui l'informazione è imperfetta, nel senso che ognuno fa la propria mossa senza sapere cosa farà l'avversario. Il concetto di equilibrio utilizzato in questo caso è quello di *equilibrio di Nash*, che indica un insieme di strategie in cui ogni giocatore gioca la migliore risposta date le strategie degli altri giocatori. In altre parole, mantenendo costanti le strategie di questi ultimi, nessun giocatore può ottenere un payoff maggiore variando la propria strategia.

Nei giochi sequenziali, invece, gli agenti non muovono simultaneamente ma in sequenza e ricevono informazioni sulle azioni scelte in precedenza. In questo caso, la strategia corrisponde ad un piano completo di decisioni, una per ogni nodo decisionale, in cui il giocatore è chiamato a scegliere tra mosse alternative e il concetto di equilibrio cui si fa riferimento è quello di *equilibrio perfetto nei sottogiochi* (SPE). Esso è l'insieme di strategie che rappresentano un equilibrio di Nash in ogni sottogioco del gioco originale. Detto in altre parole, un vettore di strategie dei vari giocatori è credibile solo se costituisce un equilibrio di Nash in ogni sottogioco contenuto nel gioco originario. Un sottogioco è una qualunque parte di un gioco che può essere considerata come un gioco a sé stante: contiene tutte le conseguenze future delle scelte compiute e tutta l'informazione necessaria per giocare questa parte del gioco complessivo. Il concetto di SPE costituisce dunque un perfezionamento dell'equilibrio di Nash, che elimina le minacce non credibili. Per esempio, in un gioco a due periodi in cui l'impresa *incumbent* minaccia il potenziale entrante di scatenare una guerra di prezzo nel secondo periodo nel caso in cui il rivale decida di entrare, la minaccia è credibile solo se la punizione consente di massimizzare il profitto dell'*incumbent* nel secondo periodo.

Nei giochi ripetuti, il gioco di base viene ripetuto un certo numero (finito o infinito) di volte a formare il c.d. "supergioco". In un gioco multiperiodale, il comportamento adottato in un particolare periodo dipende dall'esito del gioco in periodi precedenti. I giocatori, infatti, osservano l'esito di ogni ripetizione e successivamente effettuano l'ulteriore ripetizione del gioco. Possono quindi sempre legare la mossa da adottare nella prossima ripetizione del gioco di base all'esito dell'ultima, di alcune oppure di tutte le ripetizioni precedenti. Pertanto, la strategia adottata in una specifica ripetizione è sempre funzione della storia del gioco (tranne che nel periodo iniziale, in cui non esiste storia). Il principale vantaggio di un modello multiperiodale è che consente di rappresentare interazioni più complesse e realistiche tra le imprese rispetto a quello uniperiodale. Proprio per la possibilità di inviare segnali e di punire le deviazioni da un comportamento

prestabilito, le imprese possono, sotto certe condizioni, ottenere profitti più elevati di quanto accadrebbe in un'interazione *one shot*. I tipi di equilibrio nei giochi ripetuti saranno trattati nel paragrafo relativo alla collusione.

2.1 Modello di Bertrand

Consideriamo un duopolio in cui le imprese competono nei **prezzi**. Le ipotesi alla base di questo modello sono:

1. prodotti omogenei, indifferenziati e quindi perfettamente sostituibili dai consumatori;
2. la domanda di mercato, $Q=D(p)$, è negativamente inclinata;
3. gioco one-shot;
4. le imprese fissano simultaneamente e indipendentemente il prezzo di vendita;
5. non ci sono vincoli alla capacità produttiva, per cui ogni impresa è in grado di soddisfare l'intera domanda di mercato;
6. le imprese hanno lo stesso costo marginale costante, c , e nessun costo fisso.

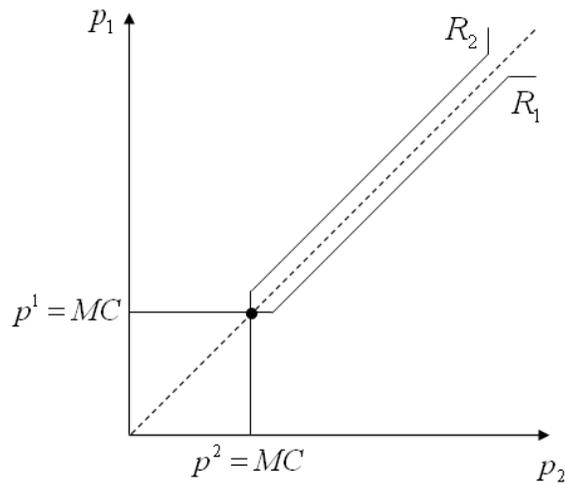
Dato che le imprese producono beni omogenei, i consumatori acquisteranno dall'impresa che fissa il prezzo più basso; se le imprese scelgono lo stesso prezzo, essi si divideranno in parti uguali. Pertanto la domanda fronteggiata dalla singola impresa $i=1,2$ risulta:

$$q_i = D_i(p_i, p_j) = \begin{cases} D(p_i) & \text{se } p_i < p_j \\ D(p_i)/2 & \text{se } p_i = p_j \\ 0 & \text{se } p_i > p_j \end{cases}$$

In questo contesto, l'equilibrio di Nash è una coppia di prezzi (p_i^*, p_j^*) tali che $\pi_i(p_i^*, p_j^*) \geq \pi_i(p_i, p_j^*)$, cioè il prezzo p_i^* rappresenta la risposta ottima dell'impresa i al fatto che il rivale giochi p_j^* .

Per individuare tale equilibrio, cioè la coppia di prezzi dalla quale nessuna delle due imprese ha incentivo a deviare, occorre considerare tutte le possibili strategie e verificare se esiste una deviazione profittevole dalla situazione considerata per almeno uno dei due giocatori. L'insieme delle strategie disponibili è $[c; \bar{p}]$, dove \bar{p} è il minimo prezzo per cui la domanda si annulla. Ogni impresa ha convenienza a fissare un prezzo anche di poco inferiore al prezzo fissato dal rivale (c.d. *undercutting*) in modo da ottenere l'intera

domanda di mercato. Pertanto, $p_i > p_j \geq c$ e $p_i = p_j > c$ non possono essere un equilibrio di Nash. L'unica situazione dalla quale nessuno ha incentivo a deviare è $p_i^* = p_j^* = c$, che rappresenta l'**unico equilibrio di Nash** di questo gioco. Più formalmente, l'impresa i sceglie p_i per massimizzare i propri profitti $\pi_i(p_i, p_j)$ per ogni prezzo p_j scelto dal concorrente. Dalle condizioni di prim'ordine di questo problema di massimo, $\frac{\partial \pi_i}{\partial p_i} = 0$, si ricavano le funzioni di reazione che indicano il prezzo ottimo dell'impresa i per ogni prezzo fissato dall'impresa j , $R_i = p_i(p_j)$. Graficamente:



L'equilibrio si ha nel punto di intersezione delle due funzioni di reazione, in cui ogni giocatore sta giocando la sua risposta ottima. Nessuna impresa, infatti, è disposta a produrre in un punto che non si trovi sulla sua funzione di risposta ottima, perché farlo significherebbe ottenere un profitto inferiore.

Il risultato di questo modello è noto come “paradosso di Bertrand” in quanto, nonostante il fatto che l'industria sia estremamente concentrata, le imprese fissano il prezzo pari al costo marginale, realizzando profitti nulli. Dunque, se la concorrenza è nei prezzi, sono sufficienti due imprese ad eliminare il potere di mercato. Questo risultato, tuttavia, non è robusto in quanto dipende da una serie di ipotesi stringenti: rilassando alcune delle ipotesi sopra elencate, il paradosso di Bertrand non è verificato.

Concorrenza alla Bertrand con asimmetrie di costo

Supponiamo che le due imprese abbiano costi marginali ancora costanti ma differenti: $c_1 < c_2$, ovvero l'impresa 1 è più efficiente. In questo caso esistono due soluzioni. Nel

primo, il vantaggio dell'impresa 1 è così marcato che essa può fissare il prezzo di monopolio $p_1=p^M(c_1)$ e servire tutta la domanda; questo accade se $p^M(c_1)<c_2$. Quando invece il vantaggio della prima impresa è meno marcato, cioè $p^M(c_1)>c_2$, questa fisserà un prezzo leggermente al di sotto del costo del rivale, $p_1=c_2-\varepsilon$, escludendolo dal mercato.

Concorrenza alla Bertrand con rendimenti di scala crescenti

Supponiamo che la produzione sia caratterizzata da rendimenti di scala crescenti, cioè che, a causa della presenza di costi fissi, il costo medio risulta superiore al costo marginale. Dal momento che le curve di reazione non dipendono dai costi fissi, il prezzo che si forma a seguito dell'interazione fra le due imprese è uguale per entrambe e pari al costo marginale. Tale prezzo non consente di coprire i costi fissi di produzione, pertanto l'unico equilibrio possibile è che una impresa esca dal mercato e quella che rimane fissi il prezzo di monopolio.

Concorrenza alla Bertrand con vincoli alla capacità produttiva

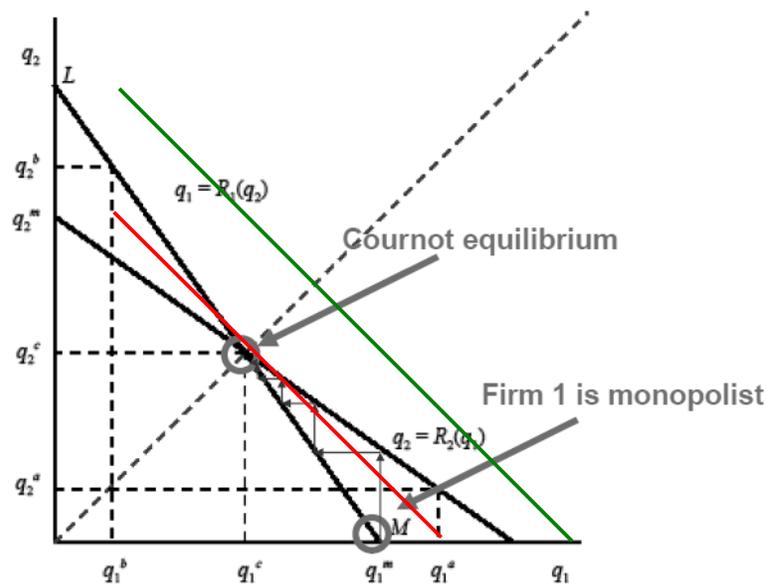
Supponiamo che, a causa dei vincoli alla capacità produttiva, l'impresa che pratica il prezzo inferiore potrebbe non riuscire a soddisfare interamente le richieste del mercato. La quota di domanda che rimarrebbe insoddisfatta, potrebbe quindi essere servita dall'impresa che pratica il prezzo più elevato, entro i limiti della sua capacità produttiva. Se le imprese hanno capacità produttiva limitata, non esiste equilibrio statico di Bertrand con un unico prezzo.

2.2 Modello di Cournot

Consideriamo ora un duopolio in cui le imprese competono nelle quantità. Le ipotesi alla base di questo modello sono le stesse viste per il modello di Bertrand.

Il livello di output scelto dall'impresa i (q_i) dipende da quello che l'impresa i ritiene sarà il comportamento del rivale (q_j): essa può vendere una quantità pari alla domanda del mercato meno q_j , comportandosi da monopolista sulla parte di domanda che non è soddisfatta dal rivale. Anche in questo caso, partiamo calcolando le funzioni di reazione, cioè la quantità ottima prodotta da ciascuna impresa dato il livello di output prodotto dal rivale. Dalle condizioni di prim'ordine del problema di massimizzazione dei profitti delle

due imprese, $\frac{\partial \pi_i}{\partial q_i} = 0$, si ricavano le funzioni di reazione, $R_i=q_i(q_j)$. Graficamente:



Innanzitutto, si può notare come le due curve sono inclinate negativamente, indicando che ad un aumento dell'output dell'impresa j , l'impresa i reagisce contraendo la propria produzione. L'aumento della quantità offerta dall'impresa j riduce il profitto marginale dell'impresa i , inducendo quest'ultima a scegliere un più basso livello di produzione. Per questo motivo, si dice che le strategie di quantità sono *sostituti strategici*. Al contrario, le strategie di prezzo del modello di Bertrand sono *complementi strategici*, in quanto ad una riduzione del prezzo da parte di un'impresa corrisponde una riduzione del prezzo anche da parte del rivale. L'equilibrio di Cournot-Nash si ha nel punto di intersezione delle due funzioni di reazione, in cui ogni giocatore sta giocando la sua risposta ottima.

La quantità prodotta congiuntamente dalle imprese che competono alla Cournot è inferiore a quella efficiente (quella per cui il prezzo è pari al costo marginale), come si nota dal confronto con la retta verde nel grafico precedente, che rappresenta il luogo dei punti in cui la produzione congiunta è pari alla produzione concorrenziale. Di conseguenza, il prezzo di mercato risulterà al di sopra del costo marginale, permettendo alle imprese di conseguire profitti positivi. Il risultato appare in forte contrasto con l'equilibrio di Bertrand, nel quale le imprese realizzano profitti nulli. La ragione di questa marcata differenza risiede nella natura della concorrenza che avviene tra le imprese. La competizione alla Bertrand genera un forte incentivo ad una condotta di prezzo aggressiva, in quanto con un prezzo leggermente più basso di quello del rivale, un'impresa è in grado di appropriarsi di tutta la domanda di quest'ultimo. Nel contesto di

Cournot, invece, una strategia aggressiva non risulta altrettanto profittevole, in quanto l'espansione della produzione da parte di un'impresa si somma all'offerta del rivale, determinando una significativa caduta del prezzo. La concorrenza oligopolistica appare quindi più intensa nel caso di Bertrand che di Cournot.

Un ultimo caso di riferimento per la concorrenza nei mercati oligopolistici corrisponde alla massimizzazione dei profitti congiunti, realizzata quando le imprese coordinano le proprie scelte come se fossero un unico soggetto che si comporta da monopolista (collusione). La retta rossa nel grafico precedente rappresenta il luogo dei punti in cui la produzione congiunta è pari alla quantità che sarebbe prodotta da un unico monopolista. Nell'equilibrio di Cournot l'output è maggiore rispetto a quello nell'ipotesi di collusione, il prezzo è inferiore, come anche il profitto congiunto delle imprese. Le imprese avrebbero pertanto incentivo a colludere in modo da aumentare i profitti. Tuttavia, la collusione non è un equilibrio stabile in quanto non costituisce la risposta ottima dei giocatori: ogni impresa avrebbe cioè l'incentivo a deviare dall'accordo producendo la quantità indicata dalla propria funzione di reazione. Nel paragrafo 3 saranno analizzati i fattori che facilitano la collusione e ne consentono la sostenibilità.

Anche nel modello di Cournot, rilassando alcune delle ipotesi di riferimenti, l'equilibrio si modifica.

Concorrenza alla Cournot con n imprese

Se ci sono $n > 2$ imprese, si dimostra che la condizione di uguaglianza tra ricavo marginale e costo marginale per l'impresa i -esima diventa:

$$p(Q) \left[1 - s_i \frac{1}{\varepsilon} \right] = MC_i,$$

da cui si ricava l'espressione dell'indice di Lerner (che, come sarà spiegato nel capitolo 4, è una misura del potere di mercato) per un'impresa che compete con le altre sulla quantità:

$$\frac{p - MC_i}{p} = \frac{s_i}{|\varepsilon|}$$

Se le imprese sono simmetriche, allora la quota di mercato $s_i = 1/n$ per ogni impresa e il margine prezzo-costo espresso dall'indice di Lerner diventa:

$$\frac{p - MC_i}{p} = \frac{1}{n \cdot |\mathcal{E}|}.$$

Si osserva quindi che:

- $n = 1$ corrisponde al caso del monopolio, in cui il potere di mercato è massimo;
- $n \rightarrow \infty$ corrisponde al caso di un mercato perfettamente competitivo, in cui il potere di mercato di ogni impresa è nullo.

All'aumentare di n , cioè, il livello di produzione di equilibrio del modello di Cournot si avvicina a quello dell'equilibrio concorrenziale.

Concorrenza alla Cournot con costi asimmetrici

L'analisi può essere estesa anche considerando due imprese asimmetriche, ovvero con costi marginali diversi. L'impresa con il costo marginale più basso, e quindi più efficiente, produce di più della rivale. Essendo le quantità prodotte dalle due imprese sostituti strategici, la quantità prodotta da una impresa in equilibrio è decrescente nella quantità prodotta dall'avversario. Di conseguenza, i profitti di equilibrio sono più elevati per l'impresa più efficiente. Si noti anche la forma assunta dall'indice di Lerner:

$$\frac{p - MC_i}{p} = \frac{s_i}{|\mathcal{E}|},$$

per cui ad una maggiore quota di mercato corrisponde un maggiore margine tra il prezzo e il costo marginale.

2.3 Modello di Stackelberg

In questo modello di oligopolio, la variabile strategica è la quantità e un'impresa agisce prima dell'altra. Si tratta dunque di un gioco dinamico nel quale in primo luogo il *leader* decide la quantità ottima da produrre ed in un secondo tempo il *follower* reagisce alla Cournot, usando la sua funzione di risposta ottimale per scegliere l'output che massimizza i suoi profitti. Il *leader*, sapendo a priori che il *follower* si comporterà in

questo modo, ne tiene conto nella massimizzazione del proprio profitto. Il leader gode cioè del c.d. vantaggio della prima mossa, legato alla possibilità di anticipare il comportamento del *follower* e influenzarlo. Poiché le imprese hanno costi identici, l'impresa che muove per prima conosce la funzione di risposta ottima dell'impresa che muove per seconda; in altre parole, il *leader* sa quanto produrrà il *follower*, perciò può calcolare la produzione totale corrispondente a qualsiasi livello di output fissato e stabilire quel livello che massimizza il proprio profitto. Il vantaggio della prima mossa di cui gode l'impresa che muove per prima fa sì che nell'equilibrio del gioco sequenziale il *leader* ottenga un profitto maggiore e il *follower* uno minore rispetto all'equilibrio di Cournot.

I principali modelli di oligopolio non cooperativo si fondano su ipotesi diverse: le imprese possono scegliere l'output o il prezzo e effettuare la scelta simultaneamente o sequenzialmente. I modelli prevedono quindi livelli di equilibrio di output, di prezzi, di profitti e di benessere del consumatore molto diversi. **Maggiore è il numero delle imprese, più l'equilibrio di Cournot e quello di Stackelberg si avvicinano all'equilibrio concorrenziale. L'equilibrio di Bertrand non è invece influenzato dal numero di imprese nel mercato: ne sono sufficienti due con capacità produttiva illimitata per riprodurre gli esiti della concorrenza perfetta.**

3. La collusione

Finora abbiamo analizzato il funzionamento di un mercato oligopolistico in un contesto statico. Nella realtà, la competizione fra le imprese è un gioco ripetuto nel tempo e a cadenza spesso frequente. Il contesto statico non spiega perché le imprese possono avere l'incentivo a rinunciare ad azioni che producono un beneficio nel breve termine per assicurarsi profitti più elevati nel lungo termine. Cosa cambia il fatto che le imprese interagiscano ripetutamente? La ripetizione dell'interazione di mercato, come vedremo in questo paragrafo, apre la possibilità della collusione fra le imprese.

Per la teoria economica, **la collusione coincide con un equilibrio dove i prezzi sono più elevati rispetto al gioco non cooperativo uniperiodale, in cui le imprese interagiscono una volta soltanto.** Secondo questa definizione, la collusione coincide quindi con un

risultato, quello di prezzi elevati, e non con la modalità tramite la quale tale risultato si ottiene⁴. Si parla di collusione **esplicita** quando le imprese si coordinano esplicitamente, tramite un accordo, su un equilibrio che massimizza il profitto congiunto. La collusione **tacita** si riferisce invece agli effetti coordinati che si determinano in un contesto puramente non cooperativo. L'elemento comune è il tentativo di sopprimere la concorrenza ed aumentare il potere di mercato delle imprese.

La collusione non è un equilibrio di Nash nei giochi *one shot*, in quanto ogni impresa ha la tentazione di deviare unilateralmente dall'accordo collusivo, poiché così facendo essa aumenta il suo *payoff*. L'unico possibile equilibrio di Nash è che non si realizzi l'accordo, anche se accordandosi le imprese otterrebbero profitti individuali maggiori. Tuttavia, se l'interazione fra le imprese è ripetuta, si apre la possibilità di inviare segnali e di punire le deviazioni dall'accordo. In questo caso, sotto certe condizioni, la collusione è un equilibrio stabile. In un gioco ripetuto, le imprese scelgono le proprie strategie uniperiodali più volte. Gli esiti del gioco cambiano in maniera cruciale se l'interazione si ripete un numero finito o infinito di volte. In caso di gioco ripetuto ad *orizzonte finito*, l'unico equilibrio perfetto nei sottogiochi prevede l'esatta ripetizione delle strategie di equilibrio del gioco di base. Per dimostrare questo risultato, facciamo riferimento alla ripetizione del gioco di Bertrand un numero N finito di volte. Utilizzando il metodo dell'induzione a ritroso, consideriamo l'ultimo stadio del gioco: qualunque sia stato lo svolgimento precedente del gioco, l'interazione fra le due imprese nell'ultimo periodo, N , corrisponde ad un gioco di Bertrand *one shot*; come sappiamo, l'unico equilibrio di questo sottogioco è $p_1=p_2=c$. Procedendo a ritroso, nello stadio $N-1$ le imprese sanno che le loro azioni correnti non influenzeranno l'equilibrio del sottogioco finale e, quindi, è come se partecipassero nuovamente ad un gioco *one shot*, il cui unico equilibrio è ancora $p_1=p_2=c$. Questo ragionamento si ripete per tutti gli stadi del gioco fino al primo, dimostrando il risultato che, se N è finito, l'unico equilibrio perfetto nei sottogiochi è dato dall'equilibrio del gioco di base ripetuto N volte.

Un risultato diverso si ottiene invece nel caso in cui un gioco venga ripetuto un numero infinito di volte. In questo caso è possibile ottenere equilibri diversi dalla mera ripetizione in ogni periodo dell'equilibrio di Nash del gioco di base. In particolare, si considera una situazione in cui le imprese adottano le c.d. *trigger strategies*. Due imprese, che competono alla Bertrand per un numero infinito di volte, adottano una strategia

⁴ Motta M., Polo M., 2005, Antitrust: economia e politica della concorrenza. Bologna, Il Mulino.

trigger se ciascuna impresa fissa un certo prezzo pari a p nel periodo iniziale e continua a fissare lo stesso prezzo in ogni periodo successivo se ha osservato che anche il rivale ha scelto il prezzo p fino al periodo immediatamente precedente; in caso contrario, se cioè il rivale ha deviato scegliendo un prezzo $p'=p-\varepsilon$, l'impresa fisserà il prezzo $p=c$ per tutti i periodi successivi. In altre parole, ciascun giocatore si comporta in modo collusivo finché non osserva una condotta deviante da parte del rivale, nel qual caso viene fissato un prezzo pari al costo marginale per tutti gli altri periodi, che è interpretabile come una "punizione". È possibile dimostrare che nei giochi ripetuti ad *orizzonte infinito* esiste un fattore di sconto $\underline{\delta}$ tale che, per ogni $\delta \geq \underline{\delta}$, è possibile sostenere un equilibrio in cui i giocatori ottengono un *payoff* maggiore o uguale rispetto a quello dell'equilibrio di Nash del gioco di base⁵. Con imprese simmetriche, se l'impresa i rispetta l'accordo per tutti i periodi, fissando un prezzo p e ricevendo in ogni periodo metà dei profitti di mercato, il valore attuale dei suoi profitti è dato da:

$$\frac{\pi(p)}{2} + \frac{\pi(p)}{2}\delta + \frac{\pi(p)}{2}\delta^2 + \dots = \frac{\pi(p)}{2} \left(\frac{1}{1-\delta} \right)^6.$$

Qualora l'impresa i devii dalla collusione, ottiene inizialmente l'intero profitto di mercato, in quanto facendo *undercutting* si appropria anche della parte di domanda servita dal rivale, ma dal periodo successivo ottiene profitti nulli, dal momento che l'altra impresa attua la punizione, scatenando una competizione agguerrita. In questo caso il flusso attualizzato dei profitti è dato da:

$$\pi(p') + 0 + 0 + 0 + \dots = \pi(p')$$

Per cui, la collusione è un equilibrio se $\frac{\pi(p)}{2} \left(\frac{1}{1-\delta} \right) \geq \pi(p')$, cioè se $\delta \geq \frac{1}{2}$ (o, in modo equivalente, se $i \leq 1$). Tale condizione rappresenta il vincolo di incentivo alla collusione per le imprese, che esprime il tradeoff intertemporale tra l'incentivo a deviare e il profitto

⁵ Il fattore di sconto, $\delta=1/(1+i)$, dove i indica il tasso di sconto, è una variabile che attualizza i valori monetari futuri, ossia permette di calcolare il valore attuale di una somma monetaria percepita in futuro. In un gioco ripetuto la presenza del fattore di sconto è fondamentale dato che rende in valore attuale le vincite future: un giocatore razionale tiene infatti conto del valore oggi di una somma monetaria incassata in futuro.

⁶ La serie geometrica $(1+\delta+\delta^2+\delta^3+\dots)$ converge al valore $1/(1-\delta)$.

che l'impresa perde dopo la punizione⁷. **Qualunque prezzo p , compreso tra il costo marginale e il prezzo di monopolio, può essere quindi sostenuto come equilibrio perfetto nei sottogiochi qualora il fattore di sconto sia sufficientemente elevato.** Gli equilibri che si possono raggiungere in un gioco ripetuto un numero infinito di volte sono molteplici: questo è quanto indicato dal c.d. *Folk Theorem*, secondo cui qualsiasi esito che domina (debolmente) quello dell'equilibrio di Nash del gioco di base può far parte di un equilibrio perfetto nei sottogiochi. Ciò pone rilevanti problemi relativi al coordinamento tra le imprese e alla comunicazione tra esse per selezionare l'esito di mercato da sostenere nel tempo.

L'analisi della collusione nella moderna economia industriale si basa sullo studio degli incentivi a colludere o deviare dall'accordo: ogni impresa confronta il guadagno immediato che essa ottiene deviando con il profitto cui essa rinuncia in seguito alla reazione dei rivali. Solo se il primo è inferiore al secondo, l'impresa sceglierà la strategia collusiva. Nel seguito di questo paragrafo, analizzeremo tutti quei fattori che agevolano il raggiungimento di risultati collusivi. **Se un dato fattore allenta il vincolo di incentivo delle imprese, allora diremo che facilita la collusione; se invece rende tale vincolo più stringente, allora questo fattore rende più difficile un coordinamento collusivo.** Diversamente dalle indicazioni fornite dalla Teoria dei giochi, che non sembrano particolarmente utili ai fini applicativi, l'analisi dei fattori facilitanti la collusione ha una rilevanza pratica per l'attività delle autorità antitrust, al fine di intervenire per eliminarli o per valutarne gli effetti ex-post nel caso di una fusione.

La Commissione Europea individua tre condizioni principali che facilitano l'instaurarsi di equilibri collusivi tra imprese partecipanti ad un medesimo mercato, articolate in una serie di sottocondizioni che ne specificano in dettaglio il contesto applicativo⁸:

- 1. Le imprese devono essere in grado di verificare facilmente se i termini del coordinamento vengono rispettati.**
- 2. Devono essere presenti dei meccanismi di deterrenza di possibili deviazioni dal comportamento coordinato.**

⁷ È possibile dimostrare che lo stesso risultato si ottiene quando il gioco non sia ripetuto all'infinito ma abbia una data finale incerta: in questo caso, si definisce il fattore di sconto (aggiustato) delle imprese come $\delta^* = \rho\delta$, dove ρ è la probabilità che l'interazione prosegua nel periodo successivo.

⁸ "Orientamenti relativi alla valutazione delle concentrazioni orizzontali" (2004/C 31/3).

3. Le reazioni delle imprese esistenti non partecipanti al coordinamento, dei concorrenti potenziali e dei clienti finali devono essere tali da non pregiudicare i risultati attesi del coordinamento.

Oltre a una serie di fattori “strutturali” che agevolano il raggiungimento di tali obiettivi, le imprese stesse possono adottare alcune pratiche al fine di sostenere la collusione, che favoriscono la trasparenza nei prezzi e lo scambio di informazioni.

3.1 Fattori strutturali facilitanti la collusione

Tipo di concorrenza

Se la concorrenza è meno accesa, il profitto di chi devia nel primo periodo è meno elevato ma anche la punizione è meno severa. In altre parole, un piccolo guadagno derivante dalla deviazione corrisponde ad una piccola punizione. Formalmente, è possibile dimostrare che, nel caso di competizione alla Cournot (che come abbiamo visto è meno accesa di quella alla Bertrand), il vincolo di incentivo risulta più stringente di quello con competizione alla Bertrand e quindi la collusione è più difficile. Di conseguenza, è possibile affermare che **la concorrenza meno accesa scoraggia la collusione**, dal momento che se la punizione è meno severa, la deviazione è più probabile.

Concentrazione

A parità di altri fattori, e con imprese simmetriche, **minore è il numero delle imprese in un'industria, più facile è colludere**. Questo perché con più imprese è più difficile il monitoraggio reciproco e l'individuazione dei comportamenti devianti e la tentazione di deviare è più forte. Infatti, in caso di collusione ogni impresa fisserà un prezzo elevato e otterrà una quota $1/n$ dei profitti totali, mentre se una di esse devia, praticando un prezzo inferiore a quello dei rivali, riesce a conquistare tutta (o una parte rilevante) della domanda di mercato, con un forte premio associato alla collusione. Formalmente, è possibile dimostrare che, con n imprese che competono nei prezzi un numero infinito di volte, il vincolo di incentivo è $\delta \geq 1-1/n$, più stringente di quello in caso di duopolio. La concentrazione, infine, aiuta le imprese a coordinarsi su di un risultato collusivo. Quando però le imprese sono asimmetriche (in termini di capacità produttiva, costi,...) la relazione tra concentrazione e collusione diviene più complessa.

Simmetria

In generale, **la simmetria facilita la collusione** in quanto più le imprese sono diverse fra loro più è difficile accordarsi su come dividere il mercato e spartirsi i profitti collusivi. In

caso di duopolio con imprese tecnologicamente uguali, ma con differenti capacità, l'impresa più grande ha un maggiore incentivo a deviare (può servire l'intero mercato) e quella più piccola ha delle difficoltà a "punire" la deviazione (essendo vincolata dalla ridotta capacità produttiva, la minaccia di espandere la produzione facendo calare il prezzo non è credibile). Allo stesso modo, nel caso di costi asimmetrici, l'impresa più efficiente (quella con i costi minori) ha un maggiore incentivo a deviare, in quanto ottiene un guadagno immediato più elevato e il costo della deviazione è più basso (l'impresa meno efficiente non è in grado di punire in modo efficace).

Differenze tasso di sconto

Il tasso di sconto esprime la preferenza intertemporale (in altre parole, l'impazienza). L'impresa con un basso tasso di sconto (δ alto) attribuisce lo stesso valore ai profitti futuri e a quelli immediati; di conseguenza tenderà a sostenere l'accordo collusivo. L'impresa con alto tasso di sconto, δ basso, attribuisce peso maggiore ai profitti nel breve periodo che a quelli nel lungo periodo; la tentazione a deviare sarà più alta.

Barriere all'entrata

I profitti di collusione attirano nuovi entranti, mettendo a repentaglio l'equilibrio collusivo. Gli entranti potrebbero non voler colludere (ad esempio perché "asimmetrici" rispetto ai rivali) e comportarsi in modo aggressivo. Nel caso in cui le nuove imprese aderiscano all'accordo, il numero delle imprese che si spartiscono il profitto di monopolio aumenterebbe, indebolendo la sostenibilità dell'accordo stesso. Di conseguenza, **più facile è l'entrata da parte di nuove imprese, più difficile è sostenere la collusione.**

Partecipazioni azionarie

Anche se di minoranza, le partecipazioni incrociate **riducono gli incentivi alla deviazione**. I profitti dell'impresa partecipata rientrano, nella forma di dividendi, nel risultato economico dell'impresa che detiene le partecipazioni. Per quest'ultima, dunque, un'eventuale deviazione che riducesse i profitti dell'impresa partecipata, sarebbe meno profittevole rispetto al caso in cui non vi fosse una proprietà incrociata. Se poi la proprietà incrociata è accompagnata da legami nei consigli di amministrazione, **aumenta la possibilità di coordinamento e lo scambio di informazioni**, rendendo il monitoraggio più efficace.

Frequenza

Un'alta frequenza delle transazioni facilita la collusione, poiché permette di infliggere una punizione tempestiva, non appena la deviazione viene individuata.

Stabilità della domanda

Se il livello della domanda è difficile da prevedere, è difficile distinguere una deviazione da uno shock della domanda. Ritardi nell'osservazione delle deviazioni rendono le punizioni meno efficaci. Se il prezzo di mercato scende, le spiegazioni possibili sono due: la domanda è calata o qualcuno sta deviando dall'accordo. Due sono anche i possibili "errori" da parte delle imprese: punire qualcuno quando nessuno ha deviato e non punire quando qualcuno invece ha deviato. In sintesi, la stabilità della domanda accresce l'osservabilità delle strategie dei rivali, facilitando l'attuazione dell'accordo collusivo.

Contatti multi-mercato

Il fatto che le imprese si incontrino su vari mercati può favorire la collusione nella misura in cui riduca l'asimmetria tra le imprese e/o aumenti la frequenza dei loro contatti. In caso di forti asimmetrie tra imprese in un mercato, colludere è più difficile; tuttavia, se le imprese interagiscono in più mercati in cui hanno posizioni asimmetriche, l'effetto complessivo potrebbe annullare le asimmetrie, con l'effetto di **rendere le imprese simmetriche nei mercati nel loro complesso**, facilitando la collusione.

Omogeneità prodotti

In caso di prodotti differenziati, è più difficile punire un'impresa che devia, perché anche una riduzione marcata dei prezzi le lascerebbe una domanda positiva: questo rende la punizione meno severa e *scoraggia* la collusione. D'altra parte, anche una deviazione consente un minor incremento della domanda e dei profitti: l'impresa che devia non strappa ai concorrenti grandi quote di mercato, e questo *incoraggia* la collusione. L'effetto complessivo è dunque ambiguo.

Elasticità della domanda

Con domanda elastica, una riduzione di prezzo promette un incremento notevole delle vendite, e questo indebolisce l'incentivo a colludere. Allo stesso tempo, però, l'elasticità rafforza l'impatto della punizione e, quindi, l'incentivo a colludere. L'effetto netto è anche in questo caso ambiguo.

3.2 Pratiche facilitanti

Finora abbiamo parlato di fattori *esogeni*. Le pratiche facilitanti sono *decise dalle imprese* per **favorire la trasparenza nei prezzi e lo scambio di informazioni**.

Innanzitutto, occorre evidenziare il ruolo dell'osservabilità dei prezzi e delle quantità nel sostenere la collusione. Green e Porter (1984)⁹ hanno dimostrato che se i prezzi praticati dalle imprese rivali non fossero osservabili la collusione sarebbe più difficile da sostenere. In una situazione in cui non è possibile prevedere il livello della domanda di mercato e ogni impresa osserva solamente i propri prezzi e le proprie vendite, ogni impresa avrebbe incentivo a deviare sostenendo che la domanda si è abbassata. La strategia di collusione si modifica quindi come segue: le imprese fissano il prezzo di monopolio finché ciascuna impresa si attiene all'accordo. Non appena un'impresa non vende nulla (perché qualcuno ha fatto *undercutting* o ha espanso l'output), scatena una guerra di prezzo per un certo numero di periodi, per poi tornare al prezzo di monopolio. La strategia necessaria per sostenere la collusione risulta più articolata rispetto al caso standard: **la minore trasparenza del mercato ha un costo per le imprese**, legato ad un livello medio dei profitti minore, determinato a sua volta dalle periodiche revisioni verso il basso dei prezzi. Un'altra implicazione del modello di Green e Porter è che periodiche guerre di prezzo sono un meccanismo "fisiologico" per scoraggiare le deviazioni nell'ambito di un accordo collusivo. Pertanto, l'osservazione di periodi di prezzi bassi non esclude l'esistenza di accordi collusivi nel mercato. Solitamente si ritiene che lo scambio di informazioni favorisca l'efficienza, per esempio permettendo ai consumatori di fare la scelta che preferiscono e promuovendo la concorrenza tra le aziende. D'altra parte, tale scambio favorisce la collusione, riducendo l'efficienza, perché le imprese possono coordinare la proprie strategie e possono meglio interpretare il "segnale" di variazione dei prezzi. Vi è dunque un tradeoff inerente la trasparenza dei prezzi, che da una parte è utile ai consumatori ma dall'altra aiuta la collusione.

Dal momento che l'osservabilità di prezzi e quantità favorisce il raggiungimento di risultati collusivi, evitando costose revisioni di prezzo, le imprese sono interessate ad attuare una serie di pratiche che aiutano il monitoraggio reciproco. Alcuni esempi sono lo scambio sistematico di informazioni "sensibili", gli annunci (privati o pubblici) di politiche future e alcune clausole contrattuali. Tra queste, ricordiamo:

- la clausola *most-favoured customer*, con cui un venditore si impegna ad applicare ad un cliente le stesse condizioni offerte agli altri clienti: tale clausola può favorire la collusione perché scoraggia l'utilizzo di sconti e perché l'impresa che devia è costretta ad applicare la riduzione di prezzo a tutti i clienti; d'altra parte, la clausola indebolisce

⁹ Green E.J, Porter R.H., 1984, Non cooperative collusion under imperfect price information. *Econometrica*, Vol. 52, No. 1, pp. 87-100.

anche la punizione perché induce a ridurre i prezzi (per la punizione) con maggiore cautela e quindi l'equilibrio non collusivo comporta una punizione mitigata.

- la clausola *meeting-competition*, con cui se un cliente riceve un'offerta di prezzo migliore da parte di un altro venditore, il venditore corrente si impegna ad offrire a sua volta al cliente quello stesso prezzo: in questo modo, si limita la concorrenza perché una riduzione di prezzi non attrae nuovi consumatori, che possono ottengono questa riduzione anche dai loro venditori; inoltre, la collusione è favorita perché i consumatori diffondono le informazioni sulle offerte ricevute, e quindi su eventuali defezioni.
- la clausola *resale-price maintenance* (prezzo di vendita imposto), che fissa il prezzo al dettaglio per tutti i venditori: in assenza di informazione sui prezzi all'ingrosso, la variazione dei prezzi al dettaglio può essere interpretata come una defezione, anche se dovuta a variazioni nei costi, per esempio; tale clausole favorisce quindi il monitoraggio.

4. Struttura del mercato e risultati economici

La misura che più comunemente è adottata per valutare quanto il risultato economico di un settore si avvicini a quello concorrenziale, e quindi per misurare il potere di mercato delle imprese, è il margine prezzo-costo, basato sulla differenza tra prezzo e costo marginale a livello di singola impresa. L'**indice di Lerner** è costruito come differenza tra il prezzo, p , e i costi marginali, MC , quale frazione del prezzo:

$$L_i = \frac{p_i - MC_i}{p_i}.$$

La diretta applicazione di questo indice, tuttavia, comporta il problema, non semplice da risolvere, di stimare il costo marginale di un'impresa. Il costo marginale è, infatti, un concetto principalmente teorico. Determinare l'impatto della produzione di una unità aggiuntiva sul costo totale di un'impresa è molto complicato anche quando si abbia un'ottima conoscenza della tecnologia adottata dall'impresa, conoscenza non posseduta, ad esempio, dalle autorità a tutela della concorrenza, interessate ad avere una misura del potere di mercato di un'impresa.

Secondo il tradizionale approccio *struttura-condotta-risultati* dell'economia industriale, la performance di un'impresa è determinata essenzialmente dalla struttura del settore industriale di appartenenza, che ne condiziona i comportamenti strategici¹⁰. Nella maggior parte degli studi *struttura-condotta-risultati*, la variabile strutturale che si mette in rilievo è la concentrazione industriale, che si misura in funzione delle quote di mercato di alcune o di tutte le imprese nel settore. L'idea è che più il mercato è concentrato, più probabile è l'esercizio di potere di mercato da parte delle imprese partecipanti. Il **rapporto di concentrazione**, CR_n , è ottenuto come somma della quota di mercato delle prime n imprese del settore, ordinate per quota di mercato decrescente:

$$CR_n = \sum_{i=1}^n s_i \quad \text{dove } s_i = \frac{q_i}{Q}.$$

Generalmente si usa il rapporto di concentrazione delle prime 4 imprese, CR_4 . Oltre all'arbitrarietà della scelta di n, alcuni problemi legati all'utilizzo di questo indicatore sono che non tiene conto della numerosità totale delle imprese, attribuisce lo stesso peso ad ogni impresa, non coglie i mutamenti nel potere di mercato delle diverse imprese nel tempo, a parità di CR.

Alternativamente, è possibile utilizzare una funzione di tutte le quote di mercato delle singole imprese. L'**indice di Herfindahl-Hirshman** (HHI) è uguale alla somma del quadrato delle quote di mercato di ciascuna impresa del settore:

$$HHI = \sum_{i=1}^N (s_i * 100)^2.$$

Il valore massimo dell'indice è 10000 e corrisponde al caso di monopolio. Generalmente, un valore inferiore a 1200 è considerato indice di un mercato concorrenziale, mentre al di sopra dei 1800 è considerato indice di un mercato poco competitivo. L'indice HHI consente di tenere conto dell'asimmetria tra le imprese: la quota delle imprese piccole ha poco rilievo mentre le imprese più grandi pesano più che proporzionalmente. A parità del numero di imprese, il valore dell'indice aumenta all'aumentare dell'asimmetria tra le imprese. Inoltre, il valore dell'indice diminuisce all'aumentare del numero di imprese. Infine, l'indice HHI consente di tenere conto delle variazioni della quota di mercato tra le imprese nel tempo.

¹⁰ Questo paradigma è stato sviluppato dalla cosiddetta "Scuola di Harvard" negli anni '60. La sua debolezza principale è l'assunzione che la struttura di mercato sia esogena. Visioni più moderne evidenziano, infatti, un processo di feed-back tra i vari elementi, con un ruolo centrale della strategia.

Dalla condizione per la massimizzazione dei profitti di un'impresa monopolista (ricavo marginale = costo marginale), si ricava che il margine prezzo-costo corrisponde al reciproco dell'elasticità della domanda al prezzo:

$$\frac{p_i - MC_i}{p_i} = \frac{1}{|\mathcal{E}|}.$$

Tale espressione per l'indice di Lerner cattura l'effetto della struttura del mercato sul margine prezzo-costo. Un'impresa concorrenziale fissa $p = MC$ perché, come abbiamo visto, fronteggia una domanda che ha elasticità infinita. Di conseguenza, **minore è l'elasticità della domanda al prezzo, maggiore è il margine di profitto per l'impresa.** Per le imprese in concorrenza oligopolistica (alla Cournot), è possibile dimostrare che il margine prezzo-costo è funzione della quota di mercato dell'impresa, oltre che dell'elasticità:

$$\frac{p_i - MC_i}{p_i} = \frac{s_i}{|\mathcal{E}|}$$

$$\frac{p_i - MC_i}{p_i} = \frac{1}{n \cdot |\mathcal{E}|} \text{ se ci sono } n \text{ imprese simmetriche.}$$

Avendo definito il margine prezzo-costo (chiamiamolo m_i) per ogni impresa, l'indice di Lerner relativo all'intero mercato si ricava come una media ponderata:

$$\frac{p - MC}{p} = s_1 m_1 + s_2 m_2 + \dots + s_n m_n = \sum_i \frac{s_i}{|\mathcal{E}|} = \frac{HHI}{|\mathcal{E}|}.$$

Un'elevata concentrazione del mercato comporta un elevato mark-up sui prezzi; al contrario

un'elevata capacità della domanda di rispondere al prezzo limita la possibilità di avere mark-up elevati.

Nel caso di un'impresa dominante circondata da imprese price-taker (frangia competitiva), l'operatore che ha la quota di mercato maggiore determina il prezzo e la quantità di offerta massimizzando il proprio profitto sulla domanda residua, definita come

differenza tra la domanda sul mercato e la quantità fornita dalle imprese minori che si comportano da price-taker. L'indice di Lerner dell'operatore dominante risulta essere in questo caso:

$$L_D = \frac{p - MC_D}{p} = \frac{s_D}{\varepsilon_s^f s_f + \varepsilon}.$$

Il potere di mercato dell'impresa dominante aumenta all'aumentare della quota di mercato dell'impresa dominante (s_D), al decrescere dell'elasticità al prezzo e della quota di mercato della frangia (ε_s^f e s_f), al decrescere dell'elasticità al prezzo della domanda. Un aspetto molto importante evidenziato da questa relazione è che la quota di mercato non è la sola determinante del potere di mercato: gli operatori che operano in mercati con domanda anelastica e con concorrenti incapaci di offrire quantità elevate al crescere del prezzo, avranno la possibilità di innalzare significativamente i prezzi.

Tutte le espressioni appena illustrate individuano una relazione funzionale fra la struttura di mercato e l'indice di Lerner: **più il mercato è concentrato, più probabile è l'esercizio di potere di mercato da parte delle imprese partecipanti.** Il potere di mercato dipende dunque:

- dal numero delle imprese;
- dalla loro dimensione relativa;
- dall'elasticità della domanda;
- dalla rigidità dell'offerta.

La relazione appena individuata suggerisce che l'indice HHI può essere usato come primo strumento per misurare l'esercizio di potere di mercato.

La definizione del mercato rilevante è strumentale alla valutazione del potere di mercato. Il mercato rilevante individua il più piccolo contesto (insieme di prodotti, area geografica) entro il quale gli operatori possono innescare un confronto competitivo, formulando strategie commerciali aggressive al fine di servire quote crescenti di domanda. Identificare i mercati rilevanti, in quest'ottica, equivale ad individuare 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. La sostituibilità è analizzata dal lato della domanda (individuazione dei prodotti sostituiti per i consumatori, che essi potrebbero acquistare in caso di incrementi di prezzo dei prodotti delle imprese investigate) e dal lato dell'offerta (individuazione dei concorrenti potenziali che potrebbero agevolmente entrare sul mercato, in caso di aumenti dei prezzi). Il mercato rilevante è definito su base merceologica e su base geografica. Il mercato rilevante del prodotto include tutti i prodotti tra loro sostituiti nel senso appena visto; il mercato geografico coincide con l'area entro la quale i rapporti di sostituibilità tra prodotti si realizzano.

Il criterio tradizionalmente seguito per definire i mercati rilevanti è il c.d. SSNIP test (*Small but Significant Non-transitory Increase in Price*), introdotto dal Dipartimento di Giustizia statunitense ed attualmente utilizzato dalle autorità antitrust di tutto il mondo. Questo test parte dall'ipotesi che esista un ipotetico operatore monopolista il quale deve valutare l'incentivo o meno di adottare incrementi nei prezzi offerti. Dato il più piccolo ambito di beni/servizi e di area geografica servita, si simula l'effetto di un incremento dei prezzi formulati da tale ipotetico monopolista (l'ipotesi classica è un innalzamento del 5% o del 10%), e si stima l'impatto in termini di riduzione nei volumi domandati. L'ipotetico monopolista valuta se tale incremento dei prezzi risulti profittabile, cioè se l'incremento dei ricavi sulla minore quantità offerta è superiore alla riduzione di margine connesso alla contrazione delle quantità vendute. Fin tanto che una strategia di incremento dei prezzi risulta economicamente non conveniente per l'ipotetico monopolista, perché lo spostamento della domanda verso altri beni/servizi forniti (o verso altre aree geografiche) conseguente all'incremento dei prezzi genera riduzioni dei volumi tali da non compensare l'innalzamento dei prezzi, il mercato viene ad essere allargato incorporando tutti i possibili sostituti (sia beni/servizi che aree geografiche). L'allargamento si interrompe laddove per l'operatore diventa possibile esercitare la politica descritta in modo profittabile, perché non più esposto al rischio di sostituzione e quindi alla possibile aggressione di altri concorrenti. A quel punto, l'insieme dei beni e servizi e/o delle aree geografiche ricomprese nel calcolo dell'ipotetico monopolista rappresenta il mercato geografico rilevante.

L'implementazione del test SSNIP avviene attraverso lo studio dell'elasticità della domanda al prezzo e delle elasticità incrociate al prezzo. L'elasticità incrociata al prezzo

tra i prodotti A e B è definita come la variazione percentuale nella domanda per il prodotto B, a fronte di un aumento dell'1% nel prezzo del prodotto A¹¹.

Quando si applica il test SSNIP con l'obiettivo di definire il mercato geografico rilevante, oltre a considerare le stime dell'elasticità occorre considerare anche le informazioni riguardanti le importazioni e i costi di trasporto.

¹¹ Analiticamente, $\varepsilon_{A,B} = (\Delta Q_B/Q_B)/(\Delta p_A/p_A)$.

CAPITOLO 2 – IL MERCATO ELETTRICO

1. Peculiarità del settore elettrico

Di seguito, si procede ad una disamina delle principali caratteristiche tecniche ed economiche delle attività di produzione, trasporto e consumo dell'energia elettrica, che differenziano il settore dell'energia elettrica rispetto agli altri settori industriali, condizionandone la struttura di mercato e, di conseguenza, la regolazione¹².

1.1 La domanda di energia elettrica

La richiesta di potenza sulla rete mostra una elevata **variabilità** sia nel medio che nel brevissimo termine: nell'arco della giornata, ad esempio, si alternano ore ad elevatissima domanda di energia elettrica (*ore di picco*) e ore a ridotta richiesta di potenza (*ore fuori picco*). Tale variabilità presenta una ciclicità giornaliera, settimanale e annuale, la cui forma e durata dipendono dalle caratteristiche sociali e climatiche dei vari Paesi. L'elevata variabilità dei consumi richiede una notevole flessibilità dell'offerta e un elevato grado di coordinamento del sistema elettrico. Inoltre, l'elevata variabilità della domanda si associa ad un'elevata variabilità del prezzo dell'energia attraverso le ore, dal momento che – come si vedrà tra breve – la curva di offerta aggregata del settore elettrico è caratterizzata da rendimenti decrescenti.

Nonostante il prezzo dell'energia elettrica vari tra le ore della giornata, la domanda è per lo più insensibile a tali variazioni. La **rigidità** della domanda è legata al fatto che l'energia elettrica è un bene indispensabile e difficilmente sostituibile, per cui le variazioni del prezzo non influenzano in misura rilevante i consumi del bene. Di conseguenza, la quantità domandata diminuisce poco a fronte di un aumento del prezzo: si dice che la domanda presenta una bassa elasticità al prezzo. Questo fenomeno, che è rappresentabile graficamente mediante una curva di domanda estremamente ripida in

¹² Campidoglio C., 2005, Modelli organizzativi per il settore elettrico in regime di concorrenza. Scuola Enrico Mattei, Roma.

corrispondenza della quantità richiesta, determina la possibilità di vendere energia anche a prezzi molto alti, qualora l'offerta sia scarsa.

1.2 L'offerta di energia elettrica

L'energia elettrica **non è stoccabile**, ovvero non può essere acquistata nei periodi di eccesso di offerta per poi essere rivenduta nei periodi di scarsità. Lo stoccaggio di energia elettrica in pile e accumulatori, infatti, è limitato praticamente a piccolissime quantità di energia elettrica. Da un punto di vista fisico, l'erogazione di energia deve avvenire nel momento in cui essa viene richiesta e per tale ragione si rendono necessarie tutte le operazioni di dispacciamento, che assicurano il continuo bilanciamento tra domanda ed offerta e presiedono all'integrità fisica del sistema. Da un punto di vista economico, i costi legati alle batterie sono ancora elevati, per non parlare della limitatezza della loro efficienza.

Se l'elettricità si presenta per il consumatore come un prodotto omogeneo, poiché non esistono attributi e qualità in grado di variarne il gradimento, dal lato dell'offerta i costi e le tecniche di produzione sono assolutamente eterogenei e dipendenti dal tipo di combustibile impiegato. In Italia le fonti utilizzate sono: idroelettrico, combustibili fossili (gas, olio, carbone) e rinnovabili (geotermico, eolico, biomasse, solare, e altre fonti assimilabili alle rinnovabili). L'utilizzo di un **mix di generazione diversificato** consente di modificare il fattore di utilizzo del parco, tipicamente con l'obiettivo di soddisfare tutta la domanda di energia al minor costo di generazione possibile. In particolare, poiché le diverse tecnologie sono caratterizzate da una relazione inversa tra costi fissi e costi variabili, la loro reciproca convenienza è determinata dalle ore totali di utilizzo. La soluzione più efficiente per soddisfare la porzione di domanda di energia elettrica che è relativamente costante nel tempo (cosiddetta domanda di base) è il ricorso agli *impianti di base*, che operano per un numero di ore molto elevato all'anno e i cui notevoli costi fissi, tipicamente dovuti alle dimensioni degli stessi, sono più che compensati dai minori costi variabili legati al basso costo di combustibile o alla maggiore efficienza produttiva. Convenzionalmente, si definiscono come impianti di base gli impianti termici ad elevato rendimento (cioè con un costo variabile non superiore ad un impianto a ciclo combinato di nuova realizzazione) e gli impianti idroelettrici ad acqua fluente. D'altro lato, gli incrementi di potenza necessari per coprire la domanda di picco, e quindi richiesti per archi temporali più brevi e con una forte discontinuità, sono ottenuti in maniera più

efficiente dall'uso dei cosiddetti *impianti di punta*, vale a dire gli impianti idroelettrici a bacino, serbatoio o pompaggio, i cui bassi costi fissi, legati alle piccole dimensioni, sono recuperabili anche in poche ore di utilizzo e compensano i maggiori costi variabili legati ai bassi rendimenti. Gli *impianti intermedi* (impianti termici a rendimento inferiore, cioè aventi costi variabili maggiori degli impianti a ciclo combinato di nuova realizzazione, e impianti turbogas) hanno caratteristiche intermedie tra le due precedenti categorie e sono tipicamente utilizzati per soddisfare le richieste di potenza intermedie tra base e picco. La convenienza delle diverse tecnologie al fine di minimizzare il costo di generazione è illustrata dalla figura seguente:

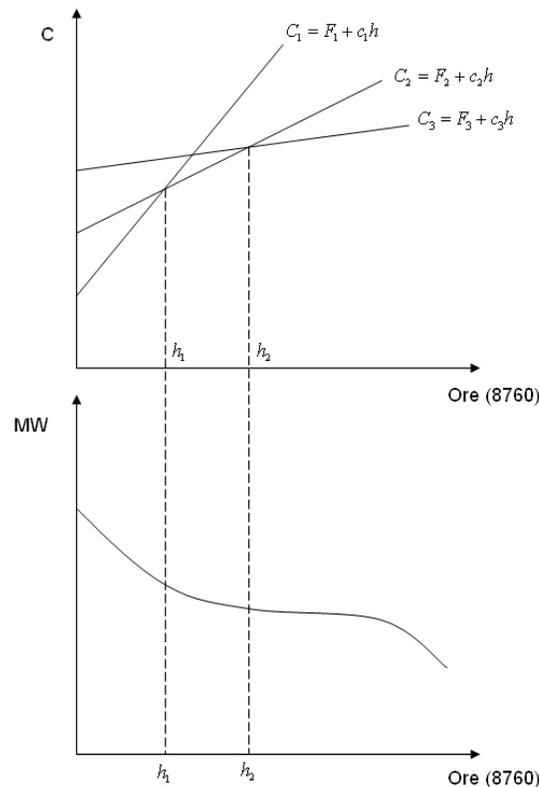


Figura 3: Parco ottimo in funzione delle ore totali di utilizzo degli impianti

Un parco elettrico così costruito garantisce un'offerta sufficientemente flessibile da soddisfare nel breve termine l'elevata variabilità della domanda: l'utilizzo degli impianti di base per la copertura della domanda di base è compatibile con le notevoli rigidità nel loro utilizzo, dovute alla lentezza nella variazione di potenza erogata ed agli elevati tempi e costi di accensione, mentre la flessibilità operativa degli impianti di punta è fondamentale per seguire la variabilità dei picchi di domanda. La convivenza nel settore

elettrico di diverse tecnologie con costi medi e con caratteristiche tecniche molto differenziate fa sì che la curva di offerta aggregata (Figura 4) esibisca **rendimenti decrescenti di scala**.

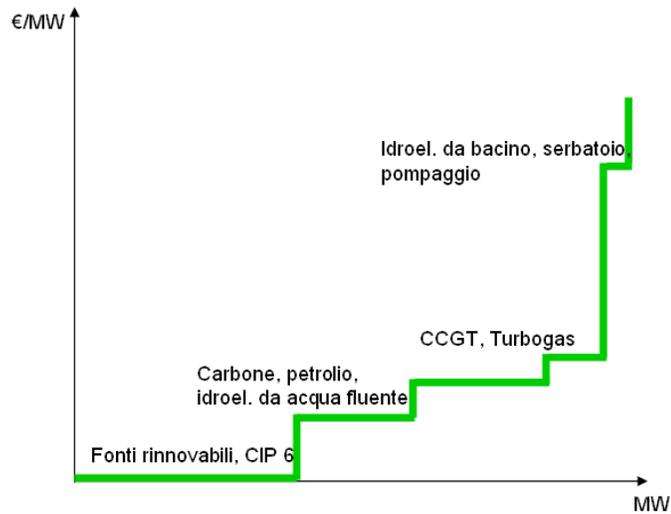


Figura 4: Curva di offerta aggregata

Questa peculiarità dell'offerta del settore elettrico suddivide implicitamente il mercato in tre segmenti più ristretti: un impianto di base può competere solo per la domanda di base, dovendo rimanere in funzione almeno per un certo numero di ore per recuperare i propri costi fissi e, analogamente, un impianto di punta può competere solo per la domanda di punta, essendo i suoi costi variabili troppo elevati per un utilizzo più intensivo. Questo fattore rende particolarmente rischioso l'investimento in capacità di generazione. Tale investimento, infatti, può risultare ex post inefficiente se il suo effetto sulla curva di offerta aggregata è tale da ridurre i prezzi di equilibrio e la quota di mercato di ciascuno fornitore, dissipando la rendita attesa da parte del nuovo produttore. La necessità di investimenti su larga scala che prevedono notevoli costi irrecuperabili potrebbe costituire un disincentivo per il potenziale entrante, perché le perdite possibili sarebbero molto elevate. Per questa ragione, si dice che la generazione di energia elettrica è caratterizzata da **barriere all'entrata**.

1.3 La trasmissione di energia elettrica

La rete di trasmissione svolge una funzione essenziale nel sistema elettrico perché mette fisicamente in contatto domanda e offerta disperse sul territorio. Allo stesso tempo, la rete è il luogo in cui si concentrano tutte le complessità fisiche ed economiche del sistema elettrico, che rendono problematico l'accesso al mercato dei produttori e quindi determinano la maggior parte dei fallimenti di mercato. La trasmissione dell'energia elettrica avviene secondo determinate leggi fisiche. Per effetto della prima legge di Kirchhoff, **la somma dell'energia immessa in un nodo in ogni istante è sempre uguale alla somma dell'energia prelevata nello stesso nodo**. Ciò avviene perché ogni eventuale deficit di potenza viene automaticamente compensato attraverso una riduzione della frequenza rispetto ai valori ottimali su tutta la rete. Questo fenomeno va contrastato immediatamente attraverso un'opportuna variazione della potenza immessa, in quanto una riduzione persistente della frequenza sotto un certo valore porta rapidamente all'arresto degli stessi impianti di generazione, che può causare il black out. Per la seconda legge di Kirchhoff, è impossibile stabilire a priori il percorso che l'energia compirà una volta immessa in rete, in quanto ciò dipende dalla configurazione complessiva del dispacciamento in tempo reale: in questo senso si dice che i percorsi fisici dell'energia non coincidono con i percorsi contrattuali (**non tracciabilità dei flussi**).

Ogni linea elettrica ha un limite massimo di energia che può trasportare. La quantità di energia trasportabile dipende strettamente dalla resistenza delle linee di trasmissione e dalla distanza dal punto di prelievo. Le **congestioni** che ne derivano, oltre a ridurre la potenza effettivamente disponibile in ogni momento per soddisfare la domanda complessiva, aumentano i costi del sistema in quanto è possibile che gli impianti più costosi e meno efficienti siano chiamati a produrre in virtù della loro localizzazione più favorevole. In presenza di vincoli di rete stringenti, quindi, il corso marginale di produzione dell'energia elettrica assume valori diversi nello stesso istante da nodo a nodo. Gli elevati costi fissi di investimento e i ridotti costi marginali di utilizzo connotano la rete come un classico monopolio naturale. Il fatto che il costo medio diminuisce all'aumentare dell'output (**rendimenti di scala crescenti**) rende più conveniente che una sola impresa realizzi l'output. È evidente, infatti, che è preferibile allacciare un nuovo impianto alla rete esistente piuttosto che costruire una rete nuova per raggiungere l'utenza finale. Questo crea una barriera all'entrata che impedisce ad un produttore puro di competere con produttori verticalmente integrati nella trasmissione. Di qui, la necessità di

scorporare la gestione della rete di trasmissione, affidarla a gestori di rete indipendenti e definire tariffe pubbliche regolamentate per consentire l'accesso alla rete a pari condizioni tanto al proprietario della rete quanto ai suoi concorrenti.

1.4 L'attività di dispacciamento

L'insieme dei vincoli descritti nei paragrafi precedenti rende impossibile una gestione del sistema elettrico totalmente decentralizzata, vale a dire affidata alla libera contrattazione tra le parti e confinata al tempo reale. L'esecuzione fisica dei contratti di compravendita di energia elettrica, intesa come l'immissione e il contestuale prelievo di energia elettrica conseguenti all'esecuzione di un contratto di fornitura, non può essere autonomamente assicurata dalle parti del contratto stesso (cd. "non perfetta eseguibilità dei contratti"). L'utilizzo di un'infrastruttura condivisa limitata e l'esigenza di bilanciamento in tempo reale di produzione e consumo interagiscono con l'impossibilità tecnico-economica di controllare i flussi di energia da e verso ogni singolo utente della rete e di immagazzinare energia elettrica, rendendo necessaria la presenza di un "coordinatore" del sistema, che:

- definisca o raccolga in anticipo rispetto al tempo reale programmi di produzione delle diverse unità di generazione connessa in rete al fine di soddisfare il bisogno atteso di energia al netto delle perdite di trasporto (*unit commitment and scheduling*);
- appronti una quantità di riserva di potenza sufficiente ad intervenire nel tempo reale per compensare variazioni in chiese nella domanda, nella disponibilità di impianti di produzione o per poter risolvere eventuali congestioni (*reserve procurement*);
- garantisca nel tempo reale il bilanciamento del sistema, intervenendo sulla produzione e effettiva delle unità di riserva per ristabilire l'equilibrio domanda-offerta ed i livelli di tensione e frequenza corretti entro i tempi massimi consentiti (*balancing*).

Solo un soggetto che possieda tutte le informazioni utili a preservare la sicurezza del sistema è in grado di porre in essere transazioni tempestive e compatibili con tutti i vincoli di sistema (vincoli di bilanciamento, vincoli tecnici delle unità di produzione e di consumo, vincoli di trasmissione, ecc.). In tutti i sistemi elettrici che hanno intrapreso processi di liberalizzazione è stato individuato un soggetto, solitamente una società indipendente dalle società di produzione, responsabile per il coordinamento; tale soggetto coordinatore è solitamente definito "Operatore di Rete e di Sistema" (nella doppia accezione di Independent System Operator - ISO - nel caso non sia proprietario della rete

di trasmissione, o di Transmission System Operator - TSO, nel caso in cui il coordinatore sia anche proprietario delle infrastrutture di rete).

2. Dal monopolio alla concorrenza

Le peculiarità del settore elettrico, in particolare le caratteristiche tecniche del trasporto dell'energia elettrica, espongono il settore al rischio di fallimenti di mercato, cioè di distorsioni o produzioni inefficienti dovute alla determinazione inadeguata del prezzo. La tradizionale risposta a tale problema è stata la nazionalizzazione del settore elettrico: produzione, trasporto, distribuzione e vendita dell'energia elettrica sono stati espropriati per la parte che era in proprietà di privati e affidati ad un unico soggetto, un ente pubblico appositamente costituito, creando un **monopolio integrato regolamentato e un dispacciamento centralizzato**. Le ragioni economiche alla base di questa soluzione sono, in primo luogo, i caratteri strutturali di monopolio naturale che caratterizzano la rete di trasmissione: gli elevati costi fissi di investimento e i ridotti costi marginali di utilizzo rendono più conveniente, sia dal punto di vista individuale che collettivo, allacciare un nuovo impianto alla rete esistente piuttosto che costruire una rete nuova per raggiungere l'utenza finale. Si è dunque cercato di minimizzare i costi attraverso l'integrazione verticale e lo sfruttamento di economie di coordinamento. Un'altra ragione dell'intervento pubblico in questo settore è la scarsa propensione privata a investimenti con ritorni incerti e di lungo periodo. Accanto alle ragioni prettamente economiche, vi sono poi una serie di ragioni politiche, come il fatto che un monopolio pubblico sia preferito ad un monopolio privato regolato, la necessità di garantire un servizio universale al di là di vincoli economici, una logica di benessere sociale superiore a quella di massimo profitto, l'importanza strategica del settore elettrico per lo sviluppo economico.

Con gli anni '80, molte delle ragioni a favore del monopolio integrato vennero meno: il mutato contesto politico-economico e importanti innovazioni tecnologiche aprirono la possibilità di una nuova organizzazione del sistema elettrico. Il rafforzamento dell'Unione Europea e il crescente successo delle teorie neolibériste – che vedevano nello stato un portatore di interessi particolari e nella regolamentazione un fattore di freno all'azione del mercato – portarono ad un progressivo ridimensionamento del ruolo dello Stato a favore del mercato. La gestione privata e gli stimoli forniti dalla competizione fra le imprese vennero indicati come strumenti per migliorare l'efficienza del servizio, affiancati dall'Autorità Antitrust per garantire la concorrenza sul mercato. Inoltre, due importanti

innovazioni tecnologiche contribuirono ad aprire la possibilità di una nuova organizzazione del sistema elettrico, basata sul pluralismo dell'offerta e sulla concorrenza tra i fornitori. La prima è lo sviluppo delle nuove tecnologie a ciclo combinato (CCGT) e di cogenerazione, che producono una forte riduzione delle economie di scala nella generazione e rendono il mercato della generazione contendibile anche da parte di piccoli operatori più efficienti e competitivi: le nuove tecnologie, infatti, sono caratterizzate da un'efficienza tecnica superiore e da taglie minime molto inferiori. La seconda e più importante innovazione riguarda lo sviluppo di strumenti per il dispacciamento più potenti. Essa ha consentito di ridurre le economie di integrazione fra generazione e trasmissione e quindi di separare la gestione delle due attività.

Per la creazione di un **mercato competitivo** nel settore elettrico, era necessario un nuovo assetto organizzativo del settore, che separasse la gestione delle attività potenzialmente concorrenziali (generazione e vendita) da quelle naturalmente monopolistiche (trasporto e dispacciamento). Tale assetto, realizzato in diversi Paesi nel corso degli anni '90, è basato su tre principi:

- incorporare la gestione della rete di trasmissione dalla generazione di energia (*unbundling*) ed affidarla a gestori della rete indipendenti (ISO);
- definire tariffe pubbliche regolamentate per consentire l'accesso alla rete a pari condizioni (*open access*);
- creare un mercato spot dell'energia elettrica accanto ai contratti bilaterali di lungo termine.

2.1 Il prototipo del mercato spot

Nella maggior parte dei settori industriali, il mercato è organizzato sulla base di contratti bilaterali fisici nei quali i contraenti stabiliscono la quantità da scambiare, il prezzo unitario, luogo e data di consegna. Tuttavia, nei settori che trattano *commodities*, cioè beni indifferenziati, il mercato tende ad organizzarsi spontaneamente attorno a borse merci, cioè sedi di contrattazione nelle quali un operatore si incarica di raccogliere offerte di acquisto e di vendita e di abbinarle. La natura di bene indifferenziato è essenziale a tal fine, in quanto consente la definizione di un prezzo unico di mercato per le diverse unità dello stesso bene e la loro perfetta sostituibilità fisica. I vantaggi garantiti dalla presenza di un mercato spot efficiente, rispetto ad un sistema esclusivamente basato su contratti

bilaterali, sono: la certezza di controparte, la minimizzazione dei costi di transazione, l'efficienza produttiva e allocativa, la trasparenza.

Per garantire l'efficienza, è fondamentale individuare un meccanismo d'asta che incentivi i produttori ad offrire prezzi di vendita allineati ai propri costi marginali ed i consumatori a dichiarare i propri prezzi di riserva. Tale meccanismo viene generalmente identificato nel modello di **asta non discriminatoria a prezzi nodali**. Tale modello prevede che il banditore d'asta raccolga da ogni singola unità di produzione e per ciascuna delle 24 ore del giorno successivo le *offerte di vendita* (formate da una coppia prezzo-quantità), ciascuna delle quali segnala il prezzo minimo al quale l'operatore è disposto a vendere la quantità incrementale specificata nella coppia. Analogamente, il banditore d'asta raccoglie le *offerte di acquisto* dalle unità di consumo, che indicano il prezzo massimo che queste sono disposte a pagare per la quantità specificata nell'offerta. L'operatore della borsa risolve poi un problema di ottimizzazione vincolata: massimizza il valore delle transazioni (benessere sociale), garantendo l'uguaglianza tra domanda e offerta. Graficamente, la curva di offerta viene determinata ordinando le offerte dei produttori secondo il cosiddetto ordine di merito, che minimizza il costo totale per ciascun livello di produzione. La curva, dunque, osserverà un andamento crescente, sulla base del grado di efficienza degli impianti chiamati al dispacciamento, secondo un ordine per cui le offerte ricevute dai produttori si susseguono secondo una direzione crescente di prezzo. La curva di domanda, al contrario, viene determinata ordinando le richieste degli acquirenti secondo un ordine decrescente di disponibilità a pagare. L'intersezione delle due curve determina simultaneamente la quantità complessiva acquistata e venduta (*Market Clearing Quantity*, MCQ), il prezzo di equilibrio (*Market Clearing Price*, MCP) ed i programmi orari di immissione e prelievo.

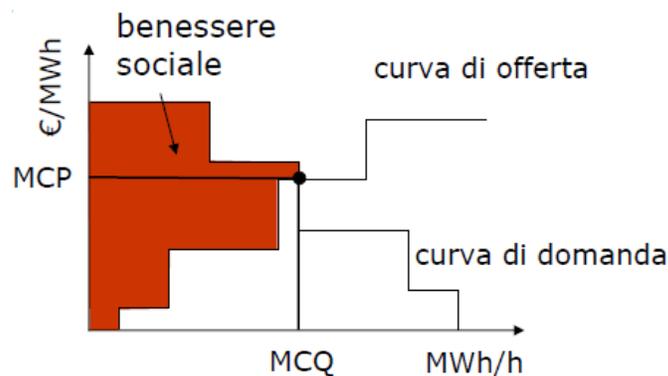


Figura 5: Incontro tra domanda e offerta e determinazione dell'equilibrio

In assenza di congestioni, il prezzo di equilibrio è unico sull'intera rete (*unconstrained market clearing price*) e coincide con il costo marginale della più costosa tra le unità di produzione utilizzate per soddisfare la domanda. Aumenta all'aumentare della domanda, per la necessità di attivare impianti via via più costosi. Nelle ore di picco, ad esempio, gli impianti marginali (che fissano il prezzo) sono quelli con costi fissi e tempi di accensione ridotti ma con costi variabili molto elevati. La variabilità temporale del prezzo dell'energia, quindi, è tanto maggiore quanto più variabile è la domanda e più ripida la curva di costo.

In presenza di **vincoli di rete stringenti**, tuttavia, il prezzo di equilibrio si differenzia anche geograficamente tra i diversi nodi e l'ordine di merito si modifica in modo da ridurre la produzione nei nodi saturati in esportazione ed aumentarla in quelli saturati in import. Quando i limiti massimi di transito impediscono almeno su una linea i flussi di scambio derivanti dal dispacciamento *unconstrained*, l'ISO è infatti costretto ad equilibrare separatamente domanda e offerta nei nodi limitati. Il risultato è la **frammentazione del mercato nazionale** in una somma di mercati locali, i cui **differenziali di prezzo** evidenziano i differenziali di costo di generazione tra le aree stesse: in particolare, il prezzo di equilibrio sarà più alto nei nodi che importano energia e più basso in quelli che la esportano. Occorre sottolineare che le congestioni fisiche sulle reti comportano differenziazioni di prezzo tra le aree solo in presenza di differenziali di costo tra le diverse aree: se tutte le aree di un sistema interconnesso presentassero una curva di offerta uguale, non si verificherebbero congestioni in senso economico. Così, la differenza di prezzo tra due nodi costituisce il costo opportunità del trasporto di energia tra quei due nodi. Dal momento che il costo marginale di ciascuna area varia nel tempo, anche la frequenza e le entità delle congestioni variano nel tempo, determinando differenziali di costo tanto maggiori e tanto più frequenti quanto più diverse sono le pendenze delle curve di offerta in ciascuna area.

2.2 I contratti bilaterali vs il mercato organizzato

L'incontro tra domanda e offerta può avvenire nella sede istituzionale della Borsa (mercato organizzato) o in forma autonoma e privata tra gruppi di operatori (mercato cosiddetto "non organizzato" – OTC). I contratti bilaterali hanno ad oggetto la fornitura di servizi elettrici tra due operatori del mercato e regolano la durata, il prezzo di fornitura ed

i profili di immissione e prelievo. Nella borsa elettrica facoltativa, invece, avvengono scambi quotidiani di energia elettrica, di ora in ora, fra produttori, da un lato, e grossisti o clienti idonei, dall'altro. I contratti bilaterali partecipano al mercato attraverso la comunicazione di programmi bilanciati e vincolanti di produzione e di consumo. Tale comunicazione consente al gestore della rete di valutare giornalmente le esigenze di riserva con riferimento alla domanda complessiva di energia. L'operatore di mercato deve poi ammettere alla produzione i gruppi indicati dai produttori per la potenza necessaria a soddisfare i loro contratti (c.d. *dispacciamento passante*).

La presenza di un mercato spot non si contrappone, quindi, all'utilizzo dei contratti bilaterali di lungo termine ma ne è un naturale complemento; i due strumenti operano infatti su orizzonti temporali distinti: nel lungo termine i contratti bilaterali fisici assumono di fatto la valenza di contratti finanziari, finalizzati alla copertura del rischio di prezzo e quindi al recupero dei costi fissi, mentre le rispettive scelte di produzione e consumo nel breve termine vengono prese sul mercato spot in base al loro costo/beneficio marginale, come previsto dalla teoria economica. Dal lato della domanda, l'acquisto di energia elettrica a termine costituisce, infatti, una forma di copertura rispetto al rischio derivante dalla volatilità del prezzo dell'energia nel tempo reale, in quanto consente al cliente di evitare di acquistare quell'energia nell'ambito del servizio di dispacciamento. Analogamente, dal lato dell'offerta, la cessione di energia elettrica a termine e, contestualmente, l'acquisto a termine anche dei combustibili che alimentano le proprie unità di generazione, consente al produttore di assicurare un valore certo, in termini di ricavi netti attesi, alla propria capacità produttiva.

I risultati in termini di quantità, prezzo ed efficienza dei due sistemi di incontro tra domanda e offerta sono coincidenti nell'ipotesi di concorrenza perfetta. Se il mercato fosse perfettamente concorrenziale, cioè, tutti i prezzi tenderebbero al *Marginal Clearing Price* e la somma delle quantità alla *Marginal Clearing Quantity*, come definiti sopra.

2.3 Vantaggi attesi e criticità della liberalizzazione nel settore elettrico

Il modello di mercato basato su asta non discriminatoria a prezzi nodali esibisce diverse proprietà desiderabili in termini di benessere sociale ed efficienza.

In primo luogo, la regola di prezzo unico incentiva ogni produttore ad offrire sul mercato tutta la potenza disponibile di ciascun impianto ad un prezzo pari al suo costo marginale

di produzione (**efficienza produttiva**). Infatti, detti i il produttore generico ed m il produttore che risulterà ex post marginale, la strategia dominante per il produttore i è offrire un prezzo (p) pari al proprio costo marginale (MC_i): in questo modo, se ex post risulterà $MC_i > MC_m$, eviterà di essere selezionato per produrre sottocosto; se risulterà $MC_i = MC_m$, si garantirà di essere selezionato coprendo esattamente i costi marginali; se infine $MC_i < MC_m$, si garantirà di essere selezionato ricavando per ogni unità venduta in margine pari a $MC_m - MC_i$.

In secondo luogo, è garantita anche l'**efficienza allocativa**: il mark up temporale, legato alla scarsità dell'offerta nelle ore di picco, fa sì che coloro che consumano in queste ore pagano una quota maggiore dei maggiori costi di fornitura che essi determinano mentre il mark up nodale, legato alle maggiori perdite e congestioni indotte da comportamenti locali, fa sì che coloro che consumano nei nodi dov'è più costoso fornire energia pagano una quota maggiore dei costi di trasporto di breve termine.

Il modello di asta non discriminatoria a prezzi nodali garantisce agli impianti selezionati la **copertura dei costi totali**. La copertura dei costi marginali è garantita dal fatto che il prezzo di equilibrio è pari almeno al costo marginale più alto tra quelli degli impianti selezionati. Per quanto riguarda il recupero dei costi fissi, questo va valutato nel lungo termine. Se le offerte venissero remunerate al costo marginale dell'ultima unità chiamata a produrre, nessun impianto riuscirebbe a recuperare la quota dei propri costi fissi pari al costo fisso degli impianti di punta: questo è l'argomento tradizionalmente addotto in favore del riconoscimento ai produttori di un *capacity payment*, un meccanismo di remunerazione della capacità di produzione di energia elettrica che vuole assicurare il raggiungimento ed il mantenimento di condizioni economiche che garantiscano un adeguato livello di produzione¹³. In realtà, il maggior prezzo ricevuto nelle ore di punta, nelle quali la domanda viene razionata e il prezzo aumenta, consente di coprire la quota residua di costo fisso. Il prezzo riconosciuto a tutti gli impianti chiamati a produrre, infatti, è fissato dall'impianto meno efficiente, cioè quello col costo marginale più elevato, e di conseguenza tutti gli impianti che hanno presentato offerte più basse (e quindi impianti più efficienti di quello marginale) otterranno una rendita inframarginale. Gli impianti con costi marginali più bassi sono quelli di base, ossia quelli con taglie più elevate, alti costi fissi e con costi di produzione più bassi. La rendita inframarginale andrebbe a coprire quindi i costi fissi necessari all'avviamento del funzionamento

¹³ In Italia questo meccanismo è stato introdotto con il D.L. 379/03.

dell'impianto. Gli impianti con bassi costi fissi, perché di taglia minore e con costi e tempi di accensione/spegnimento ridotti, ma con costi variabili più elevati troveranno i loro costi variabili coperti ed una piccola rendita aggiuntiva che permetterà loro di coprire i propri costi fissi.

Un'ulteriore proprietà di questo modello di mercato è l'**efficienza dinamica**. La possibilità per gli impianti inframarginali di conseguire una rendita positiva incentiva l'entrata di nuovi operatori dotati di impianti tecnologicamente più efficienti che consentano loro di posizionarsi nella prima parte della curva d'offerta e di essere quindi regolarmente chiamati a produrre. A livello di sistema, l'ingresso di impianti più efficienti dovrebbe quindi determinare l'espulsione progressiva e graduale di quelli meno efficienti (che vengono chiamati a produrre con sempre minor frequenza) e diminuire, nel medio-lungo periodo, il prezzo medio dell'energia. In un mercato competitivo, questo processo di entrata/uscita continua fino quando il prezzo di equilibrio è tale per cui i produttori presenti sul mercato coprono i loro costi fissi e nessun altro produttore ha incentivo ad entrare. La regola di prezzo unico, inoltre, fornisce un chiaro riferimento di prezzo per il calcolo dei ricavi futuri attesi, per cui un nuovo entrante può valutare la convenienza di un investimento in generazione. La variabilità temporale del prezzo fornisce ai consumatori un incentivo alla riallocazione dei consumi nelle ore di bassa domanda, che riduce i costi del sistema. Analogamente, la variabilità geografica del prezzo fornisce un segnale ed un incentivo alla localizzazione degli impianti di generazione e del consumo che riduca le congestioni e i costi di trasporto.

Riassumendo, *in teoria* il mercato elettrico liberalizzato promuove l'efficienza economica attraverso la competizione tra le imprese generatrici, che dovrebbe risultare in un sistema di prezzi efficiente. Inoltre, favorisce l'apertura del mercato facilitando l'accesso di nuovi produttori, il rinnovo del parco generazionale ed un conseguente abbassamento dei costi medi di sistema. Pertanto, il mercato è in grado di trasferire ai consumatori parte dei vantaggi acquisiti dalle imprese grazie alle efficienze realizzate durante la competizione. Inoltre, aumenta la trasparenza nelle transazioni e garantisce la sicurezza e l'affidabilità del sistema elettrico. Tuttavia, molti autori¹⁴ sottolineano che i vantaggi ed i risultati attesi dal design regolatorio descritto potrebbero essere contrastati o addirittura vanificati dal meccanismo tecnico e tecnologico attraverso il quale si realizza il mercato. In un sistema

¹⁴ Si vedano, ad esempio: Campidoglio, 2005 [vedi nota 12] e Marroncelli F., Verde S., 2005, Il potere di mercato nel settore elettrico tra abusi e normativa antitrust. ENERGIA 2/2005.

in cui l'impianto marginale decide il prezzo, c'è la possibilità di **comportamenti strategici** da parte dei produttori. Tale possibilità è stata ampiamente studiata e dibattuta negli ultimi anni, specie in seguito alla crisi californiana¹⁵, quando si iniziò ad avanzare l'ipotesi per cui l'incremento spropositato dei prezzi nei picchi di domanda non fosse solo un riflesso della scarsità del bene, quanto il frutto delle azioni strategiche dei produttori che esercitavano il potere di mercato nei momenti di picco, tramite una riduzione della capacità produttiva disponibile. La possibilità di realizzare rendite inframarginali, infatti, se da una parte può fornire l'incentivo al rinnovo del parco generazionale da parte degli operatori, dall'altra può anche far sorgere in capo ai produttori con più di un impianto disacciato uno schema di incentivi opposti, ovvero volti al mantenimento in funzione di quegli impianti meno efficienti che però possono fissare il prezzo marginale e di conseguenza fare ricavare maggiori rendite inframarginali. Inoltre la vanificazione del processo virtuoso che il sistema di mercato introdotto nel settore elettrico dovrebbe innescare può essere ostacolato da caratteri di tipo non solo strategico, ma anche strutturale, tra cui la crescita di domanda di energia più che proporzionale alla crescita di capacità produttiva, che ha portato e porta il nostro Paese ad essere fortemente dipendente dalle importazioni di energia. Inoltre, l'efficienza di un mercato di borsa dell'energia elettrica è condizionata dalla presenza di barriere all'entrata (vincoli istituzionali e strutturali alla creazione di nuova capacità di generazione) che possono ritardare l'ingresso di nuovi operatori, o non agevolare la creazione di nuova capacità di generazione e pregiudicare così il buon funzionamento del sistema nel suo complesso.

3. Modelli organizzativi per il settore elettrico in regime di concorrenza

Il modello di mercato spot sopra descritto ha costituito e costituisce tutt'oggi il prototipo di riferimento per tutti i mercati elettrici liberalizzati. Ciononostante, nelle diverse esperienze internazionali i mercati spot dell'energia elettrica hanno assunto funzioni e regole operative assai differenti, in funzione delle differenti responsabilità attribuite all'ISO. Tali differenze si riflettono sulla numerosità delle sessioni di mercato, sui vincoli di partecipazione, sul formato delle offerte e sulle regole di prezzo adottate.

¹⁵ Durante l'estate del 2000, i prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica in California esplosero a livelli di circa il 500% più alti rispetto a quelli registrati negli stessi mesi del 1998 o del 1999. I prezzi rimasero significativamente elevati in ottobre e in novembre, quindi raggiunsero livelli senza precedenti in dicembre 2000, su cui rimasero durante l'inverno e i mesi primaverili del 2001.

Generalmente, la regolazione della generazione elettrica può stabilire che gli scambi di energia avvengano o nella borsa dell'elettricità all'ingrosso o attraverso contratti bilaterali stipulati tra produttori e grossisti (o consumatori) da un lato e/o un acquirente centralizzato dall'altro. Esistono poi modelli intermedi di regolazione che, accanto a contratti bilaterali e borsa, prevedono l'operatività di soggetti che fungono da acquirente unico.

In particolare, distinguiamo:

- modello di *power pool* (modello centralizzato, con un unico mercato integrato)
- modello di *power exchange* (modello decentrato in cui l'ISO si limita a gestire il servizio di dispacciamento)

Tutti i mercati elettrici europei, ad eccezione di quello inglese, in cui è stato adottato un sistema di contrattazioni bilaterali, sono caratterizzati da alcuni concetti basilari comuni: operatività di un mercato organizzato (*Power Exchange*) sede per la concentrazione degli scambi; ruolo attivo della domanda; determinazione di un prezzo di equilibrio per la valorizzazione dell'energia elettrica; ruolo di controparte centrale assunto dal gestore del mercato ai fini del "clearing" delle transazioni.

3.1 *Power pool*

Questo modello è caratterizzato da una totale integrazione delle attività di *unit commitment*, gestione delle congestioni e *reserve procurement*, che vengono svolte direttamente dall'ISO attraverso un unico mercato dell'energia, integrato col dispacciamento. Il prototipo di questo modello è costituito dall'originario Pool inglese, costituito nel 1990 e abolito nel 2000.

Nella sua forma originaria, la partecipazione al mercato è obbligatoria per tutti i produttori ed è limitata ad essa, nel senso che la domanda di energia è espressa giornalmente dall'ISO, che assume quindi il ruolo di acquirente unico. Conseguentemente, la contrattazione al di fuori del Pool e il "*demand side bidding*" sono vietati. Nei successivi pool americani, tuttavia, la partecipazione è solitamente facoltativa ed aperta anche ai grossisti.

Le offerte, che devono essere presentate per ciascuna unità di produzione, devono essere "offerte complesse", in quanto debbono riflettere la funzione di costo dei generatori (altrettanto complessa). Esse specificano non solo prezzo e quantità ma anche un costo

fisso di start-up, una potenza minima ed una massima erogabile, un gradiente di rampa massimo e tempi di accensione/spegnimento.

Nell'originario pool inglese, l'ISO prescinde dall'effetto dei vincoli di trasporto, definendo programmi "unconstrained". I vincoli alla capacità di trasmissione possono però causare differenze tra l'elettricità prodotta da ciascuna unità e quella programmata: l'ISO rimuove le eventuali congestioni riconoscendo alle unità che registrino riduzioni dell'output (definite *constrained-off*) il costo opportunità incorso, cioè la differenza tra il prezzo di mercato e il loro bid price, mentre le unità il cui output venga dispacciato senza essere incluso nel programma *unconstrained* (unità *constrained-on*) ricevono semplicemente il prezzo di offerta dichiarato. L'extracosto complessivo viene recuperato dall'ISO presso tutti i consumatori attraverso un ricarico sul costo dell'energia (c.d. *uplift*). La rigidità di questo sistema (che è strettamente connesso alla domanda passiva e all'impossibilità di concludere contratti al di fuori del pool), l'inefficienza del prezzo dell'energia prodotto sul mercato, che non fornisce alcuna indicazione sul valore spot delle esternalità e il fatto di scaricare tutto l'onere delle congestioni sui consumatori hanno portato all'adozione, in tutti i successivi pool americani, della soluzione basata su prezzi nodali.

La riserva operativa è garantita dall'acquisto congiunto del fabbisogno atteso di energia e riserva, in ordine rispettivamente di costo marginale e di costo opportunità crescente.

La totale integrazione tra transazioni commerciali e fenomeni fisici (ottimizzazione congiunta su tutte le variabili e nel rispetto di tutti i vincoli fisici) garantisce la minimizzazione dei costi complessivi e la ripartizione più efficiente della potenza disponibile tra i vari utilizzi. L'uso di offerte complesse garantisce che i produttori recuperino sempre tutti i propri costi. L'integrazione dei vincoli di riserva nella soluzione di mercato non richiede ai produttori di decidere quanta potenza allocare alla produzione dell'energia e quanta a riserva e garantisce loro l'indifferenza economica ex post tra il ricavo derivante dal fornire energia e quello derivante dal fornire riserva. Le principali critiche al modello di *power pool* si ricollegano proprio a questi ultimi aspetti: molti sottolineano che tutte le scelte di breve periodo sono demandate all'ISO e che per questo il pool replica piuttosto fedelmente le modalità operative del dispacciamento in regime di monopolio. Inoltre, i meccanismi di definizione delle offerte e dei prezzi sono estremamente complessi e le offerte dei generatori non sono formulate in piena aderenza alla struttura dei costi; conseguentemente, riduzioni dei costi di generazione non sempre

si traducono in riduzioni dei prezzi dell'elettricità. Le regole che governano il mercato, poi, sono estremamente complesse e suscettibili di manipolazione. Al crescere del pluralismo e dell'apertura del mercato, quindi, cresce la pressione dei produttori verso l'adozione di modelli di mercato più decentrati, in cui le imprese decidono autonomamente l'utilizzo dei propri impianti produttivi e contrattano liberamente con la controparte il proprio prezzo di vendita.

Il Pool inglese è stato sostituito dal NETA (New Electricity Trading Arrangements), che prevede lo scambio di elettricità su tre mercati: un mercato di contratti bilaterali di lungo termine, in cui i generatori e i grossisti contrattano bilateralmente; un mercato bilaterale a breve termine (*short-term market*) che opera con 3 ore e mezzo di anticipo rispetto al tempo reale; un mercato di bilanciamento (*balancing market*) che rende possibile all'operatore di sistema l'accettazione di offerte da generatori e acquirenti/venditori per riconciliare le inevitabili discrepanze tra i livelli attesi dell'*output* o della domanda e i reali livelli delle suddette.

3.2 Power exchange

Secondo questo modello, gli operatori sono liberi di organizzarsi attraverso contratti bilaterali o attraverso la borsa mentre la gestione delle congestioni, l'approvvigionamento delle riserve e bilanciamento in tempo reale restano di competenza dell'ISO, che a tal fine organizza e gestisce appositi mercati. Il tratto distintivo di questo modello è dunque la sequenzialità dei mercati e la separazione fra mercati fisici e mercati dei servizi. Il primo e più riuscito esempio di *power exchange* è rappresentato dal Nord Pool, un mercato comune di energia, costituito nel 1996, che riunisce Norvegia, Svezia, Finlandia e Danimarca.

La negoziazione di energia è in parte effettuata attraverso contratti bilaterali e in parte attraverso un mercato organizzato. La partecipazione al mercato è dunque volontaria e bilaterale, nel senso che sia i produttori che i consumatori fanno le loro offerte. Nel mercato spot viene definito giornalmente il prezzo dell'energia elettrica per gli scambi fisici di energia che avverranno il giorno successivo. Il prezzo di equilibrio è determinato sulla base dell'incontro tra le curve di domanda e di offerta di energia di tutti i partecipanti. Si utilizzano offerte semplici, cioè costituite solo da coppie quantità-prezzo, che garantiscono una maggior trasparenza degli esiti di mercato. Sono poi previste, a valle del mercato del giorno prima, una o più sessioni di aggiustamento, per consentire

agli operatori di modificare i programmi definiti sul mercato del giorno prima attraverso offerte di riacquisto e di rivendita.

Per quanto riguarda le modalità di risoluzione delle congestioni e di acquisto delle riserve da parte dell'ISO, il sistema *exchange*, a differenza di quello *pool*, adotta un sistema di prezzi zonali, in cui vengono considerati i limiti di trasporto più rilevanti e più ricorrenti sull'intera rete, ripartendo il mercato in zone interconnesse da linee di trasmissione soggette a congestioni frequenti e rilevanti. Questo sistema ha il vantaggio di presentarsi più semplice rispetto al modello di rete dell'ISO, che include tutti i nodi della rete e le linee fisiche di trasporto. L'approvvigionamento delle riserve è garantito tramite la costituzione di un apposito mercato della riserva.

Il modello di *power exchange* permette di conseguire un maggior decentramento decisionale e una maggiore trasparenza degli esiti di mercato. Tuttavia, in un sistema ad offerte semplici i produttori non hanno la certezza di recuperare gli eventuali costi di accensione e la partecipazione al mercato delle riserve comporta per l'operatore un costo opportunità in quanto gli richiede di rinunciare a vendere la propria energia a programma al prezzo di equilibrio del mercato dell'energia sperando di riuscire a vendere la potenza corrispondente sul mercato delle riserve: l'elaborazione di strategie di offerta per gli operatori è dunque più complessa. Inoltre, la presenza di mercati in sequenza si presta a comportamenti di offerta speculativi da parte degli operatori dominanti. In merito alla trasparenza, poi, come si vedrà nel §4.3, questa rappresenta un fattore facilitante la collusione tacita.

4. Potere di mercato nel settore elettrico

Le peculiari caratteristiche del sistema elettrico – in particolare la forte segmentazione del mercato a causa degli elevati costi di immagazzinamento dell'energia elettrica (ostacoli all'arbitraggio intertemporale) e delle congestioni sulla rete (ostacoli all'arbitraggio geografico) e la lenta trasformazione del contesto competitivo a causa dei tempi lunghi per l'ingresso di nuova capacità produttiva (tempi lunghi di realizzazione di nuovi impianti di generazione o di linee di interconnessione con l'estero) – influenzano la struttura del mercato, aumentandone la vulnerabilità all'esercizio del potere di mercato. Oltre a trasferimenti di ricchezza dai consumatori ai produttori, che vanificano i benefici

attesi dalla liberalizzazione del settore elettrico, l'esercizio di potere di mercato produce prezzi distorsivi, che determinano dispacciamento e investimenti non efficienti. Appare dunque di estrema importanza comprendere quali siano le determinanti del potere di mercato e le modalità di esercizio dello stesso da parte di una o più imprese.

Come sappiamo, il potere di mercato è la capacità, da parte di una singola impresa o di un gruppo di imprese, di alterare profittevolmente il prezzo di equilibrio del mercato rispetto a quello che prevarrebbe in condizioni di concorrenza perfetta, che è pari al costo marginale. In altre parole, **non sono definibili come concorrenziali tutte le decisioni diverse da quelle di un'impresa cosiddetta *price-taker***. Nel caso di un produttore che partecipi con offerte alla borsa elettrica, esso è *price-taker* se, 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. Ogni produttore che abbandoni consapevolmente il comportamento *price-taking* per aumentare i propri profitti, esercita potere di mercato (Fumagalli e Garrone, 2005¹⁶).

Un'impresa che riesce a fissare il prezzo di mercato a valori più elevati rispetto a quello concorrenziale, rischia di ridurre la quantità venduta ma aumenta il prezzo che riceve per tutte le unità che vende. Questo comportamento è vantaggioso per l'impresa se il surplus ottenuto vendendo una minore quantità di output ad un prezzo più elevato più che compensa la perdita derivante dalla riduzione delle unità vendute. Due fattori sono fondamentali a questo proposito: **l'elasticità della domanda al prezzo** e **l'elasticità dell'offerta degli altri produttori al prezzo**. Se la domanda è molto sensibile al prezzo, a fronte di un aumento del prezzo la quantità domandata si riduce di molto. Al contrario, se la domanda presenta una bassa elasticità, anche a fronte di un notevole aumento del prezzo la domanda si riduce di poco. Quest'ultimo è il caso del mercato elettrico, in cui, dato lo stato attuale della tecnologia, la maggior parte dei consumatori non riesce a sostituire l'elettricità di cui necessita con un altro bene. In caso di domanda inelastica, l'esercizio del potere di mercato sarà sicuramente più profittevole. Allo stesso modo, se l'offerta delle altre imprese è molto sensibile al prezzo, anche un piccolo aumento del prezzo di mercato comporterebbe l'aumento dell'offerta da parte degli altri produttori. Se

¹⁶ Fumagalli E., Garrone P., 2005, Potere di mercato nella borsa elettrica, Politecnico di Milano.

invece l'offerta dei concorrenti è rigida, questi non espanderanno la produzione a meno che il prezzo non aumenti di molto o non saranno affatto in grado di produrre di più (vincoli alla capacità produttiva stringenti), rendendo profittevole per l'impresa in questione esercitare il potere di mercato.

Per queste ragioni, l'abilità ad esercitare potere di mercato è collegata alla **quota di mercato** del produttore: un'impresa con una quota di mercato molto piccola fronteggia con più probabilità una domanda relativamente elastica al prezzo ed un'offerta concorrente relativamente elastica al prezzo mentre un'impresa con una grande quota di mercato può con maggior probabilità influenzare il prezzo di equilibrio senza riduzioni significative della domanda o aumenti dell'offerta da parte delle altre imprese. Tuttavia, come si vedrà in seguito, il possesso di una consistente quota di mercato è solo un aspetto del problema, assai complesso, della definizione del potere di mercato in ambito elettrico. In alcuni casi, anche per un'impresa con una quota di mercato relativamente piccola può essere profittevole agire in modo da far aumentare il prezzo di mercato. Ad esempio, la **domanda** può raggiungere livelli tali che le imprese concorrenti producono al loro limite di capacità, per cui l'impresa in questione può diventare indispensabile per soddisfare la domanda (in questo caso si dice che l'operatore è *pivotal*; questa situazione verrà descritta in dettaglio nel cap. 4). L'esercizio del potere di mercato è dunque favorito da un fabbisogno che durante i periodi di picco sfiora il limite di capacità produttiva dell'intera offerta. Un'altra determinante del potere di mercato è rappresentata dai **vincoli alla capacità di trasporto** dell'energia tra le varie zone della rete di trasmissione, che creano mercati geografici isolati (*potere di mercato locale*). La congestione delle linee di trasmissione, e la conseguente segmentazione del mercato, si può verificare "fisiologicamente" o può essere il risultato di azioni strategiche.

4.1 Modalità di esercizio del potere di mercato

Nell'attuale fase di sviluppo dei mercati elettrici europei ed extra-europei, sono numerosi i casi nei quali non trova spazio l'assunzione di comportamento *price-taking* per le imprese che presentano le offerte. Al contrario, si sono osservati – e in alcuni casi si osservano tuttora – comportamenti di offerta non perfettamente concorrenziali, ovvero di esercizio del potere di mercato¹⁷. Ricordiamo che un produttore esercita potere di mercato

¹⁷ Tra la copiosa letteratura in materia, si vedano Joskow e Kahn (2002), per quanto riguarda il mercato elettrico californiano, e Wolak and Patrick (2001) per quanto riguarda quello di Inghilterra e Wales, che

quando adotta comportamenti di offerta tali da indurre il mercato a determinare un prezzo superiore a quello che si otterrebbe con offerte genuinamente concorrenziali. L'esercizio del potere di mercato è **unilaterale**, se tali comportamenti sono attuati in autonomia da un operatore dominante, o **collettivo**, se più imprese interagiscono in un gioco di natura oligopolistica senza coordinarsi (collusione tacita) o se agiscono in base ad accordi anticoncorrenziali espliciti.

In un mercato organizzato come quello elettrico, l'esercizio del potere di mercato può assumere diverse forme (Newbery et al. 2004; Borenstein, 1999)¹⁸.

Bid-up

Un'impresa può offrire i propri impianti ad un prezzo superiore al costo marginale. Il bid-up è razionale nella misura in cui non porti l'impresa (o un suo singolo impianto) ad essere esclusa dal mercato. In un mercato a prezzo unico, un produttore ha incentivo ad aumentare il prezzo di offerta se risulta marginale uno dei propri impianti; in tal caso gli altri impianti del medesimo operatore, cosiddetti inframarginali, riceveranno un margine prezzo-costi superiore. Tale comportamento appare attuabile con relativa semplicità da un operatore dominante, che possieda un numero di impianti elevato, con impianti inframarginali a costi ridotti. Le imprese concorrenti con capacità produttiva inferiore hanno meno probabilità di potere attuare tali comportamenti e in generale si comportano da *price-taker*.

Limitazione strategica della quantità offerta

Un'impresa può deliberatamente ridurre la quantità di output offerta sul mercato, attraverso esclusione dall'offerta, dichiarazione di un ridotto limite operativo o dichiarazione di fuori uso di uno o più impianti. Col sistema ad asta uniforme, il prezzo marginale di sistema si determina sulla base del prezzo fissato dall'ultimo impianto spacciato dal gestore. Tuttavia, dichiarando temporaneamente chiuso o indisponibile un

dimostrano il comportamento strategico di alcuni produttori. Joskow P., Kahn E., 2002, A Quantitative Analysis of Pricing Behavior In California's Wholesale Electricity Market During Summer 2000: The Final Word. *The Energy Journal*, Vol 23, No. 4. Wolak F., Patrick R., 2001, The Impact of Market Rules and Market Structure on the Price Determination Process in the England and Wales Electricity Market. NBER Working Paper No. W8248.

¹⁸ 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 e Borenstein S., 1999, Understanding competitive pricing and market power in wholesale electricity markets. University of California Energy Institute POWER Working paper PWP-067.

impianto, ad esempio per manutenzione, un produttore può realizzare su tutti gli altri impianti rendite inframarginali maggiori di quelle ricavabili in assenza di indisponibilità, grazie alla creazione di “scarsità” artificiale. La riduzione dell’offerta derivante da questa manovra ha infatti l’effetto di spostare la curva di offerta del sistema verso l’asse dei prezzi, facendo sì che marginale diventi un impianto caratterizzato da costi più elevati. L’operatore che dichiara indisponibile l’impianto rinuncerà quindi ad ottenere un ricavo da quest’ultimo ma otterrà, in compenso, un prezzo più alto per la quantità di energia elettrica prodotta dagli impianti inframarginali che, secondo l’ordine di merito, sono posizionati nel tratto della curva d’offerta precedente all’impianto marginale. La contrazione strategica dell’offerta è tanto più profittevole: quanto più si è prossimi alla capacità massima di generazione del sistema e sono così chiamati a produrre anche gli impianti caratterizzati da costi marginali più elevati, quanto più la curva di offerta è rigida, quanto maggiore è la capacità totale di generazione di cui dispone il produttore e minori sono i costi dei suoi impianti. La manovra descritta configura un esercizio *unilaterale* del potere di mercato. Esistono però considerazioni più generali che inducono a ritenere che la contrazione strategica potrebbe configurare anche un esercizio *collettivo* del potere di mercato. A ben guardare, infatti, la dichiarazione di indisponibilità di alcuni impianti produce un beneficio non solo per chi pone in essere la contrazione, ma anche per tutti gli altri operatori presenti nel mercato i cui impianti, grazie alla contrazione strategica, sono dispacciati al prezzo marginale di sistema più alto.

L’evidenza empirica relativa alla strategia di restringere l’output è fornita da Joskow e Kahn (2001), per quanto riguarda il mercato elettrico californiano, e da Wolak and Patrick (2001), per quanto riguarda quello di Inghilterra e Wales¹⁹. Questi autori dimostrano come le regole di funzionamento del mercato elettrico forniscano ai produttori di energia elettrica un incentivo a restringere l’offerta in certi periodi, allo scopo di far lievitare il prezzo di equilibrio. Dal punto di vista teorico, Crampes e Creti (2005)²⁰ sottolineano l’importanza strategica della capacità resa disponibile dai produttori mediante un gioco a due stadi in cui due imprese generatrici di energia elettrica, sottoposte a vincoli di capacità, inizialmente decidono quanta capacità rendere disponibile e poi competono in un’asta uniforme dichiarando il prezzo minimo cui sono disposte a produrre energia elettrica. Il risultato è che tutti gli esiti del gioco sono caratterizzati da

¹⁹ Vedi nota 17.

²⁰ Crampes C., Creti A., 2005, Capacity competition in electricity markets. *Economia delle Fonti di Energia e dell’Ambiente* n. 2, Franco Angeli, Milano.

prezzi di mercato al massimo valore ottenibile e la maggior parte di essi da una produzione inferiore alla capacità installata.

Congestione strategica delle linee di trasmissione

Come accennato nel paragrafo precedente, la capacità di trasporto svolge un ruolo centrale nell'esercizio di potere di mercato in ambito elettrico, poiché restrizioni della capacità di trasporto possono essere utilizzate dai produttori di un'area allo scopo di aumentare il prezzo in una determinata zona. I vincoli fisici e operativi dei sistemi elettrici possono infatti rendere indispensabile il contributo produttivo di alcune imprese, consentendo loro di esercitare un potere di mercato localizzato in una zona. Ad esempio, la presenza di un potenziale vincolo alla capacità di trasmissione può rendere attrattiva la strategia di congestione della linea per un operatore dominante nella zona di importazione. Per quantità offerta inferiore (o prezzo superiore) ad un determinato livello soglia, la trasmissione da altre zone o da altri mercati viene congestionata; a quel punto, gli operatori di altre zone diventano *price-taker* (al pari di eventuali concorrenti locali minori). L'operatore monopolista o dominante si sottrae all'interazione competitiva e massimizza i propri profitti sulla domanda residua, offrendo quantità inferiori (o prezzi superiori). Borenstein et al. (2000)²¹ hanno dimostrato che i vincoli alla capacità di trasmissione possono avere un notevole effetto sulla competizione restringendo la possibilità di entrata nel breve periodo in un dato mercato. Alcune imprese, sapendo che il flusso di importazioni è limitato dai vincoli di trasmissione, agiscono strategicamente restringendo l'output, determinando quindi un aumento delle importazioni fino alla congestione delle linee di trasmissione. Al contrario, diversi studi (Borenstein et al., 2000; Fumagalli et al., 2005²²) hanno dimostrato che l'aumento della capacità di trasmissione può migliorare sensibilmente la competizione in una particolare regione. Questi studi saranno trattati in modo più approfondito nel capitolo dedicato alla modellizzazione del potere di mercato in ambito elettrico.

Le strategie illustrate, in particolare le prime due, sono spesso equivalenti. Per esempio, uno spostamento della curva di offerta può consistere in uno spostamento verso sinistra a

²¹ Borenstein S., Bushell J., Stoft S., 2000, The competitive effects of transmission capacity in a deregulated electricity industry, *RAND Journal of Economics*, 31(2), 294-325.

²² Fumagalli E., Garrone P., Internullo M., 2005, Concorrenza ed espansione della rete elettrica di trasmissione: un'analisi del comportamento strategico degli operatori. *Economia delle Fonti di Energia e dell'Ambiente* n. 1, Franco Angeli, Milano.

causa della riduzione dell'output o uno spostamento verso l'alto a causa dell'aumento del prezzo di offerta. Comunque, l'idea di fondo è che queste strategie non sarebbero profittevoli in un mercato competitivo, in quanto l'aumento del prezzo o la restrizione della quantità risulterebbero semplicemente in una minore quota di mercato senza ricevere un extra-ricavo relativo alle altre unità vendute.

4.2 Esercizio collettivo del potere di mercato

Come si è visto nel capitolo precedente, è possibile identificare una serie di condizioni che facilitano l'instaurarsi di equilibri tacitamente collusivi tra imprese partecipanti ad un medesimo mercato. Il mercato elettrico, per le sue caratteristiche, principalmente di natura strutturale, tende a facilitare la collusione fra gli operatori.

Per quanto riguarda la **trasparenza** delle informazioni rilevanti al coordinamento, il mercato all'ingrosso dell'energia elettrica, come descritto nei precedenti paragrafi, appare caratterizzato da condizioni di elevata trasparenza sulle principali variabili concorrenziali (prezzi e quantità). Il processo stesso di liberalizzazione dei mercati elettrici ha promosso lo sviluppo degli scambi e della concorrenza nel settore anche attraverso la trasparenza dei prezzi e il maggior scambio di informazioni. Alla base di questa scelta è la considerazione che grazie alla maggior trasparenza gli operatori possono avere un maggior numero di variabili rappresentative, stimabili con un maggior grado di oggettività, per indirizzare le proprie scelte commerciali, valutare i risultati ottenuti e conseguire una migliore efficienza.

Per quanto riguarda la **stabilità della domanda e dell'offerta**, nel caso del mercato all'ingrosso dell'energia, la domanda di breve periodo è stabile per definizione e i fenomeni che possono incrementare la domanda nel medio-lungo periodo (si pensi all'utilizzo intensivo dei condizionatori d'aria in estate) sono prevedibili e misurabili dalle imprese. L'offerta di energia elettrica, intesa come stock di capacità installata, è anch'essa rigida nel breve periodo, dati i tempi di realizzazione di nuovi impianti di generazione o di linee di interconnessione con l'estero e le esigenze di manutenzione e ammodernamento del parco impianti.

La **ripetitività** delle operazioni necessarie al funzionamento del mercato, su base giornaliera e infra-giornaliera, determina un processo di apprendimento da parte delle imprese che contribuisce ad appianare la complessità del mercato dell'energia, che, specie per mercati organizzati attraverso una serie di luoghi centralizzati di scambio spot ed a

termine, rappresenta invece un fattore che potrebbe operare nel senso di rendere la collusione più difficile.

I mercati all'ingrosso di energia elettrica europei ed extra-europei si caratterizzano nella maggior parte dei casi per un elevato grado di **concentrazione** dell'offerta. Il numero non eccessivo di concorrenti, come sappiamo, rende più facile il monitoraggio dei comportamenti e dunque la possibilità di effetti coordinati.

L'energia elettrica è percepita dai consumatori come un bene largamente **omogeneo** che non ha sostituti diretti. La teoria economica non è giunta ad una valutazione definitiva dell'effetto dell'omogeneità del prodotto, nel senso che, se da un lato l'omogeneità rende più severa la reazione punitiva a condotte devianti di uno o più soggetti (la domanda non è catturata da prodotti differenziati ed è quindi completamente mobile alle riduzioni di prezzo), dall'altro, la stessa omogeneità incentiva gli operatori a non attenersi all'equilibrio tacitamente collusivo potendo sottrarre una notevole parte di domanda ai concorrenti (proprio perché non legata ad un prodotto differenziato).

Le imprese operanti sul mercato elettrico sono piuttosto **simmetriche** in termini di costi di produzione, quote di mercato, livello di capacità produttiva ed integrazione verticale. Di conseguenza, mancano gli incentivi a deviare da parte dell'operatore più efficiente.

La diffusione dei **processi innovativi** (scoperta o perfezionamento di tecnologie di generazione) è abbastanza ampia sul mercato elettrico: si pensi ad esempio al massiccio ingresso di nuovi operatori su vari mercati attraverso la costruzione di centrali a ciclo combinato (CCGT). Inoltre, la posizione di mercato degli operatori non appare direttamente connessa al grado di innovazione utilizzato nei processi produttivi di generazione elettrica, ma alla ripartizione geografica e al mix tecnologico che caratterizza il loro parco elettrico.

Il **breve tempo di reazione** delle altre imprese a comportamenti devianti di una di loro (cd "*retaliatory lag*") e la presenza di **interazioni frequenti e ripetute** tra concorrenti – condizioni che rendono la collusione sostenibile nel tempo – sono sicuramente presenti nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica. La presenza di un mercato centralizzato delle offerte giornaliero fa sì che la punizione per un comportamento deviante da un percorso tacitamente collusivo sia rapidissima.

La presenza sul mercato di operatori dominanti e pivotali, gli impianti dei quali sono cioè indispensabili per la copertura della domanda di energia nella maggioranza delle ore della giornata, appare un elemento sufficiente a ritenere **credibile** una strategia di ritorsione. In caso di deviazione dai termini del coordinamento da parte delle altre imprese, tali

operatori sono in grado di mettere in atto strategie aggressive (come espandere la produzione o offrire prezzi bassi) e di scatenare quindi una guerra di prezzo tale da comportare il rischio di non copertura dei costi medi per gli altri operatori.

Quanto alla presenza di più mercati nei quali gli operatori si incontrano e dove possono essere poste in essere le strategie punitive ad eventuali deviazioni dall'equilibrio raggiunto tacitamente (cd "*multimarket contacts*"), è sufficiente osservare che i principali operatori sul mercato all'ingrosso dell'energia elettrica operano spesso anche sul mercato dell'approvvigionamento e della vendita di gas naturale.

La **bassa elasticità dell'offerta e della domanda** di energia elettrica, di cui si è già ampiamente discusso, fanno sì che le reazioni delle imprese esistenti non partecipanti al coordinamento e dei clienti finali non pregiudichino i risultati attesi dal coordinamento. Per quanto riguarda la possibile reazione dei potenziali entranti, si osserva che la costruzione di nuove centrali di generazione rappresenta una attività ad alta intensità di capitale, connotate da investimenti fortemente specifici, sottoposte ad una serie di autorizzazioni amministrative e, fattore molto spesso risolutivo, avversate dalle popolazioni insediate sui territori dove questi investimenti dovrebbero essere realizzati. Date queste elevate **barriere all'entrata**, la persistenza nel tempo di prezzi elevati dovuti alla collusione tacita delle imprese (o delle principali imprese) partecipanti al mercato non garantisce (se non nel lungo periodo) l'instaurarsi di meccanismi di entrata di nuovi operatori in grado di esercitare una pressione verso il basso dei prezzi.

In letteratura, è sorto il dubbio che la collusione sia il riflesso di un particolare meccanismo di formazione dei prezzi, l'asta a prezzo uniforme, per cui il prezzo a cui tutti gli impianti vengono remunerati è stabilito dall'ultimo impianto ad essere chiamato in produzione. Con questo sistema, infatti, una strategia come la contrazione strategica dell'offerta produce un beneficio non solo per l'impresa che la pone in essere, ma anche per tutti gli altri operatori presenti nel mercato i cui impianti, grazie a tale manovra, sono dispacciati al prezzo marginale di sistema più alto. Nonostante il settore elettrico presenti caratteristiche che incentivano le imprese a colludere, dal punto di vista teorico è stata dedicata poca attenzione alla modellizzazione della collusione sul mercato elettrico. Un'eccezione è il confronto effettuato da Fabra (2003)²³ tra l'asta a prezzo uniforme e l'asta discriminatoria (in cui il servizio offerto è remunerato al prezzo proposto

²³ Fabra N., 2003, Tacit Collusion in Repeated Auctions: Uniform Versus Discriminatory. *The Journal of Industrial Economics*. Volume 51, Issue 3, Pages 271-293.

nell'offerta) in un'interazione duopolistica alla Bertrand-Edgeworth ripetuta un numero infinito di volte. L'autrice dimostra che, in un duopolio simmetrico alla Bertrand-Edgeworth, l'equilibrio collusivo (divisione in parti uguali del profitto di monopolio) può essere sostenuto per un fattore di sconto strettamente inferiore in un'asta a prezzo uniforme rispetto ad un'asta discriminatoria ripetuta un numero infinito di volte. Dechenaux e Kovenock (2005)²⁴ considerano strategie di prezzo-quantità attuate da imprese vincolate in capacità in un oligopolio simmetrico. La collusione è un equilibrio stabile per un intervallo più ampio di valori del fattore di sconto in un'asta uniforme rispetto ad un'asta discriminatoria ripetuta un numero infinito di volte.

4.3 Asta uniforme vs. asta discriminatoria

Il mancato conseguimento dei benefici attesi dalla liberalizzazione dei mercati elettrici ha portato ad indagare se la responsabilità dei risultati insoddisfacenti sia da attribuire al metodo di remunerazione delle offerte presentate in borsa. Il meccanismo di asta non discriminatoria è stata oggetto di molte critiche per la sua facile manipolabilità da parte di operatori dotati di potere di mercato. È stata dunque valutata la possibilità di sostituirlo con un meccanismo di asta discriminatoria²⁵.

Assumendo, in prima battuta, che la competizione sia effettiva, e che l'energia sia offerta al minimo costo ad ogni istante, con la regola di prezzo unico le unità infra-marginali ricevono una rendita pari alla differenza tra il prezzo da essi offerto e il prezzo di equilibrio. Il passaggio alla regola *pay-as-bid* consentirebbe al mercato di appropriarsi anche di tali rendite infra-marginali, dal momento che ogni unità produttiva è remunerata al suo prezzo di offerta. Se però ci si allontana dall'ipotesi di concorrenza perfetta e si ammette, più realisticamente, che le imprese godano di un qualche grado di potere di mercato, il sistema di asta a prezzo uniforme è molto vulnerabile alle azioni strategiche dei produttori. Non sono solo le imprese più grandi a beneficiare di manovre come la restrizione strategica della quantità offerta ma anche i piccoli concorrenti: anch'essi infatti, ricevono una rendita superiore grazie alla fissazione di un unico prezzo. Di qui, l'idea che questo meccanismo di prezzo incentivi la collusione tacita: i concorrenti di

²⁴ Dechenaux E., Kovenock D., 2007, Tacit collusion and capacity withholding in repeated uniform price auctions. *The RAND Journal of Economics*. Volume 38, Issue 4, Pages1044-1069.

²⁵ La possibile introduzione del *pay-as-bid* è prevista dal processo di riforma del Mercato Elettrico italiano varato dal Ministero per lo Sviluppo Economico nell'aprile 2009, con la finalità di promuovere concorrenza, efficienza, trasparenza e minimizzazione dei costi sul mercato elettrico italiano.

minori dimensioni offrono al costo marginale per massimizzare i propri volumi e recuperare i propri maggiori costi fissi, lasciando fissare il prezzo al produttore dominante che non ha alcun interesse a scatenare una guerra dei prezzi (vedi sopra). **L'utilizzo della regola *pay-as-bid*, al contrario, renderebbe meno trasparente il mercato, ostacolando quindi il coordinamento fra le imprese.** Questa regola di pezzo, infatti, sostituisce un unico prezzo rappresentativo del mercato con un vettore di prezzi noti solo a chi gestisce il mercato. Nel sistema del *system marginal price*, l'esito del mercato per ciascun periodo è un unico prezzo di equilibrio pagato da tutti i consumatori e ricevuto da tutti i produttori di una determinata area di mercato. Diversamente, nel sistema *pay-as-bid*, ogni operatore conclude il proprio contratto ad un prezzo diverso, pertanto l'esito del mercato non coincide più con un prezzo unico ma con un indice di prezzo, meno trasparente in quanto rappresenta il valore medio delle contrattazioni).

Tuttavia, una più attenta analisi ha dimostrato che il passaggio ad un sistema *pay-as-bid* sembrerebbe non portare i vantaggi attesi ai consumatori di energia all'ingrosso (Khan et al., 2001²⁶; Campidoglio 2005²⁷). In primo luogo, **le argomentazioni a favore del passaggio al sistema *pay-as-bid* trascurano la necessità di coprire i costi fissi:** remunerando ciascuna unità produttiva in base ai propri prezzi di offerta, non consente ai produttori che offrono al proprio costo marginale di recuperare i costi fissi. Ancora più importante, tali argomentazioni trascurano i **diversi effetti incentivanti delle diverse regole di prezzo:** l'assunzione critica alla base è infatti che a seguito del cambiamento delle regole di funzionamento del mercato, i produttori continuano ad offrire le loro unità secondo lo stesso ragionamento che seguivano con le regole precedenti. Questo invece non accade. Mentre in un'asta uniforme gli operatori hanno incentivo a offrire prezzi allineati ai costi marginali, perché riceveranno un prezzo comunque superiore, in un sistema *pay-as-bid* i produttori, sapendo che, a meno di non cambiare strategia di offerta, non riceverebbero alcun contributo per la copertura dei costi fissi, adotteranno immediatamente la strategia di offrire la propria potenza al prezzo di mercato atteso. Kahn et al. (2001) ritengono che, in definitiva, il risparmio derivante dal cambiamento delle regole di formazione del prezzo di mercato sarebbe pari a zero. Per quanto riguarda l'incentivo alla collusione, se da un lato la minor trasparenza sui prezzi di equilibrio del sistema discriminatorio rispetto a quello uniforme rende più difficile il coordinamento

²⁶ Kahn A.E., Cramton P.C., Porter R.H., Tabors R.D., 2001, Uniform Pricing or Pay-as-Bid Pricing: A Dilemma for California and Beyond. *The Electricity Journal*. Volume 14, Issue 6, Pages 70-79.

²⁷ Vedi nota 12.

tacito tra gli operatori, d'altro lato rende più difficoltoso anche l'accertamento dei comportamenti collusivi da parte dell'Autorità Antitrust: con il sistema *pay-as-bid* i produttori sono costretti ad offrire un prezzo di vendita superiore ai costi marginali anche in un mercato competitivo, per cui viene meno la possibilità di valutare (pur in misura approssimativa e preliminare) l'esercizio di potere di mercato sulla base dei dati relativi alle offerte. Rispetto a questo problema, dunque, cambiare il sistema di remunerazione delle offerte presenta vantaggi dubbi. Altri effetti derivanti dal passaggio ad un meccanismo ad asta discriminatoria sono, secondo Kahn et al. (2001), una riduzione dell'efficienza, dal momento che, dato l'incentivo dei produttori a deviare dal costo marginale, l'ordine di merito economico nel dispacciamento, che ha la proprietà di minimizzare il costo totale, non è più garantito. In un sistema ad asta uniforme, gli operatori inframarginali sono incentivati ad offrire prezzi bassi, per garantirsi la vendita della propria energia, essendo comunque remunerati al prezzo più alto determinato dagli operatori marginali. Al contrario, nel sistema ad asta discriminatoria gli operatori sono costretti ad offrire prezzi più alti per garantirsi la copertura dei propri costi totali. Un'altra inefficienza legata al cambiamento della regola di formazione del prezzo, sarebbe il **costo aggiuntivo di fare previsioni sul prezzo che prevarrebbe in equilibrio**, che tenderebbe ad aumentare anziché ridurre i prezzi. Infine, ostacolerebbe l'espansione della capacità produttiva: i potenziali nuovi entranti di piccole dimensioni dovrebbero sostenere gli stessi costi dei produttori più grandi legati alla raccolta delle informazioni necessarie alla formulazione delle previsioni, ad un costo per unità di output necessariamente più elevato; di qui, l'effetto di scoraggiare l'investimento da parte delle piccole imprese.

CAPITOLO 3 – IL MERCATO ELETTRICO ITALIANO

1. *Design regolatorio*

Il mercato elettrico in Italia è nato per effetto del **decreto legislativo del 16 marzo 1999 n. 79** (c.d. **Decreto Bersani**), che ha recepito la direttiva europea 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica. Tale decreto ha tracciato gli elementi essenziali per liberalizzare il settore elettrico italiano, che fino ad allora era stato caratterizzato da un unico grande operatore nazionale verticalmente integrato in tutte le fasi della filiera, Enel S.p.A.. Il primo passo del processo di liberalizzazione si è avuto nell'obbligo per l'ex monopolista di costituire società separate per lo svolgimento delle attività di produzione di energia elettrica, distribuzione di energia elettrica e vendita ai clienti vincolati, vendita ai clienti idonei, l'esercizio dei diritti di proprietà della rete di trasmissione elettrica e la dismissione delle centrali elettronucleari italiane.

Per quanto riguarda l'attività di produzione, il Decreto Bersani ha stabilito che, a decorrere dal 1° gennaio 2003, a nessun soggetto produttore o importatore di energia elettrica sia consentito superare la soglia, calcolata come media su base triennale, del 50% del totale dell'energia elettrica prodotta e importata in Italia. A tale scopo, **Enel è stata obbligata a ridurre la propria capacità produttiva, cedendo entro la stessa data almeno 15.000 MW**. Le dismissioni di capacità produttiva previste dal decreto sono state effettuate da Enel attraverso la cessione di tre c.d. GenCo, completata nel 2002²⁸.

Il decreto ha sancito che la rete di trasmissione elettrica nazionale dovesse essere gestita in regime di monopolio e per questo ha disposto la costituzione di una società che fosse proprietaria delle infrastrutture della rete, prima appartenenti all'Enel. Il 31 maggio 1999

²⁸ La GenCo 1, Eurogen (7000 MW di capacità), è stata acquistata nel maggio 2002 da Edipower S.p.A.. La GenCo 2, Elettrogen (5500 MW), è andata nel settembre 2001 ad un consorzio formato dalla società spagnola Endesa e dalla municipalizzata di Brescia ASM Brescia, dando vita a Endesa Italia S.p.A.. La GenCo 3, Interpower (2600 MW), è stata acquistata nel novembre 2002 da una società formata da Acea, la società belga Electrabel, e da altri investitori italiani ed è poi diventata Tirreno Power S.p.A..

viene quindi costituita, all'interno del Gruppo Enel, **Terna S.p.A.**²⁹. Il decreto ha poi affidato la gestione operativa di tale rete ad un ente pubblico denominato **Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale** (GRTN), responsabile della sicurezza del sistema elettrico, nonché dell'esercizio delle attività di trasmissione dell'energia elettrica sulla rete ad alta e altissima tensione su tutto il territorio nazionale e di dispacciamento, ed ha assegnato all'**Autorità Garante per l'Energia Elettrica e il Gas** (AEEG) il compito di determinare le condizioni atte a garantire a tutti gli utenti della rete la libertà di accesso a parità di condizioni, l'imparzialità e la neutralità dei servizi di trasmissione e di dispacciamento. Vista la Legge 290/2003, recante disposizioni urgenti per la sicurezza del sistema elettrico nazionale, il DPCM dell'11 maggio 2004 ha disposto l'unificazione della proprietà e della gestione della rete di trasmissione nazionale, trasferendo a Terna S.p.A. le attività relative a dispacciamento, trasmissione e sviluppo della rete facenti capo a GRTN. Con l'acquisizione, nel mese di novembre 2005, del ramo di azienda del GRTN, Terna ha dunque assunto la responsabilità della trasmissione e del dispacciamento dell'energia elettrica sulla rete ad alta e altissima tensione su tutto il territorio nazionale e il GRTN è diventato **Gestore dei Servizi Elettrici** (GSE), concentrandosi sulla gestione, promozione e incentivazione delle fonti rinnovabili in Italia.

Per quanto riguarda il segmento della filiera elettrica relativo alla vendita, fino al 30 giugno 2007 i clienti finali risultavano distinti in *clienti idonei* (persone fisiche o giuridiche che hanno facoltà di stipulare contratti di fornitura con qualsiasi fornitore di loro scelta) e *clienti vincolati* (clienti finali che possono o vogliono stipulare contratti di fornitura di energia esclusivamente con il distributore che esercita il servizio nell'area territoriale in cui detti clienti sono localizzati). All'Acquirente Unico (AU) era attribuito il compito di garantire la disponibilità di energia elettrica necessaria per fare fronte alla domanda di tutti i clienti vincolati, attraverso l'acquisto della capacità necessaria di energia e la rivendita della stessa ai distributori, a condizioni non discriminatorie e idonee a consentire l'applicazione di una tariffa unica nazionale per i clienti. Con la Legge 239/2004 (c.d. Legge Marzano), a partire dal 1° luglio 2007 tutti i clienti sono considerati idonei ed, al posto del mercato vincolato, è stato istituito il *mercato di maggior tutela*, cui hanno avuto accesso automaticamente tutti i clienti domestici e tutte le piccole imprese

²⁹ Terna diventerà pienamente indipendente a seguito della quotazione alla Borsa di Milano il 23 giugno 2004 del 50% del pacchetto azionario e con la successiva vendita da parte di Enel di un'ulteriore 13,86% del capitale azionario in suo possesso ad investitori istituzionali.

che al 30 giugno 2007 non avevano ancora stipulato un contratto con un fornitore grossista sul mercato libero. Il fabbisogno del mercato tutelato è coperto dall'AU.

La liberalizzazione del settore elettrico italiano ha previsto l'istituzione di un mercato organizzato per lo scambio di energia elettrica all'ingrosso. La **borsa elettrica italiana** (IPEX), attiva dal 31 marzo 2004, è gestita da una società per azioni appositamente costituita, il Gestore del mercato elettrico (GME), e può essere suddivisa in due sottomercati: il primo è il *Mercato dell'Energia* finalizzato allo scambio di energia tra operatori; il secondo invece presiede all'approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento ed è denominato *Mercato del Servizio di Dispacciamento*. Il Mercato dell'Energia si suddivide a sua volta in due mercati fisici a pronti (spot), il Mercato del Giorno Prima (MGP) e il Mercato dell'Aggiustamento (MA). Nel MGP si gestiscono le offerte di acquisto e di vendita per definire i programmi di immissione e di prelievo dell'energia elettrica per ciascuna ora del giorno dopo. Nel MA, che si svolge subito dopo il MGP, gli operatori possono modificare i programmi definiti nel MGP presentando ulteriori offerte di vendita o di acquisto. Dal 3 Novembre 2008, è attivo anche il mercato a termine dell'energia (MTE), sede per la negoziazione di contratti a termine dell'energia elettrica con obbligo di consegna e ritiro.

L'assetto del settore elettrico italiano liberalizzato prevede che lo scambio all'ingrosso di energia elettrica possa avvenire anche attraverso un sistema di scambi decentrati, basati su **contratti bilaterali** tra operatori. Tali contratti sono conclusi *al di fuori della borsa elettrica* tra un soggetto produttore/grossista e un cliente idoneo. Il prezzo di fornitura e i profili di immissione e prelievo sono definiti liberamente dalle parti. Tuttavia, le transazioni commerciali e i relativi programmi di immissione e prelievo devono essere registrati sulla Piattaforma Conti Energia (PCE)³⁰, gestita sempre dal GME, ai fini della verifica di compatibilità con i vincoli di trasporto della rete di trasmissione nazionale.

Il modello italiano di mercato elettrico, come sarà descritto in dettaglio nei paragrafi seguenti, è sintetizzato in questo schema:

³⁰ La PCE è stata avviata il 1° aprile 2007 in sostituzione della Piattaforma dei Bilaterali.

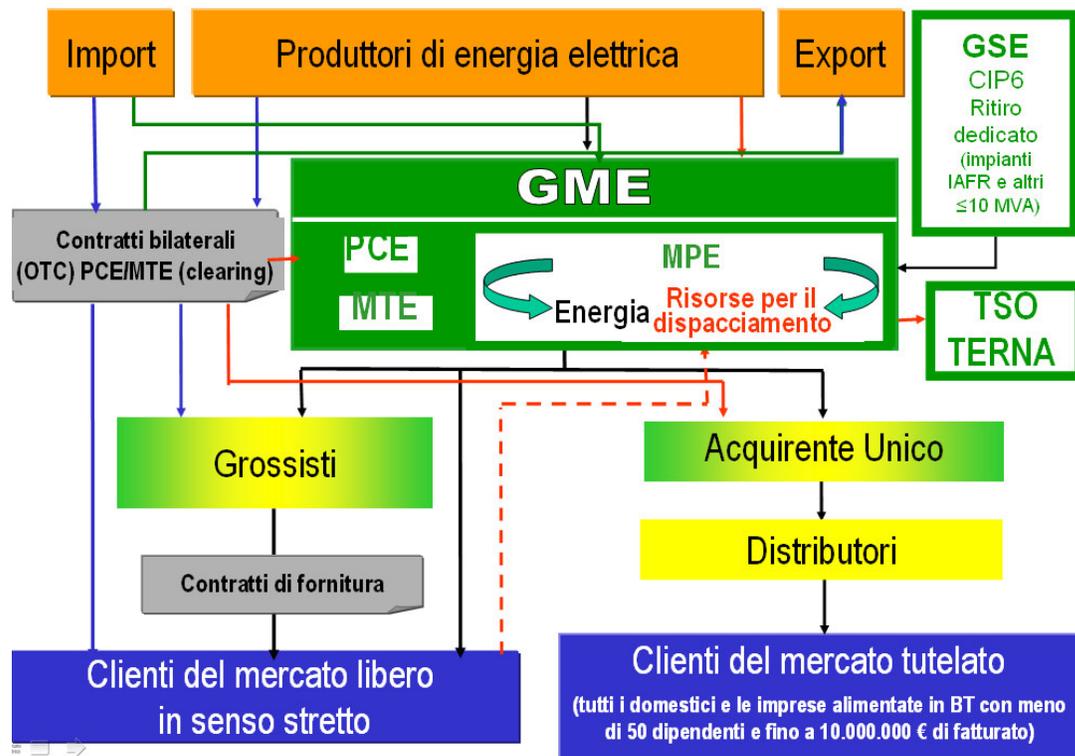


Figura 6: Il modello di mercato elettrico in Italia (fonte: GME)

1.1 Il Mercato del Giorno Prima (MGP)

Il MGP è organizzato come un'asta non discriminatoria. Tale meccanismo prevede che il GME riceva le offerte di acquisto e di vendita, costruisca una curva di offerta aggregata e una curva di domanda aggregata per ciascun intervallo di tempo (ora) ordinando le offerte di vendita e di acquisto in base al merito economico, e individui l'equilibrio del mercato nel punto di incontro tra tali curve. Il GME, cioè, gestisce le offerte di acquisto e di vendita con la finalità di definire il programma di produzione che minimizzi il costo complessivo di copertura della domanda. Tutti gli impianti chiamati a produrre in ogni unità di tempo secondo il programma ricevono il prezzo marginale di sistema. Pertanto, il prezzo corrisposto ai diversi produttori è il prezzo uniforme fissato, sulla base dell'ordine di merito, dall'impianto meno efficiente, ossia da quello che, nel sistema, produce energia al costo marginale più elevato³¹.

³¹ Il processo di riforma del Mercato Elettrico italiano varato dal Ministero per lo Sviluppo Economico nell'aprile 2009 prevede la possibile introduzione del *pay-as-bid* nel MGP dal 1° aprile 2012.

A parità di prezzo offerto, nell'ordine di merito economico con cui vengono ordinate le offerte ai fini della risoluzione del mercato, viene accordata la **priorità di dispacciamento** a particolari tipi di offerte. Tale priorità, disciplinata dalle delibere 168/03 e 48/04 dell'AEEG, si applica nell'ordine a:

- offerte riferite ad unità *must run*;
- offerte riferite ad unità alimentate da fonti rinnovabili non programmabili;
- offerte riferite ad unità alimentate da fonti rinnovabili programmabili;
- offerte riferite ad unità di produzione di cogenerazione, offerte riferite ad unità CIP6³², offerte di vendita delle unità di produzione alimentate esclusivamente da fonti nazionali di energia combustibile primaria, per una quota massima annuale non superiore al quindici per cento di tutta l'energia primaria necessaria per generare l'energia elettrica consumata;
- offerte relative a contratti bilaterali.

I **contratti bilaterali** partecipano al mercato attraverso la comunicazione di programmi bilanciati e vincolanti di produzione e di consumo. Tale comunicazione consente a Terna di valutare giornalmente le esigenze di riserva con riferimento alla domanda complessiva di energia. Partecipa al mercato, come venditore, anche GSE per collocare l'energia prodotta dagli impianti che utilizzano fonti rinnovabili ed assimilate (**energia CIP6**) e dagli impianti il cui funzionamento è giudicato essenziale ai fini della sicurezza del servizio elettrico, tipicamente per esigenze di stabilità della tensione sulla rete di trasmissione nazionale. Tali disponibilità sono offerte a prezzo nullo e vengono remunerate dal mercato al prezzo di equilibrio domanda-offerta.

Risoluzione delle congestioni di rete

L'algoritmo per la determinazione dell'equilibrio sul MGP tiene conto dei **vincoli di trasporto strutturali della rete di trasmissione nazionale**, individuati da Terna. Se i flussi di rete derivanti dai programmi non violano alcun limite di transito, il prezzo di equilibrio che si forma sul mercato è unico mentre se almeno un limite risulta violato, il mercato si separa in "zone", per ciascuna delle quali viene costruita una curva di offerta

³² L'energia CIP6 è così denominata a seguito del provvedimento n. 6 del Comitato Interministeriale Prezzi adottato nel 1992, che stabilisce prezzi incentivati per l'energia elettrica prodotta con impianti alimentati da fonti rinnovabili ed assimilate. Il GSE ritira tale energia dai produttori a prezzi agevolati, fissati per via regolamentare, e procede successivamente ad assegnarla ai grossisti a prezzi più bassi di quelli di acquisto. I costi di tale incentivo vengono finanziati mediante un sovrapprezzo del costo dell'energia elettrica, che viene addebitato direttamente ai consumatori finali.

aggregata e una curva di domanda aggregata e, conseguentemente, si determina un prezzo di equilibrio zonale. Nel MGP, **il prezzo zonale è il prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate nel mercato riferite alla zona in cui avviene la corrispondente immissione dell'energia elettrica in rete. Le offerte di acquisto accettate nel mercato sono invece valorizzate, indipendentemente dalla zona dove i prelievi avvengono, al prezzo unico nazionale (PUN)** determinato come media dei prezzi zionali, ponderata sulla base dei consumi zionali.

Ai fini della verifica e della rimozione delle congestioni eventualmente determinate dai programmi di immissione e prelievo – siano essi determinati sul mercato o in esecuzione dei contratti bilaterali – il GME utilizza una rappresentazione semplificata della rete, che evidenzia solamente i limiti di transito più rilevanti. Il processo di individuazione delle zone della rete rilevante, come descritto da Terna³³, è effettuato sulla base dei seguenti criteri:

- la capacità di trasporto di energia elettrica tra zone contigue deve risultare limitata nelle situazioni osservate di funzionamento più frequenti, nel rispetto dei criteri di sicurezza previsti per l'esercizio della rete di trasmissione nazionale;
- l'attuazione dei programmi di immissione e prelievo di energia elettrica non deve, in generale, provocare congestioni significative al variare delle immissioni e dei prelievi di energia elettrica all'interno di ciascuna zona geografica, con la corrispondente rete integra e sulla base degli stessi criteri di sicurezza di cui al precedente punto;
- la dislocazione potenziale delle immissioni e dei prelievi di energia elettrica all'interno di ciascuna zona non devono, in generale, avere significativa influenza sulla capacità di trasporto tra le zone.

Le zone della rete rilevante possono corrispondere ad aree geografiche fisiche, essere delle zone virtuali (ovvero senza un diretto corrispondente fisico), oppure essere dei 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; questi ultimi costituiscono anch'essi delle zone virtuali la cui produzione risulta affetta da vincoli per la gestione in sicurezza del sistema elettrico. Sulla base dei precedenti criteri, sono state individuate, come mostrato dalla tabella seguente:

- 6 zone geografiche (Nord, Centro-Nord, Centro-Sud, Sud, Sicilia, Sardegna),

³³ Terna, 2008, Individuazione zone della rete rilevante.

- 7 zone virtuali estere (Francia, Svizzera, Austria, Slovenia, Corsica, Corsica AC, Grecia),
- diversi Poli di Produzione Limitata.

nome zona	acronimo	tipo	dettaglio
Centro Nord	CNOR	geografica	Toscana, Umbria, Marche
Centro Sud	CSUD	geografica	Lazio, Abruzzo, Campania
Nord	NORD	geografica	Val D'Aosta, Piemonte, Liguria, Lombardia, Trentino, Veneto, Friuli Venezia Giulia, Emilia Romagna
Sardegna	SARD	geografica	
Sicilia	SICI	geografica	
Sud	SUD	geografica	Molise, Puglia, Basilicata, Calabria
Brindisi	BRNN	polo di produzione limitato	
Foggia	FOGN	polo di produzione limitato	
Monfalcone	MFTV	polo di produzione limitato	
Priolo G.	PRGP	polo di produzione limitato	
Rossano	ROSN	polo di produzione limitato	
Austria	AUST	virtuale estera	
Corsica	CORS	virtuale estera	
Corsica AC	COAC	virtuale estera	
Francia	FRAN	virtuale estera	
Grecia	GREC	virtuale estera	
Slovenia	SLOV	virtuale estera	
Svizzera	SVIZ	virtuale estera	

Tabella 2: Nuova configurazione zonale in vigore dal 1° gennaio 2009 (fonte:GME)

Le offerte di acquisto e di vendita accettate sul MGP conferiscono, rispettivamente all'utilizzatore ed al venditore di energia, il diritto/obbligo a prelevare o ad immettere energia elettrica nella rete e, di conseguenza, ad utilizzare la relativa capacità di trasporto. Come abbiamo appena visto, relativamente alle transazioni concluse sul MGP, gli operatori di mercato pagano (o ricevono) il corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto implicitamente, essendo tale corrispettivo incorporato nel prezzo zonale riconosciuto alle offerte accettate nel predetto mercato. Ad esempio, nel caso di due sole zone, un operatore che immette energia elettrica nella zona esportatrice netta (dunque che in qualche misura contribuisce alla congestione nella zona importatrice) percepirà un prezzo zonale più basso di un operatore che immette energia elettrica in una zona importatrice netta (dunque che in qualche misura contribuisce a decongestionare una zona). La differenza tra il prezzo nella zona di prelievo ed il prezzo nella zona di immissione è il corrispettivo (negativo o positivo) di utilizzo delle rete tra le due zone. Il GME è tenuto a versare a Terna la somma complessivamente riscossa a titolo

di corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto mediante la differenziazione zonale dei prezzi riconosciuti alle offerte. Relativamente alle transazioni concluse attraverso contratti bilaterali (dunque fuori dai mercati organizzati), gli operatori di mercato sono invece tenuti a versare (o a ricevere) a (da) Terna un corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto.

1.2 Il Mercato dell'Aggiustamento (MA)

Il MA è la sede di negoziazione delle offerte di acquisto e vendita per l'aggiustamento dei programmi di immissione e di prelievo risultanti dopo la chiusura del MGP. Così come il MGP, anche il MA è organizzato come un'asta non discriminatoria con possibilità di articolazione del mercato in zone. Il processo di accettazione delle offerte nel mercato di aggiustamento è analogo a quello del MGP. Sul MA, tuttavia, la valorizzazione delle offerte sia di vendita che di acquisto avviene al prezzo di equilibrio zonale. In tale contesto le unità di consumo potrebbero fare arbitraggio fra il PUN applicato sul MGP e il prezzo zonale applicato sul MA. Al fine di evitare tali arbitraggi, che ricondurrebbero, di fatto, il sistema agli esiti di un sistema zonale puro, è previsto per le unità di consumo un corrispettivo di non arbitraggio che renda non profittevole tale comportamento.

1.3 Il Mercato per i Servizi di Dispacciamento

Il decreto legislativo n. 79/99 ha stabilito che Terna, nella sua qualità di garante della sicurezza del sistema, si approvvigioni delle risorse necessarie al dispacciamento dell'energia elettrica in sicurezza in uno specifico mercato organizzato, il Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD). Il MSD può essere visto come la fase "finale" di ricerca dell'equilibrio "fisico", del processo negoziale connesso allo scambio di energia elettrica, le cui fasi precedenti si svolgono, sulla base delle previsioni, fuori borsa, tramite negoziazioni bilaterali, o su MGP e MA. Il MSD è articolato in più segmenti, ciascuno destinato alla negoziazione di risorse destinate ad una specifica funzione:

1. risoluzione delle congestioni di rete;
2. predisposizione di adeguati margini di capacità di riserva secondaria e terziaria di potenza³⁴;

³⁴ In un sistema elettrico si possono distinguere tre tipi di riserva:

3. realizzazione dell'equilibrio fisico tra immissioni e prelievi di energia nella rete, sia "a programma", sia "in tempo reale", facendo fronte agli sbilanciamenti tra i flussi programmati e quelli reali.

Le offerte presentate nel MSD esprimono la disponibilità a variare le immissioni o i prelievi rispetto a quanto definito nel programma preliminare aggiornato risultante dai mercati precedenti. In particolare, gli utenti del dispacciamento, cioè i soggetti che immettono e prelevano energia dalle reti, comprano energia elettrica nel caso abbiano prelevato energia elettrica in eccesso rispetto a quella comprata (ovvero abbiano immesso energia elettrica in difetto rispetto a quella venduta) su MGP e MA, o tramite contratti bilaterali (offerte a salire); vendono energia elettrica nel caso abbiano immesso in rete energia elettrica in eccesso (o l'abbiano prelevata in difetto) rispetto agli impegni contrattuali assunti su MGP e MA o tramite contratti bilaterali (offerte a scendere).

La controparte degli utenti del dispacciamento è Terna che si pone come unico acquirente/venditore rispetto alle offerte presentate dagli stessi. Gli scambi di energia tra utente del dispacciamento e Terna sono da intendersi:

- a programma, quando le offerte sono accettate per modificare i programmi di immissione e prelievo determinati in esito ai mercati dell'energia, onde risolvere eventuali congestioni residue non risolte su tali mercati, costituire i margini di riserva necessari alla sicurezza del sistema e bilanciare il sistema a programma;
- in tempo reale, quando le offerte sono accettate per bilanciare il sistema in tempo reale (cioè nel giorno stesso).

Nel sistema elettrico italiano, il MSD è l'unico mercato che funziona lungo un **orizzonte temporale prossimo al tempo reale**. Diversamente da quanto avviene su MGP e MA,

a) l'offerta di riserva primaria serve a contrastare le variazioni di frequenza causate da squilibri istantanei che si possono verificare tra generazione elettrica e domanda. L'obiettivo della riserva primaria è di stabilizzare la frequenza di sistema nell'arco di pochi secondi dopo il verificarsi di una qualsiasi contingenza. La riserva primaria non è approvvigionata mediante meccanismi di mercato, ma fornita obbligatoriamente ai sensi delle regole di connessione;

b) l'offerta di riserva secondaria serve a ricondurre il livello di frequenza al suo valore prestabilito. Di norma la banda di regolazione secondaria deve potere essere pienamente utilizzata in un lasso di tempo che va da pochi secondi ad un massimo di 15 minuti;

c) l'offerta di riserva terziaria consiste nel rendere disponibile un margine di potenza al gestore della rete attivabile in tempo reale tramite un suo ordine di dispacciamento. L'obiettivo della riserva terziaria è di supportare la riserva secondaria e di consentire la ricostituzione dei margini di riserva secondaria dopo il verificarsi di una qualsiasi contingenza. Il margine di riserva terziaria ha tempi di attivazione che possono variare da 15 minuti ad un'ora.

Tali offerte esprimono, di fatto, risorse differenti in quanto la disponibilità di una unità di produzione a variare la propria produzione entro una banda di potenza predefinita ai fini della regolazione secondaria con tempi di risposta dell'ordine di pochi secondi è materialmente differente dalla disponibilità di un'altra unità di produzione a variare la propria produzione entro una banda di potenza predefinita ai fini della regolazione terziaria con un tempo di risposta dell'ordine di un'ora.

inoltre, le offerte non sono remunerate al prezzo di equilibrio ma al prezzo di offerta (asta discriminatoria o *pay-as-bid*).

2. L'offerta di energia elettrica in Italia

Nel 2007 la richiesta di energia elettrica sulla rete ha raggiunto i 339.928 GWh, con un aumento del 4,48% rispetto al 2004 (14.571 GWh). Rapportando l'energia elettrica richiesta al PIL, si ottiene la misura dell'intensità elettrica, che nel 2007 è stata pari a 0,265 KWh (per ogni unità di PIL ottenuto, cioè, sono stati richiesti 0,265 KWh di energia elettrica). L'intensità elettrica in Italia è ancora su livelli relativamente più bassi rispetto agli altri paesi maggiormente industrializzati.

La richiesta è stata soddisfatta per l'86% dalla produzione nazionale, per un valore pari a 293.646 GWh al netto dei consumi dei servizi ausiliari e dei pompaggi e con un aumento di quasi il 5% rispetto al 2004. La restante quota di fabbisogno (14%) è stata coperta dalle importazioni nette (importazioni - esportazioni) per un valore pari a 46.283 GWh. In generale, si può affermare che **l'Italia si caratterizza per il forte ricorso all'importazione di energia elettrica dai paesi confinanti interconnessi**. Analizzando l'andamento dei flussi commerciali con l'estero, le importazioni sono piuttosto stabili, attorno ai 48.000 GWh, mentre le esportazioni sono passate da 791 GWh a 2.648 GWh, con un notevole incremento percentuale (+235%). La tabella seguente riassume il bilancio di energia elettrica in Italia per gli anni 2004-2007³⁵:

	2004	2005	2006	2007
Produzione lorda	303.321	303.672	314.090	313.888
Consumi dei servizi ausiliari	13.299	13.064	12.864	12.589
Produzione netta	290.023	290.608	301.226	301.299
Destinata ai pompaggi	10.300	9.319	8.752	7.654
Produzione destinata al consumo	279.722	281.289	292.474	293.646
Ricevuta da fornitori esteri	46.426	50.264	46.596	48.931
Ceduta a clienti esteri	791	1.110	1.611	2.648
RICHIESTA	325.357	330.443	337.459	339.928
Perdite di rete	20.868	20.626	19.926	20.976
in % della richiesta	6,40%	6,20%	5,90%	6,20%

³⁵ La fonte dei dati è Terna S.p.A.

CONSUMI	304.490	309.817	317.533	318.953
---------	---------	---------	---------	---------

Tabella 3: Bilancio dell'energia elettrica in Italia (GWh)

La produzione lorda di energia elettrica³⁶ in Italia nel 2007 è stata in totale di 313.888 GWh ed è cresciuta dal 2004 del 3,48%. La ripartizione della produzione lorda per fonti (Tabella 4 e Figura 7) evidenzia il sostanziale **aumento della produzione termoelettrica negli anni**, che ha raggiunto nel 2007 i 271.333 GWh, pari all'87% della generazione, con un aumento del 7,86% rispetto al 2004. La produzione eolica e fotovoltaica ha fatto registrare un aumento del 120% rispetto al 2004, raggiungendo i 4.073 GWh nel 2007³⁷.

	2004	2005	2006	2007
Solidi ³⁸	45.518	43.606	44.207	44.112
Gas naturale	129.772	149.259	158.079	172.646
Prodotti petroliferi ³⁹	47.253	35.846	33.830	22.865
Altri ⁴⁰	17.945	18.207	19.304	19.187
Geotermico	5.437	5.325	5.527	5.569
Biomassa e rifiuti	5.637	6.155	6.745	6.954
Totale termoelettrico (A)	251.562	258.398	267.692	271.333
Idroelettrico da pompaggi	7.164	6.860	6.431	5.666
Idroelettrico da apporti naturali	42.744	36.067	36.994	32.815
Totale idroelettrico (B)	49.908	42.927	43.425	38.481
Eolico e fotovoltaico (C)	1.851	2.347	2.973	4.073
Totale (A+B+C)	303.321	303.672	314.090	313.888

Tabella 4: Produzione lorda di energia elettrica per fonti (GWh)

³⁶ Per produzione lorda si intende la somma delle quantità di energia elettrica prodotte, in un dato periodo, misurate ai morsetti dei generatori elettrici.

³⁷ La fonte dei dati è l'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

³⁸ Carbone, lignite.

³⁹ Olio combustibile, orimulsion, distillato leggeri, gasolio, coke di petrolio, bassi prodotti e altri residui della lavorazione del petrolio.

⁴⁰ Gas derivati, recuperi di calore ed espansione del gas compresso.

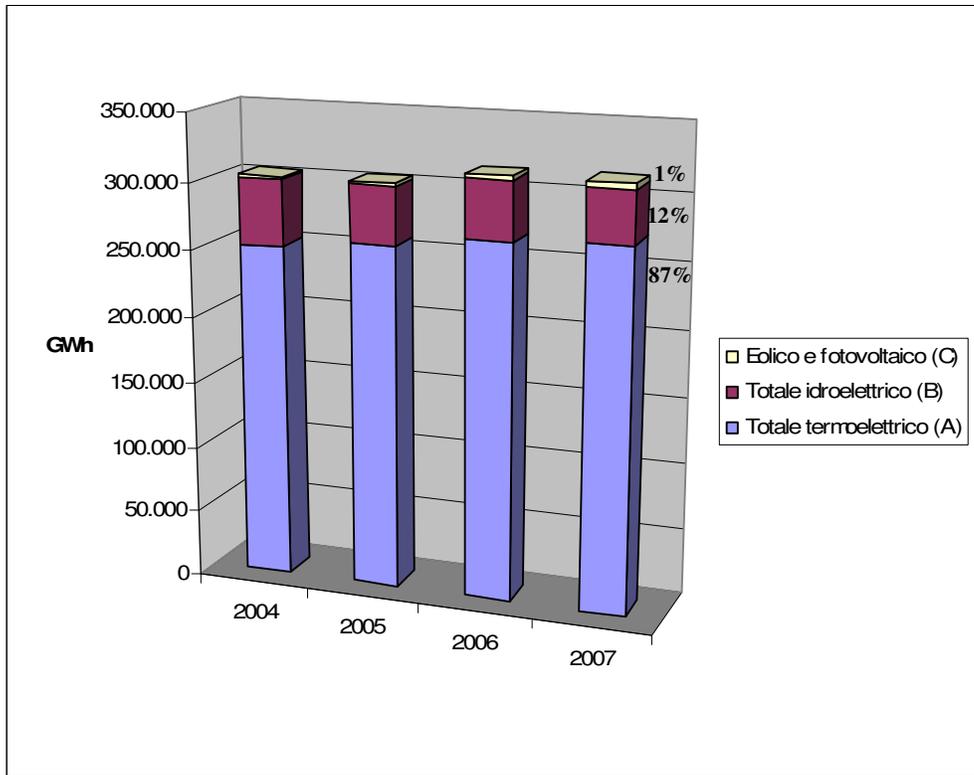


Figura 7: Produzione lorda di energia elettrica per fonti

Per quanto riguarda i combustibili utilizzati per la produzione termoelettrica, si nota un **trend decrescente dell'utilizzo di prodotti petroliferi**, che si è ridotto del 51,61% dal 2004, mentre **l'incidenza del gas naturale è cresciuta negli ultimi anni** e nel 2007 ha raggiunto i 172.646 GWh, pari al 63% della generazione termoelettrica. La ripartizione e le variazioni dei combustibili utilizzati nella produzione termoelettrica nazionale sono indicati nella Figura 8⁴¹. Nel corso dell'ultimo decennio, il mix di combustibili utilizzati si è completamente ribaltato: nel 1995, infatti, il petrolio e il gas mostravano quote della generazione termoelettrica pari rispettivamente a circa il 62% e al 24%.

⁴¹ La fonte dei dati è l'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

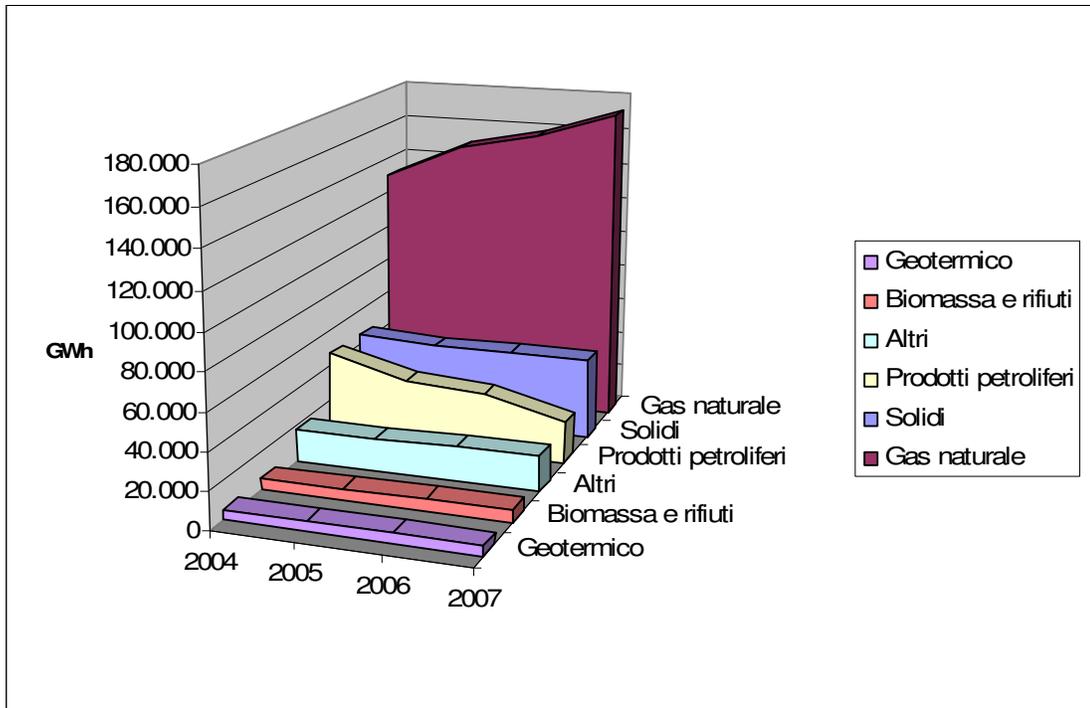


Figura 8: Produzione termoelettrica lorda per combustibile

Nel 2007 l'energia ritirata dal GSE, per la maggior parte energia prodotta da impianti in convenzione CIP6, è risultata pari a 46.577 GWh, corrispondente a circa il 15% della produzione nazionale lorda. I ritiri obbligati si sono ridotti di quasi il 18% dal 2004⁴².

	2004	2005	2006	2007
CIP6	52.398	50.296	48.340	46.462
di cui assimilata	42.268	40.463	39.068	38.268
di cui rinnovabile	10.131	9.833	9.272	8.194
Delibera n. 108/97	1.218	966	689	115
Delibera n. 62/02	3.064	-	-	-
Totale	56.680	51.262	49.029	46.577

Tabella 5: Energia ritirata dal GSE (GWh)

Tre quarti dell'energia elettrica lorda nel 2007 sono stati prodotti da sei operatori. Il gruppo Enel ha contribuito al 31,7% della produzione nazionale lorda, immettendo in rete energia per circa 99.500 GWh, il gruppo Edison al 13,5% con 42.375 GWh, il

⁴² La fonte dei dati è l'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

gruppo Eni al 9,7% con 30.447 GWh, Edipower ed Endesa Italia⁴³ all'8,1% con 25.425 GWh ciascuna e Tirreno Power al 3,9% con 12.242 (Figura 9)⁴⁴. **Dal 2004, la quota di mercato nella generazione lorda del gruppo Enel si è progressivamente contratta, a favore del contributo degli altri produttori, in particolare dei gruppi Edison ed Eni.**

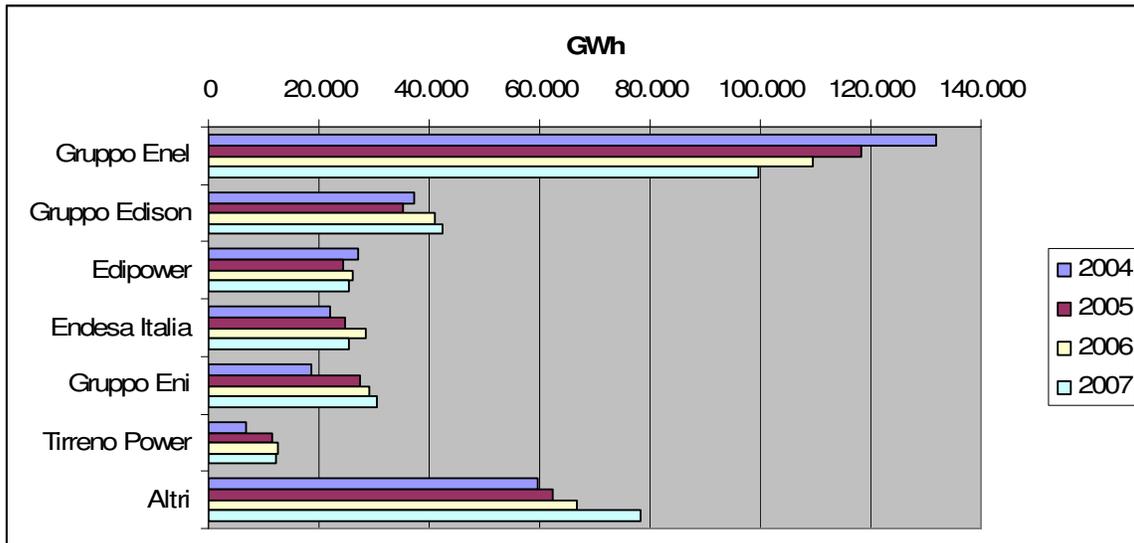


Figura 9: Produzione nazionale lorda dei principali operatori

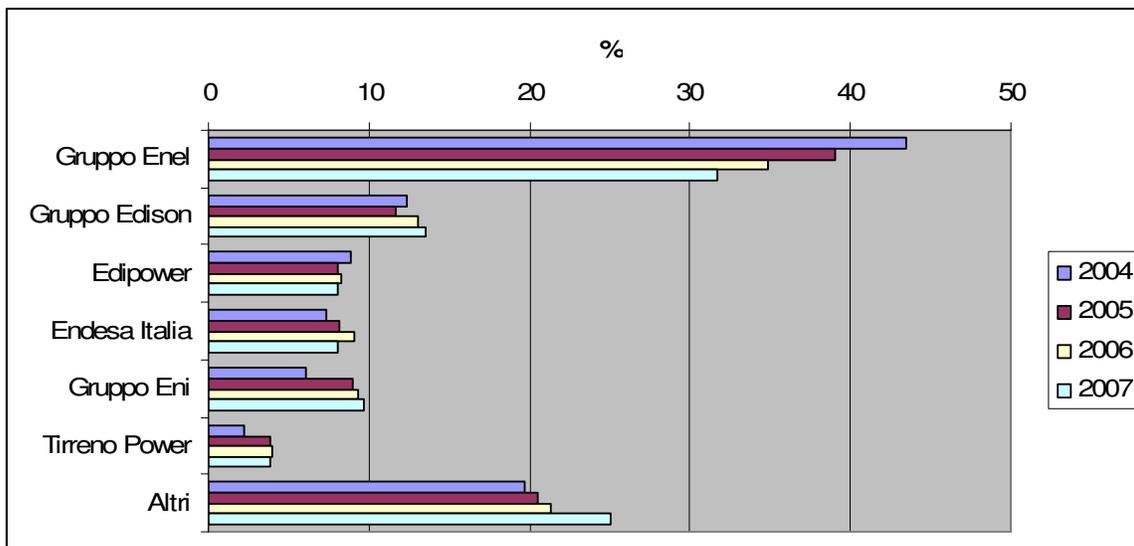


Figura 10: Quota di mercato dei principali operatori (produzione lorda)

⁴³ Endesa Italia è nata dall'acquisto da parte della società spagnola Endesa di Elettrogen – una delle tre società costituite con conferimento di asset da Enel, in attuazione della normativa italiana in materia di liberalizzazione del mercato elettrico – nel 2001. A seguito del recente acquisto di Endesa da parte di Enel, Endesa Italia è stata acquisita dalla tedesca E.ON nel giugno 2008, diventando E.ON Produzione S.p.A.

⁴⁴ La fonte dei dati è l'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Una più attenta analisi della struttura del parco elettrico di Enel, indica però che, nonostante le dismissioni previste dal processo di liberalizzazione del settore elettrico nazionale, Enel sembra ancora godere di un vantaggio competitivo rilevante per la definizione dei prezzi, soprattutto nelle ore di maggior domanda di energia elettrica. Considerando la ripartizione della potenza installata tra i maggiori operatori (Figura 11 e Figura 12), quello che mostra la quota di mercato maggiore è ancora il **gruppo Enel, che nel 2007 deteneva il 43% della capacità di generazione nazionale (41.808 MW)**, seguita da Edipower (9,28%, 9.023 MW), Gruppo Edison (8,69%, 8.447 MW), Endesa Italia (7,03%, 6.832 MW), Gruppo ENI (5,67%, 5.516 MW) e Tirreno Power (3,09%, 3.002 MW)⁴⁵. Anche per quanto riguarda le quote di mercato calcolate sulla capacità installata, **il peso di Enel si è progressivamente ridotto nel corso degli anni**, a fronte dell'aumento della quota di mercato degli altri operatori.

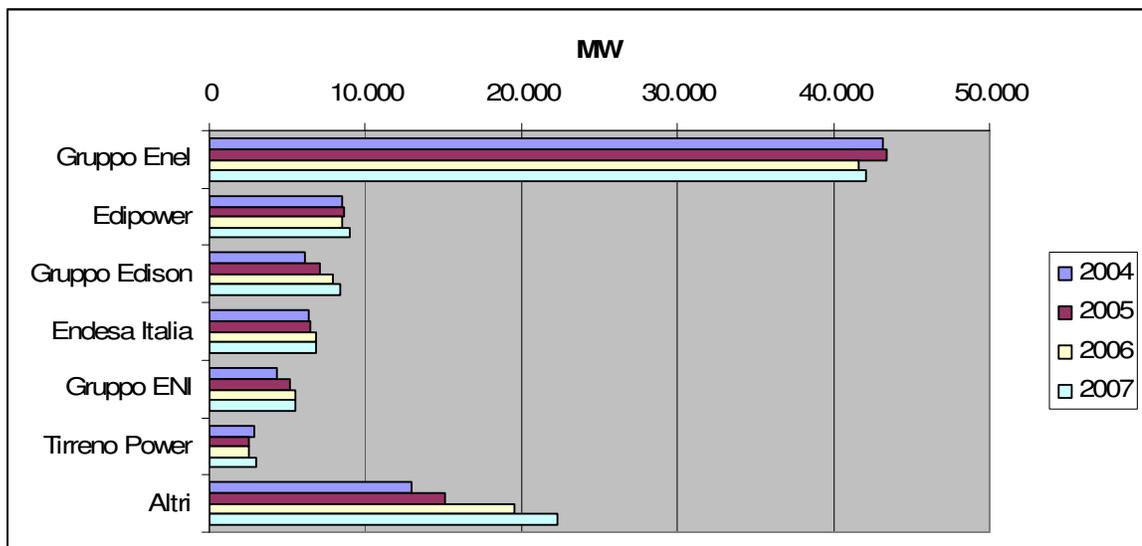


Figura 11: Disponibilità di capacità lorda per i maggiori gruppi

⁴⁵ La fonte dei dati è l'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

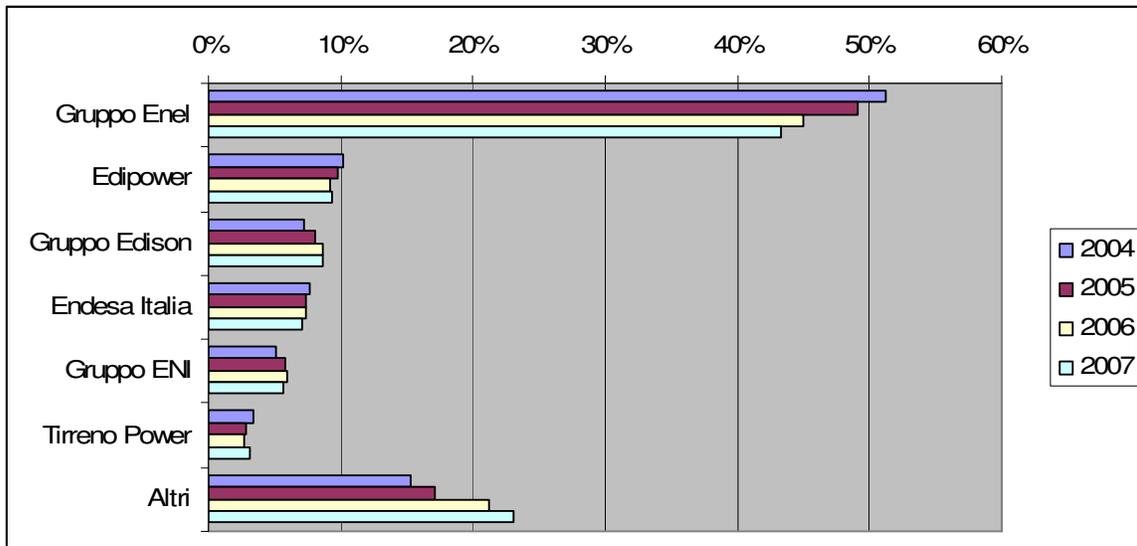


Figura 12: Quota di mercato dei principali operatori (capacità lorda)

Tuttavia, considerando la composizione del parco elettrico dei maggiori operatori (Figura 13), risulta che **nel 2007 il gruppo Enel deteneva da solo il 67% della capacità di generazione idroelettrica lorda italiana** e il 36% di quella termoelettrica. Questo dato suggerisce che il gruppo Enel abbia una struttura del proprio parco impianti sbilanciata verso quella specifica tipologia che le assicura un vantaggio competitivo rilevante per la definizione dei prezzi, soprattutto nelle ore di maggior domanda di energia elettrica (impianti di punta, tipicamente impianti turbogas semplici e impianti idroelettrici a pompaggio).

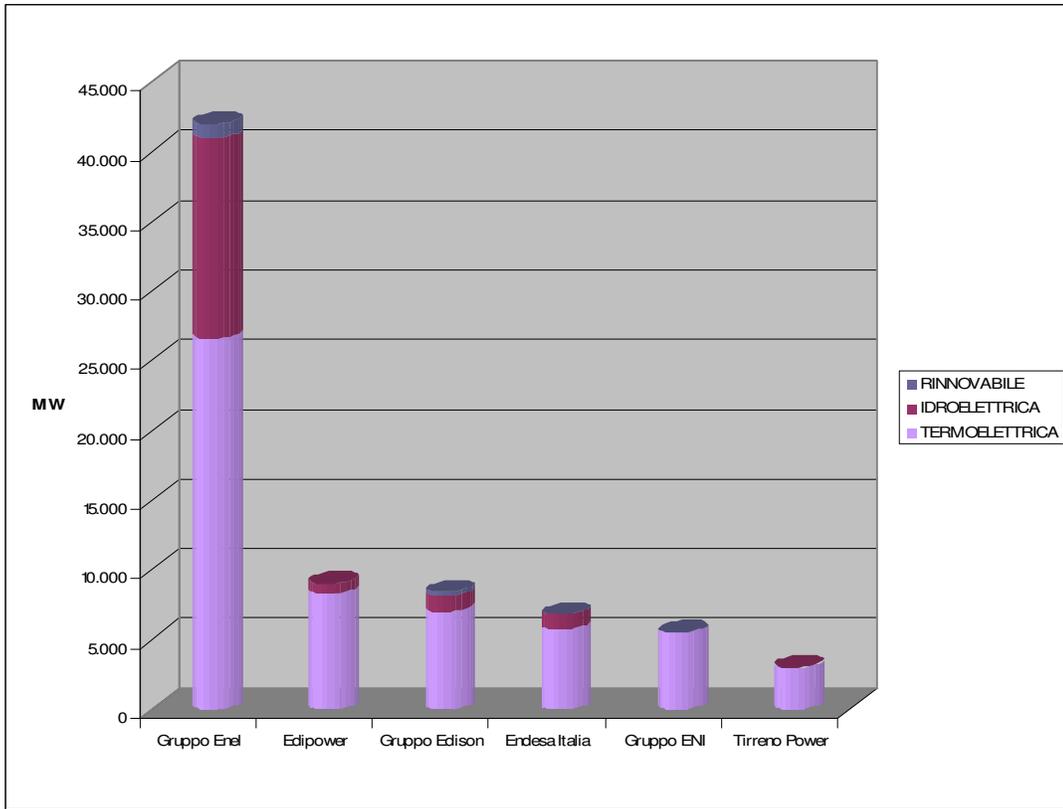


Figura 13: Composizione del parco elettrico dei maggiori operatori (2007)

Per di più, con riferimento alla localizzazione geografica degli impianti, Enel è caratterizzata da una capillare presenza nelle varie aree del Paese. Sulla base delle dichiarazioni dell'operatore, la potenza netta installata a fine 2008 era così distribuita:

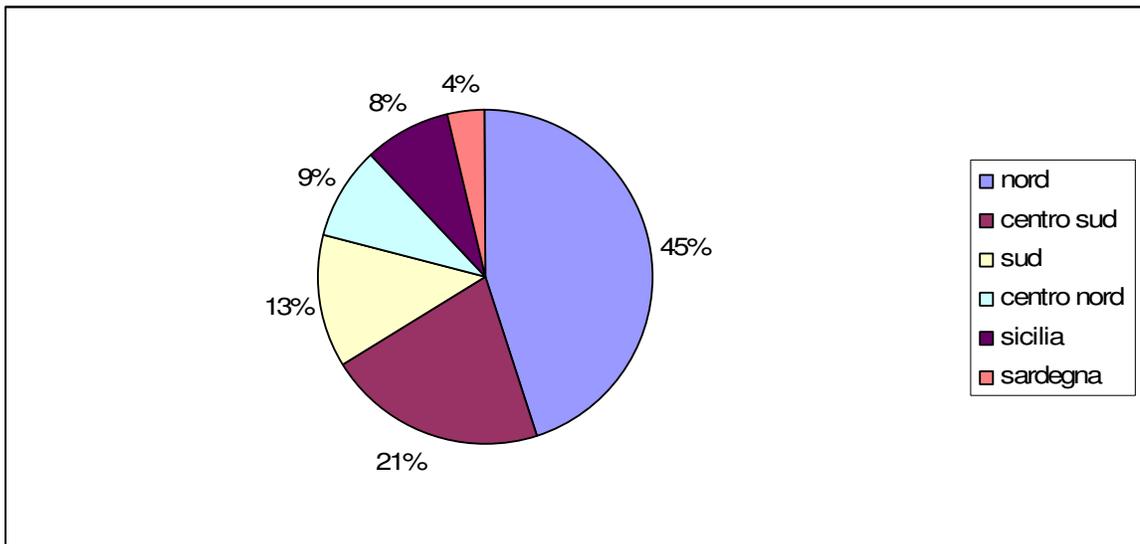


Figura 14: Distribuzione geografica della potenza installata di Enel (2008)

Gli altri operatori presentano invece ripartizioni più squilibrate, con percentuali elevatissime dei propri impianti localizzate al Nord.

Per concludere la descrizione dell'offerta di energia elettrica in Italia, si procede ad una breve analisi della capacità produttiva installata sul territorio nazionale. La potenza efficiente⁴⁶ installata in Italia, censita da Terna, al 31 dicembre 2007, era di 97.227 MW (93.598 MW al netto dei servizi ausiliari e delle perdite). Nella tabella seguente è riportata potenza efficiente installata per tipologia di impianto dal 2004 al 2007⁴⁷.

	2004			2005		
	lorda	netta	disponibile alla punta	lorda	netta	disponibile alla punta
termoelettrici	62.213	59.632	389.502	21.343	20.993	137.001
idroelettrici	21.073	20.744	135.501	65.357	62.836	422.002
eolici e fotovoltaici	1.139	1.135	2.503	1.646	1.642	4.003
totale	84.424	81.512	52.750	88.345	85.470	56.300
	2006			2007		
	lorda	netta	disponibile alla punta	lorda	netta	disponibile alla punta
termoelettrici	21.429	21.072	13.800	72.951	69.693	47.600
idroelettrici	69.061	66.467	44.600	21.476	21.117	12.900
eolici e fotovoltaici	1.916	1.909	500	2.801	2.789	650
totale	92.405	89.449	58.900	97.227	93.598	61.150

Tabella 6: Potenza efficiente degli impianti elettrici di generazione in Italia (MW)

Rispetto al 2004, la capacità di generazione installata sul territorio nazionale ha registrato una crescita complessiva di 12.087 MW (+14,83%). Nel corso degli ultimi anni, infatti, si è assistito a un graduale **rinnovamento del parco produttivo italiano caratterizzato principalmente dalla trasformazione in ciclo combinato di impianti esistenti e dalla realizzazione di nuovi impianti**. Il maggior incremento in valore assoluto è da attribuire

⁴⁶ La potenza efficiente di un sistema di generazione elettrica è costituita dalla massima capacità di generazione da parte di tutti gli impianti disponibili in condizioni di funzionamento ottimali. La potenza efficiente è lorda se misurata ai morsetti dei generatori elettrici dell'impianto o netta se misurata all'uscita dello stesso, dedotta cioè la potenza assorbita dai servizi ausiliari dell'impianto e dalle perdite nei trasformatori di centrale (in genere, la potenza netta disponibile all'uscita dalle centrali è inferiore di circa il 4-5% rispetto a quella nominale installata).

⁴⁷ La fonte dei dati è Terna SpA.

agli impianti di tipo termoelettrico (+10.060 MW), mentre in termini percentuali è da segnalare l'incremento di potenza derivante dall'installazione di centrali eoliche e fotovoltaiche (+145,69%).

Considerando un orizzonte temporale più ampio, si nota un deciso aumento degli investimenti in generazione a partire dal 2003 (vedi Figura 15)⁴⁸. Il c.d. “decreto sblocca-centrali”, convertito nella Legge 55/2002, ha infatti accelerato le procedure di costruzione delle nuove centrali: le centrali di potenza superiore a 300 MW sono dichiarate opere di utilità pubblica e soggette ad un'unica approvazione del Ministero delle Attività Produttive. La motivazione ufficiale del decreto era di limitare il rischio di futuri black-out elettrici, legato all'insufficienza della capacità di generazione in rapporto ai picchi di domanda. Ma alla base della decisione c'era anche l'intenzione di superare il conflitto Stato-Regioni relativamente al rilascio delle autorizzazioni per l'installazione di nuova capacità, che negli anni 1999-2003 aveva causato un blocco degli investimenti in generazione. Con le procedure previste dalla Legge 55/02, sono stati autorizzati complessivamente circa 45 impianti di produzione.

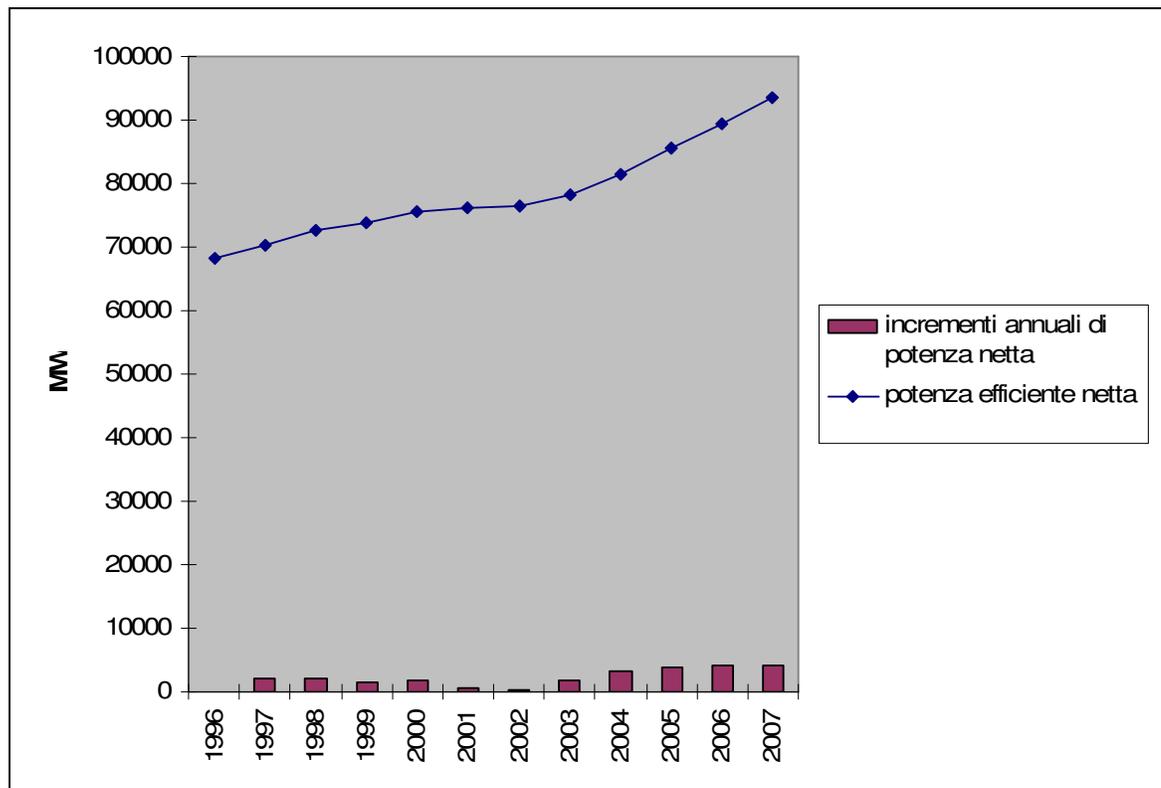


Figura 15: Andamento e variazioni annuali di capacità di generazione del parco elettrico italiano

⁴⁸ La fonte dei dati è Terna SpA.

Di regola, solo una parte della potenza efficiente è praticamente disponibile. Nel 2007, la potenza disponibile alla punta sulla rete nazionale (cioè la potenza effettivamente erogata dagli impianti di generazione per far fronte alle punte di domanda) è stata in media di 61.150 MW, cioè circa il 37% in meno di quella efficiente (vedi Tabella 6). In corrispondenza della punta invernale delle ore 17 del 21 Novembre 2007, ad esempio, la potenza disponibile era pari a 52.822 MW, a fronte di una richiesta di 55.216 MW. Alla copertura della domanda di punta ha contribuito il saldo con l'estero per il 4.33%⁴⁹. Il margine di riserva del parco di generazione italiano risulta in generale piuttosto esiguo rispetto alla domanda di punta. Le ragioni della **differenza tra potenza efficiente e potenza disponibile** sono legate alle indisponibilità di lungo e di breve periodo del parco di generazione. Per tutti i tipi di impianto, da un lato sono ovviamente possibili incidenti e guasti imprevisti, dall'altro vanno considerate le interruzioni programmate per manutenzioni, potenziamenti e trasformazioni e gli arresti per limitazioni normative. Nel caso dell'idroelettrico, in particolare, la potenza nominale indica il valore massimo che si raggiunge in condizioni ottimali di portata d'acqua. Vi sono quindi limitazioni, anche molto rilevanti, dovute a motivi di carattere idrologico che si presentano sistematicamente nei periodi invernale ed estivo. Nel caso del termoelettrico, invece, l'indisponibilità è periodica e in genere di lunga durata, per manutenzioni, ripotenziamenti, mancate autorizzazioni, ecc.. Inoltre vi sono impianti che funzionano solo alcuni mesi (tipico il caso delle centrali per lavorazioni stagionali, come nel caso degli zuccherifici). Infine anche una eventuale riduzione delle disponibilità di acqua per il raffreddamento (ad esempio in caso di siccità) obbliga a ridurre la potenza se non, addirittura, a fermare gli impianti. Infine, la potenza degli impianti eolici e fotovoltaici è connessa ad una fonte primaria molto discontinua. Pertanto, per questi impianti si considera una potenza disponibile alla punta pari a circa 25% della potenza installata. Oltre alle indisponibilità accidentali o legate ad esigenze tecniche, la letteratura sul potere di mercato nel settore elettrico⁵⁰ indica l'ipotesi di comportamento strategico dei produttori di energia elettrica, che hanno incentivo a dichiarare temporaneamente chiuso o indisponibile un impianto in

⁴⁹ La fonte dei dati è Terna SpA.

⁵⁰ Vedi capitolo 2, sezione B, § 2.

modo da creare una “scarsità” artificiale e fare aumentare il prezzo dell’energia elettrica nelle ore di picco⁵¹.

Nel 2007, il parco termoelettrico pesava per quasi tre quarti della capacità di generazione complessivamente installata sul territorio nazionale, il parco idroelettrico per il 23% e il parco eolico e fotovoltaico per il 3%.

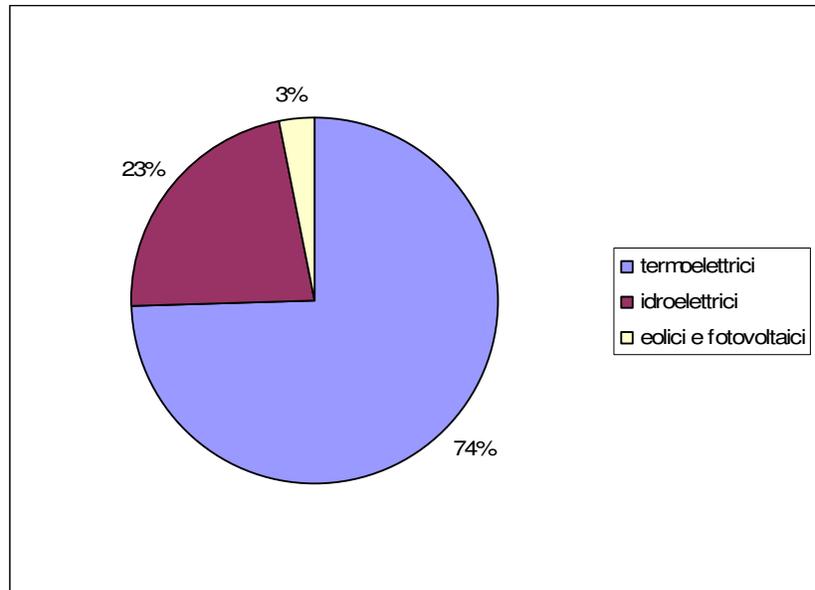


Figura 16: Potenza netta del parco elettrico italiano per fonti al 31 dicembre 2007

Con riferimento alla tipologia di combustibili utilizzati, il parco termoelettrico italiano è caratterizzato da un utilizzo estensivo del gas naturale, seguito dai prodotti petroliferi. L’utilizzo del gas naturale è aumentato negli ultimi anni rispetto all’utilizzo dei prodotti petroliferi.

La ripartizione della potenza (efficiente netta) per localizzazione geografica degli impianti appare particolarmente squilibrata (Figura 17). Al Nord è ubicata poco più della metà della capacità disponibile in Italia, seguono il Sud (21%), il Centro (16%) e le

⁵¹ Col sistema ad asta uniforme, il prezzo dell’energia elettrica all’ingrosso si determina sulla base del prezzo fissato dall’ultimo impianto disacciato dal gestore. Tuttavia, dichiarando temporaneamente chiuso o indisponibile un impianto, un produttore può realizzare su tutti gli altri impianti rendite inframarginali maggiori di quelle ricavabili in assenza di indisponibilità. La riduzione dell’offerta derivante da questa manovra ha infatti l’effetto di spostare la curva di offerta del sistema verso l’asse dei prezzi, facendo sì che marginale diventi un impianto caratterizzato da costi più elevati.

isole (7% e 4%)⁵². Da questi dati emerge che la distribuzione dei progetti di costruzione dei nuovi impianti autorizzati dalla Legge 55/2002, non è risultata coerente con le zone che presentavano deficit strutturali di energia. Circa il 41% degli impianti entrati in servizio è localizzato nell'area settentrionale del Paese, mentre circa il 50% degli impianti autorizzati (in costruzione o con i cantieri non ancora avviati) è concentrato nel meridione, principalmente in Campania, Puglia e Calabria.

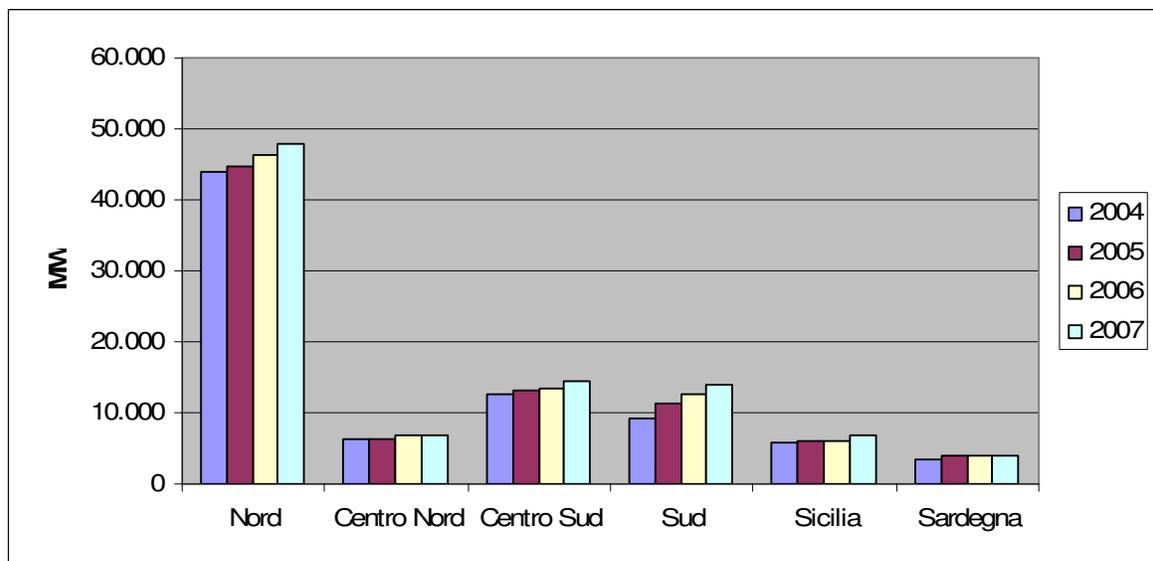


Figura 17: Potenza efficiente netta per localizzazione geografica

⁵² La fonte dei dati è Terna SpA.

3. Sintesi dei risultati del mercato elettrico

La sintesi annuale dei risultati del mercato elettrico è illustrata dalla seguente tabella⁵³:

periodo	Prezzo d'acquisto. PUN (€/MWh)			Quantità totali (MWh)	Liquidità (%)	n. operatori al 31/12
	media	min	max			
2004 ^{b4}	51,6	1,1	189,19	231.571.983	29,1	73
2005	58,59	10,42	170,61	323.184.850	62,8	91
2006	74,75	15,06	378,47	329.790.030	59,6	103
2007	70,99	21,44	242,42	329.949.207	67,1	127

Tabella 7: Sintesi annuale MGP

Il numero degli operatori iscritti al mercato è aumentato gradualmente nel corso degli anni, passando dai 73 nel 2004 ai 127 nel 2007 (+74%).

I volumi negoziati in borsa sul Mercato del Giorno Prima hanno raggiunto il valore storico massimo di 221 TWh nel 2007. La liquidità del MGP, intesa come rapporto tra le quantità di borsa e le quantità totali di energia scambiate sul MGP, ha raggiunto il picco storico del 67,1%. Secondo la Relazione annuale dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas relativa al 2007, l'incremento dell'utilizzo della borsa elettrica per l'approvvigionamento dell'energia rispetto al totale dei consumi nazionali è legato sia all'aumento delle transazioni da parte di operatori non istituzionali, sia dal lato vendita sia dal lato acquisto, sia alla crescita delle transazioni sulle zone estere. Quest'ultimo aspetto costituisce un segno della progressiva integrazione del mercato e delle notevoli opportunità di prezzo sulle principali borse europee.

Per quanto riguarda il prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso, dopo tre anni di crescita il 2007 ha registrato il primo ribasso annuo del PUN. Il prezzo medio di acquisto nel 2007 è stato pari a 70,99 €/MWh, in calo di circa 4 €/MWh rispetto al 2006 (-5%) ma ancora sensibilmente superiore ai valori del 2005 e del 2004. Come mostrato dalla Figura 18, **la differenziazione del prezzo tra la fascia di picco e la fascia fuori picco è molto**

⁵³ La fonte dei dati è GME.

⁵⁴ I dati sono relativi ai nove mesi dal 01/04/2004 al 31/12/2004.

accentuata e dipende dalla marcata variabilità oraria della domanda di energia elettrica⁵⁵.

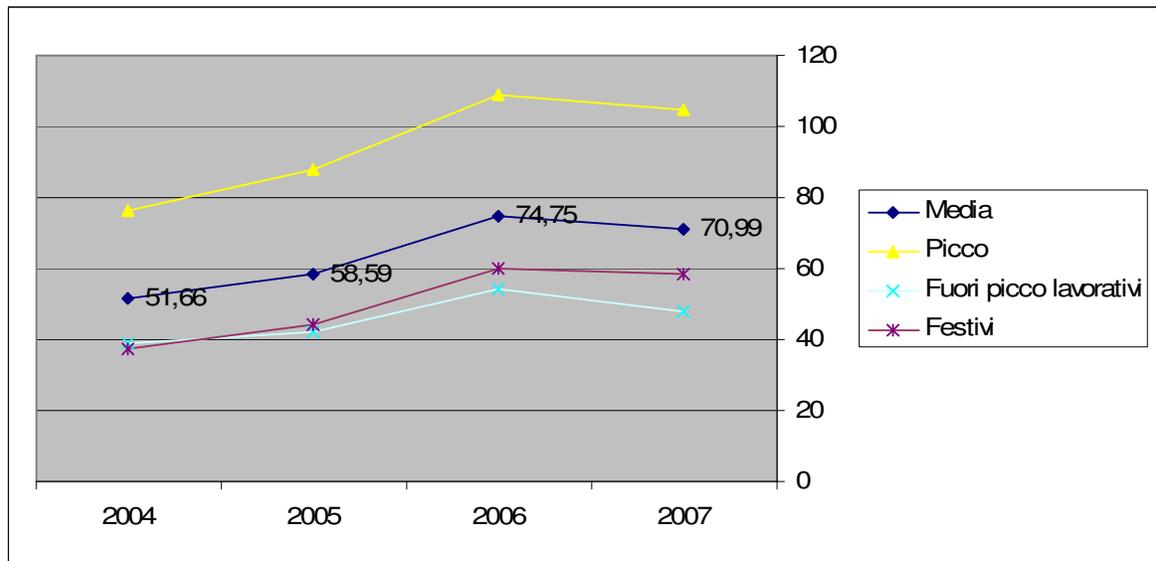


Figura 18: PUN medio annuale per fasce orarie

L'andamento del PUN medio mensile (Figura 19) mostra quotazioni più alte nei mesi di maggiore domanda (mesi estivi e mesi invernali). Particolarmente rilevante è il picco raggiunto nel mese di novembre 2007, quando il prezzo medio d'acquisto ha toccato il massimo storico di 90,82 €/MWh, per effetto degli alti prezzi sulle borse europee limitrofe e del conseguente calo delle importazioni nette (che in alcune ore ha dato luogo a fenomeni di esportazione).

⁵⁵ L'AEEG ha fissato le seguenti fasce orarie con decorrenza 1 gennaio 2007 (delibera AEEG n. 181/06):

- F1 (ore di picco): nei giorni dal lunedì al venerdì dalle ore 8.00 alle ore 19.00;
- F2 (ore intermedie): nei giorni dal lunedì al venerdì dalle ore 7.00 alle ore 8.00 e dalle ore 19.00 alle ore 23.00, nei giorni di sabato dalle ore 7.00 alle ore 23.00;
- F3 (ore fuori picco): nei giorni dal lunedì al venerdì: dalle ore 23.00 alle ore 7.00, nei giorni di domenica e festivi tutte le ore della giornata.

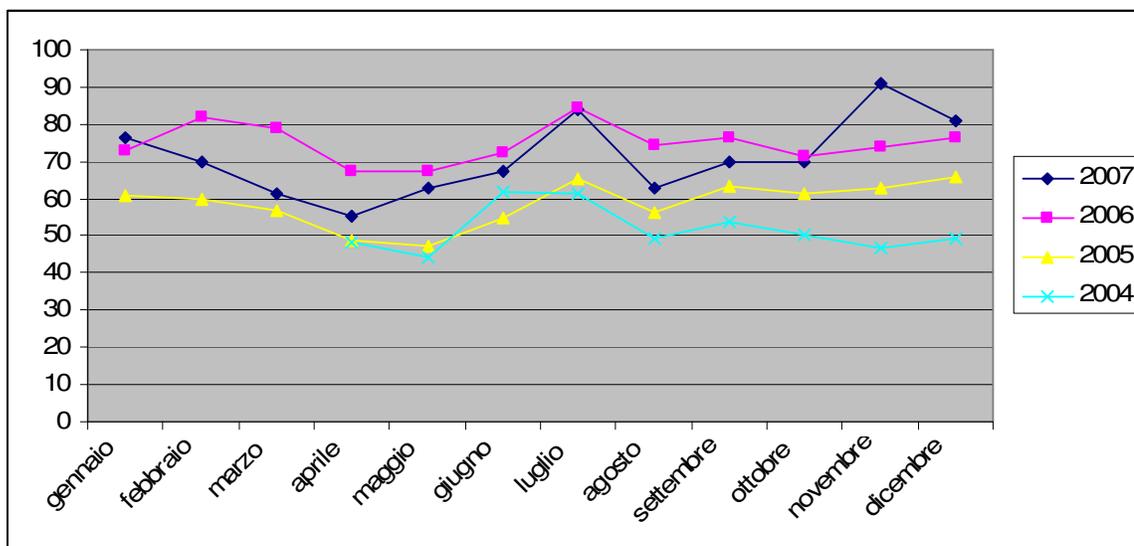


Figura 19: PUN medio mensile (€/MWh)

Come è stato documentato, la produzione di energia elettrica in Italia è fortemente basata sui combustibili fossili: ciò comporta una **stretta relazione tra prezzo dell'energia elettrica e prezzo del petrolio**. Il PUN medio mensile ha evidenziato una crescita sostanzialmente in linea con le quotazioni del Brent, usato come proxy dei costi dei combustibili in ragione della sua elevata correlazione sia coi prezzi dei prodotti petroliferi sia con quelli del gas (Figura 20⁵⁶). In particolare, il ribasso annuo del PUN nel 2007 dopo tre anni di crescita è sostanzialmente riconducibile all'andamento del prezzo del petrolio. Nonostante il valore del Brent nel corso dell'anno sia costantemente aumentato, questo aumento è stato compensato da due fenomeni: da un lato il sensibile apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro, che ha notevolmente ridotto il costo della fornitura di petrolio, dall'altro il ritardo con cui le variazioni del Brent si riflettono sui prezzi dell'energia, legato alla struttura contrattuale degli approvvigionamenti di combustibili, in seguito al quale nel 2007 il prezzo dell'energia non ha incorporato pienamente gli aumenti del costo dei combustibili verificatisi nell'ultimo quadrimestre.

⁵⁶ Per i prezzi del Brent sono state utilizzate le quotazioni del Brent Spot Dated (*EIA – Energy Information Administration*), convertite in euro a barile attraverso le quotazioni pubblicate dalla Banca d'Italia.

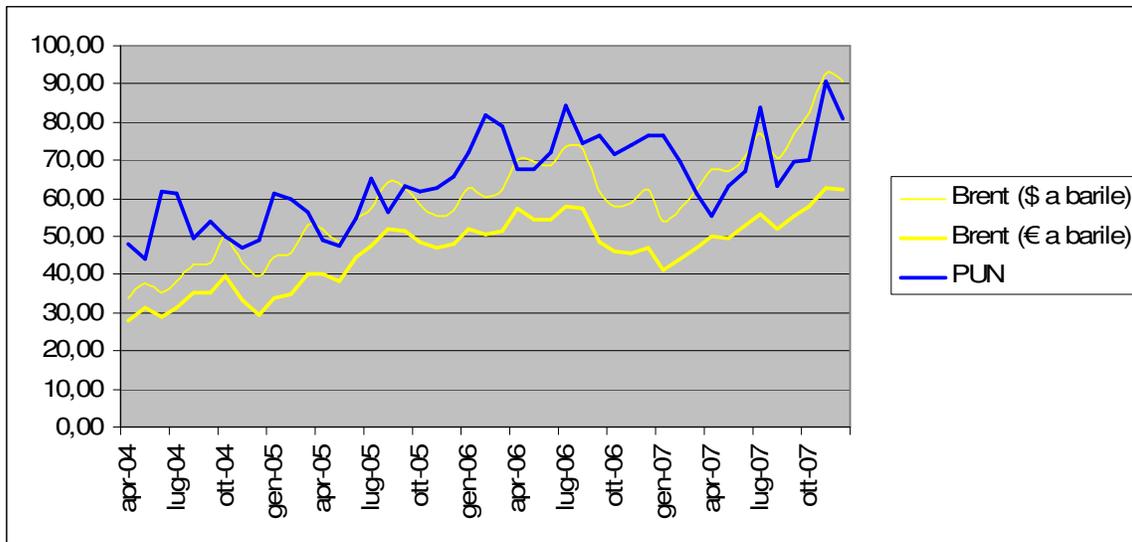


Figura 20: Serie medie mensili del PUN e del Brent

Per quanto riguarda i prezzi zonali di vendita, **il prezzo della zona Nord è risultato, per il quarto anno consecutivo, il più basso**, attestandosi a 68,47 €/MWh. **La Sicilia è risultata la zona più costosa**, con 79,51 €/MWh. La Sardegna è risultata la seconda zona più costosa con 75 €/MWh⁵⁷. La forbice tra i prezzi zonali è aumentata rispetto al 2006, tornando agli elevati valori del 2004. Tale incremento è legato alla simultanea forte contrazione del prezzo nella zona Nord e al modesto incremento in controtendenza del prezzo in Sicilia. La forbice è tuttavia in crescita anche sul continente (circa 4,75 €/MWh), dove le zone diverse dal Nord hanno esibito prezzi prossimi ai 73 €/MWh e riduzioni tendenziali inferiori ai 3 €/MWh (-3%). Secondo la relazione annuale del GME relativa al 2007, la differenza tra i prezzi zonali è risultata minima nelle ore fuori picco, leggermente più alta nelle ore festive e massima nelle ore di picco. Inoltre, il primato opposto delle zone Nord e Sicilia è risultato pressoché costante in tutti i mesi dell'anno. **I differenziali di prezzo tra zone riflettono sostanzialmente tre fattori: le differenze strutturali nell'equilibrio domanda-offerta di ciascuna zona; l'effetto dei limiti di transito tra zone; le differenze nel comportamento di offerta degli operatori.** L'importanza del comportamento di offerta nelle diverse zone nello spiegare il crescente divario dei prezzi zonali sarà da valutare rispetto all'impatto dei fattori strutturali.

⁵⁷ La fonte dei dati è GME.

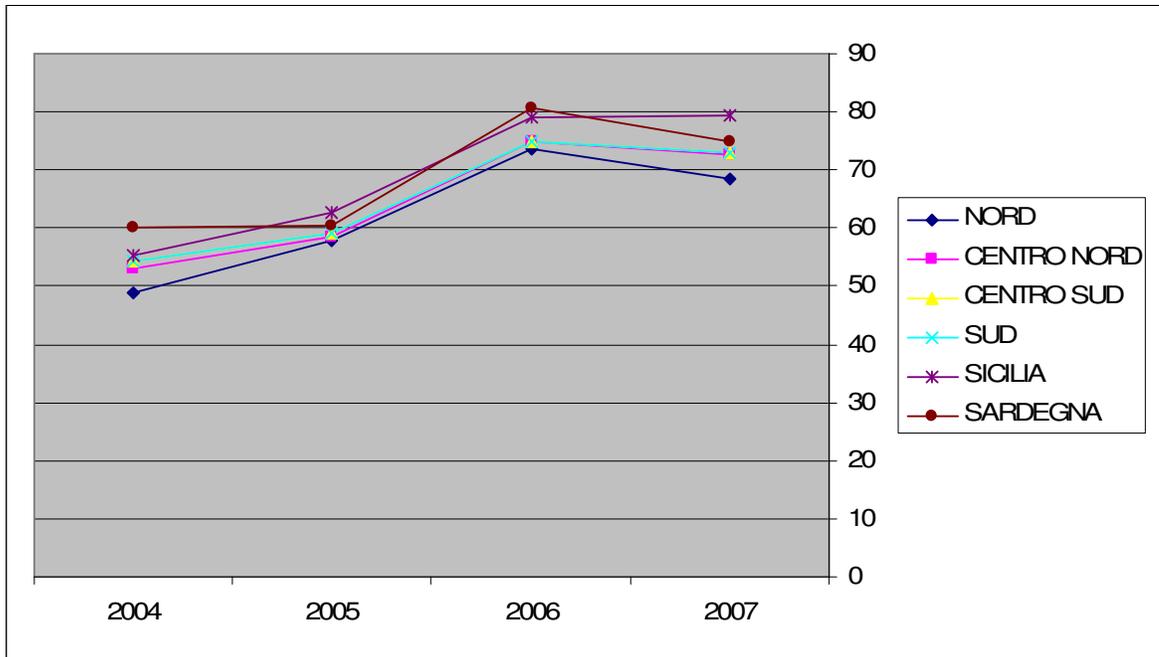


Figura 21: Andamento dei prezzi zonali medi

Da un confronto internazionale dei prezzi dell'energia elettrica, nel 2007 **il prezzo medio annuale della borsa elettrica italiana si riconferma il prezzo più alto rispetto ai livelli registrati nelle altre principali borse europee**: il prezzo medio dell'energia elettrica all'ingrosso è stato, infatti, pari a 37,99 €/MWh sulla borsa tedesca (EEX), 40,88 €/MWh sulla borsa francese (Powernext), 39,35 €/MWh sulla borsa spagnola (OMEL) e 27,93 €/MWh sulla borsa scandinava (NordPool). Questi numeri si confrontano con i 70,99 €/MWh registrati sulla borsa italiana nel MGP⁵⁸. Tale prezzo più elevato è principalmente riconducibile al diverso mix di combustibili del nostro Paese. Gli altri Paesi, infatti, hanno una produzione meno squilibrata sugli impianti a gas e a olio combustibile: una larga parte dell'energia elettrica venduta in Germania proviene da impianti nucleari o a carbone, in Francia da impianti nucleari, in Spagna da energie rinnovabili e da impianti nucleari.

⁵⁸ La fonte dei dati è GME.

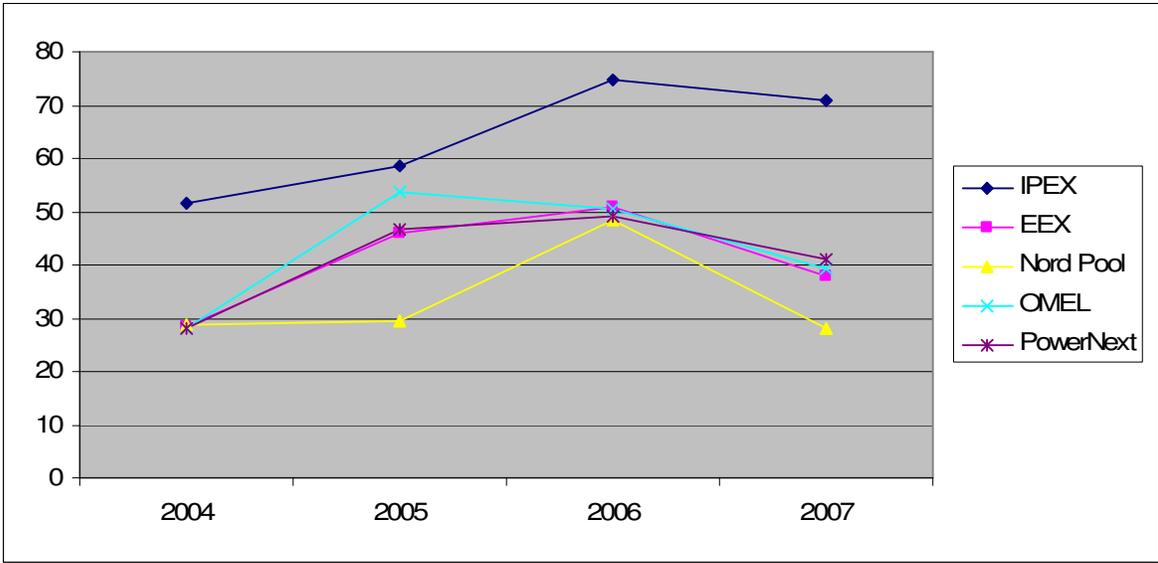


Figura 22: Prezzo medio annuale (€/MWh)

CAPITOLO 4 – MODELLIZZAZIONE DEL POTERE DI MERCATO NEL SETTORE ELETTRICO

Volendo classificare i vari metodi per individuare l'esercizio di potere di mercato nel mercato elettrico, una prima distinzione è tra i metodi applicati ex-ante, alla ricerca dell'esistenza di un potenziale potere di mercato, e quelli applicati ex-post, successivamente al verificarsi del comportamento abusivo, ricercando l'effettivo esercizio di potere di mercato. Alcuni metodi sono applicati al mercato nel suo insieme, per cui non individuano l'impresa o le imprese in particolare responsabili dei problemi derivanti dall'utilizzo di potere di mercato (come gli indici di concentrazione). Altri sono applicati a livello della singola impresa (come il *pivotal supply index*). La maggior parte dei metodi possono essere applicati sia a livello dell'intero mercato sia a livello locale. Alcuni indici invece catturano esclusivamente l'esercizio locale di potere di mercato e approfondiscono i problemi legati alla rete di trasmissione.

La classificazione più significativa è, tuttavia, quella tra i modelli in forma ridotta e i modelli di simulazione (*competitive benchmark price analysis* e modelli strategici avanzati). Mentre i primi indagano la relazione tra variabili strutturali del settore (ad es. la concentrazione) e indici di potere di mercato in termini di mark-up (ad es. indice di Lerner) allo scopo di mettere a punto strumenti sintetici di misura/monitoraggio del potere di mercato, i secondi cercano di riprodurre alcuni aspetti del mercato elettrico, con l'obiettivo di confrontare ex-post i risultati della simulazione con gli esiti di mercato o di simulare ex-ante gli effetti sull'equilibrio di mercato di variazioni nella struttura e nel design del mercato. In particolare, i modelli strategici si servono della teoria dei giochi per derivare l'equilibrio del mercato elettrico, dove ciascun giocatore ha come obiettivo la massimizzazione del proprio profitto ma il risultato ottenibile dal singolo dipende dalle scelte compiute da tutti i giocatori.

1. Modelli in forma ridotta

Assumono che **la misura nella quale un'impresa esercita potere di mercato dipende in larga misura da aspetti strutturali del settore**, ovvero da caratteristiche della capacità produttiva, dei costi e della domanda; i comportamenti delle imprese sono espressione di tali elementi della struttura di mercato, che quindi descrivono in maniera esaustiva le potenzialità per l'esercizio del potere di mercato.

Lo strumento di analisi è una **relazione in forma ridotta tra indicatori strutturali del settore e indici del potere di mercato in termini di mark-up**.

L'obiettivo è la messa a punto di strumenti sintetici di misura/monitoraggio delle condizioni strutturali di base del potere di mercato. In molti casi, in particolare per quanto riguarda il settore elettrico, è impossibile misurare i margini prezzo-costi, in quanto i costi sono informazione privata dei produttori. Per questo è utile disporre di indicatori strutturali che permettano di valutare la potenzialità di potere di mercato. Il test della loro efficacia è l'abilità di predire l'effettivo esercizio di potere di mercato o la loro correlazione con l'eccesso del prezzo di mercato rispetto al livello competitivo di riferimento.

1.1 Indici di potere di mercato

Sono chiamati anche *behavioural indices*, in quanto catturano il comportamento dell'impresa, ricercando l'evidenza dell'**effettivo esercizio del potere di mercato**. Appartengono alla categoria degli indici ex-post, in quanto la loro applicazione è successiva al verificarsi del comportamento che ha configurato un abuso.

Come noto, l'**indice di Lerner** è basato sul mark-up, definito come lo scostamento del prezzo di mercato dai costi marginali dell'impresa. Come già detto in precedenza, prezzi elevati (o ridotta quantità offerta) non costituiscono una prova dell'effettivo esercizio del potere di mercato. La difficoltà è dunque quella di sviluppare indici che permettano di discriminare tra prezzi elevati risultanti da scarsità "naturale" e quelli dovuti all'esercizio di potere di mercato.

Nel caso del settore elettrico, le imprese price-taker dovrebbero offrire la produzione dei loro impianti al costo marginale. Pertanto, il confronto del prezzo di vendita offerto da un produttore con il costo marginale costituisce una misura significativa per determinare l'esercizio del potere di mercato sui mercati elettrici. Se un'impresa offre frequentemente

prezzi ben al di sopra del costo marginale, potrebbe stare esercitando potere di mercato. È utile quindi fare riferimento ad **indici di Lerner da bid-up** della singola impresa, *qualora se ne conoscano le offerte*:

$$LI_i^B = \frac{p_i - MC_i}{p_i},$$

dove p_i è il prezzo di vendita proposto dalle imprese chiamate a produrre. In un'asta a prezzo uniforme, gli indici possono essere applicati alle offerte della singola impresa, nel qual caso il costo marginale appropriato è quello dell'impresa che ha fatto l'offerta. In un'asta discriminatoria, invece, l'applicazione del margine prezzo-costo è appropriata solo per il generatore marginale. In entrambi i casi, un mercato perfettamente competitivo non dovrebbe generare alcun surplus per cui l'indice di Lerner dovrebbe essere pari a 0.

Un'altra considerazione necessaria è che in molte situazioni di oligopolio, l'interazione strategica porta a prezzi sopra-concorrenziali anche se le imprese non si coordinano per determinare prezzi artificialmente elevati. Oppure, un'impresa dominante può avere extra-profitti, pur non sfruttando i propri vantaggi per escludere le rivali. In altri termini, non è possibile concludere da indici di mark-up o di bid-up che una o più imprese, autonomamente o in coordinamento, stiano manipolando il mercato. Al fine di identificare comportamenti anticoncorrenziali, il benchmark appropriato rispetto a cui confrontare il prezzo di equilibrio non sarebbe dunque il costo marginale, ma il prezzo ottenuto da una simulazione dell'esito di un'interazione strategica (non collusiva), con le regole dello specifico mercato (**indice di Lerner da gioco simulato**):

$$LI_i^S = \frac{p_i - p^S}{p^S},$$

dove p^S è il prezzo di equilibrio del gioco simulato.

Una delle maggiori difficoltà degli studi empirici che stimano il margine prezzo-costo è di individuare le variabili di riferimento su cui costruire la curva dei costi marginali. L'approssimazione più comunemente utilizzata per il costo marginale di breve periodo è il **costo variabile del combustibile** a livello di singolo impianto, che a sua volta è funzione del tipo di combustibile, del prezzo del combustibile e del tasso di efficienza termica dell'impianto. Tuttavia, vi sono alcuni problemi legati a questo approccio:

- Ci sono altri costi variabili che sono difficili da quantificare, come i c.d. *operational and maintenance costs*;

- I costi variabili non rappresentano necessariamente un'approssimazione dei costi marginali per quelle unità che presentano un costo opportunità significativo. Il costo variabile dell'energia idroelettrica, ad esempio, corrisponde per lo più al ricavo cui il produttore rinuncia vendendola in un certo istante anziché in un altro, o su un mercato piuttosto che su un altro. Anche per gli impianti termoelettrici e nucleari, può esistere un costo opportunità, in aggiunta al costo operativo, legato alla possibilità di vendere l'energia su altri mercati.
- I dati relativi ai costi variabili possono essere confidenziali e difficili da ottenere. I costi variabili dipendono, fra le altre cose, dalla strategia di approvvigionamento delle materie prime energetiche e dalle condizioni stipulate nei contratti di fornitura (indicizzazione al prezzo del petrolio, previsione di quantità minima o massima, ecc...). Sono dunque espressione di specifiche scelte di produzione.
- Rimane aperta la questione se sia più appropriato considerare i costi marginali di lungo periodo o quelli di breve periodo.

Oltre alle questioni metodologiche ci sono anche importanti questioni strutturali. Anche in mercati perfettamente competitivi, il prezzo di mercato può eccedere il costo marginale dell'ultimo impianto chiamato a produrre se l'offerta è limitata. In presenza di deficit di capacità produttiva, infatti, prezzi elevati sono imposti dal gestore del mercato per evitare squilibri del mercato. Questo tipo di margine prezzo-costi è detto “*scarcity pricing*” e non è una dimostrazione di esercizio del potere di mercato. Alcuni studi fissano il margine prezzo-costi a zero nelle ore in cui non c'è capacità disponibile, affinché i prezzi elevati in questi periodi non siano interpretati come evidenza di potere di mercato.

Nel valutare l'andamento dei prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica, occorre considerare anche fattori quali le condizioni dei mercati up-stream, cioè quantità e prezzi delle fonti energetiche, il livello di domanda e la quantità di energia importabile, che Joskow e Kahn (2002)⁵⁹, nella loro analisi dell'incremento anomalo dei prezzi dell'energia verificatosi in California nell'estate del 2000, identificano come “*market fundamentals*”.

Per queste ragioni, anche se uno studio evidenzia un ampio mark-up, è comunque difficile stabilire se sia dovuto all'abuso di potere di mercato o ad un errore di misurazione. Tra le critiche mosse agli indicatori appena illustrati, infatti, vi è quella di non evidenziare in

⁵⁹ Joskow P., Kahn E., 2002, A Quantitative Analysis of Pricing Behavior In California's Wholesale Electricity Market During Summer 2000: The Final Word. *The Energy Journal*, Vol 23, No. 4.

modo incontestabile che la discrepanza tra prezzi e costi marginali sottostanti sia riconducibile ad un comportamento strategico dei generatori.

1.2 Indicatori strutturali

La struttura del mercato elettrico è per lo più caratterizzata da concentrazione nella produzione, ovvero dalla presenza di operatori di dimensioni elevate, a fronte di concorrenti di dimensioni inferiori (impresa dominante), oppure dalla presenza di pochi operatori con dimensioni paragonabili (oligopolio simmetrico). Anche quando l'analisi del potere di mercato si basa su semplici indici strutturali, questi dovrebbero catturare le peculiarità del settore elettrico con cui è possibile esercitare potere di mercato, quali la periodicità della domanda, i vincoli di trasporto, la struttura e le caratteristiche tecniche della generazione. Accanto ai tradizionali indici di concentrazione, lo sviluppo di indicatori costruiti ad-hoc per il mercato elettrico, quali il *Residual Supply Index*, rappresentano un primo passo in tale direzione.

1.2.1 Indici tradizionali di concentrazione

Gli indicatori di concentrazione più comunemente e tradizionalmente utilizzati nell'analisi del potere di mercato per un generico mercato sono il **rapporto di concentrazione** (CR_n), che corrisponde alla quota di mercato cumulata delle prime n imprese, ordinate per dimensione, cioè per quantità di output, e l'**indice di Herfindahl-Hirschman (HHI)**, che è la somma dei quadrati delle quote di mercato detenute da ciascuna impresa presente nel settore. La motivazione alla base dell'utilizzo degli indici di concentrazione è che più il mercato è concentrato, più probabile è l'esercizio di potere di mercato da parte delle imprese partecipanti: ad esempio, un elevato valore dell'indice HHI indica che esiste la possibilità, nel mercato che si sta osservando, di esercizio di potere di mercato, perché corrisponde a situazioni che favoriscono tale comportamento; settori caratterizzati da un indice HHI elevato ospitano, infatti, un oligopolio simmetrico oppure un operatore dominante. In tutti i settori, poi, la possibilità per un operatore di fissare i prezzi al di sopra del livello competitivo dipende anche dall'elasticità della domanda. Per le considerazioni generali sugli indici di concentrazione e per la relazione tra tali indici e gli indicatori di performance, si rimanda al §4 del cap.1.

Lo sviluppo di semplici indici strutturali per l'analisi del potere di mercato deve catturare le peculiarità con cui, nei diversi settori, è possibile esercitare potere di mercato. Nel caso del settore elettrico, i limiti degli indici di concentrazione sono particolarmente evidenti, poiché tali indicatori non riescono a catturare gli aspetti maggiormente specifici al mercato elettrico. Borenstein et al. (1999)⁶⁰, Newbery et al. (2004)⁶¹, Fumagalli e Garrone (2005)⁶² mettono in evidenza i limiti più significativi, come il fatto di non tenere in considerazione la rigidità della domanda, l'esistenza di vincoli significativi alla capacità di generazione e l'impossibilità di stoccaggio dell'energia elettrica.

In primo luogo, per calcolare la concentrazione di un mercato occorre definire l'**ampiezza del mercato rilevante**, che individua il più piccolo contesto (insieme di prodotti/area geografica) nel cui ambito gli operatori possono innescare un confronto competitivo, allo scopo di misurare la posizione degli operatori e valutare le rispettive strategie.

- Il mercato di *prodotto* rilevante comprende tutti quei prodotti e/o servizi che sono considerati intercambiabili o sostituibili dai consumatori, considerando caratteristiche fisico-tecniche, prezzi ed usi del prodotto. Nei mercati elettrici, la scelta cade fra l'energia prodotta, l'energia più le riserve⁶³, la capacità installata (potenza) nel breve periodo e nel lungo periodo. Le quote di mercato sono ovviamente molto diverse a seconda che il calcolo si basi sulla potenza o sulla produzione di energia. La prima grandezza corrisponde alla massima potenza elettrica possibile supponendo tutte le parti dell'impianto interamente in efficienza e nelle condizioni ottimali (di portata e di salto nel caso degli impianti idroelettrici e di disponibilità di combustibile e di acqua di raffreddamento nel caso degli impianti termoelettrici). La seconda grandezza corrisponde alla potenza effettivamente erogata per un certo periodo di tempo ed è influenzata da eventuali indisponibilità degli impianti⁶⁴. Nel calcolo delle quote di

⁶⁰ Borenstein S., Bushnell J., Knittel C.R., 1999, Market Power in Electricity Markets: Beyond Concentration Measures. *The Energy Journal* vol. 20, n. 4, p. 68.

⁶¹ 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.

⁶² Fumagalli E., Garrone P., 2005, Potere di mercato nella borsa elettrica, Politecnico di Milano.

⁶³ Energia e riserva operativa sono beni complementi in quanto possono essere forniti solo congiuntamente, ma sostituiti in quanto la fornitura di riserva comporta un costo-opportunità pari al mancato guadagno che sarebbe derivato dalla vendita dell'energia a programma.

⁶⁴ Per tutti i tipi di impianto, da un lato sono ovviamente possibili incidenti e guasti imprevedibili, dall'altro vanno considerate le interruzioni programmate per manutenzioni, potenziamenti e trasformazioni e gli arresti per limitazioni normative. Nel caso dell'idroelettrico, in particolare, la potenza nominale indica il valore massimo che si raggiunge in condizioni ottimali di portata d'acqua. Vi sono quindi limitazioni, anche molto rilevanti, dovute a motivi di carattere idrologico che si presentano sistematicamente nei periodi

mercato, in genere, si tiene conto della potenza installata per operatore. Sarebbe più opportuno considerare la quantità disponibile per il mercato oggetto di studio: se l'analisi riguarda il prezzo di borsa, dovrebbe essere quella al netto della potenza impegnata in contratti di medio e lungo periodo.

- L'elettricità in diverse ore del giorno non è sostituibile, nel senso che il fabbisogno energetico in certe ore (come le ore centrali) è molto diverso da quello in altri periodi della giornata (come le ore notturne). Di conseguenza, è necessario definire anche una *dimensione temporale*, fornendo un'analisi centrata, oltre che sui tradizionali aspetti merceologici, anche su aspetti di tipo temporale, connessi alla circostanza che l'energia elettrica viene venduta ora per ora nell'arco della giornata.
- Il mercato *geografico* rilevante, infine, comprende l'area in cui le imprese in esame partecipano al gioco domanda-offerta del servizio, è caratterizzato da condizioni di concorrenza sufficientemente omogenee e si distingue dalle aree vicine per condizioni di concorrenza apprezzabilmente differenti. Nel settore elettrico, è particolarmente difficoltoso definire i mercati geografici rilevanti: l'individuazione delle imprese generatrici che direttamente competono fra loro dipende dalla capacità di interconnessione tra le diverse zone. Le eventuali congestioni della rete di trasmissione determinano la segmentazione del mercato nazionale in molteplici mercati locali isolati. Di conseguenza, anche se il mercato nazionale è caratterizzato dalla presenza di più produttori, a livello locale può esserci assenza di competizione, in quanto ogni impresa si comporta da monopolista nel suo sotto-mercato. I confini nazionali, dunque, non definiscono necessariamente il mercato rilevante. Le congestioni variano nel tempo e nello spazio, spostando da luogo a luogo e da istante a istante i confini dei mercati rilevanti. In altre parole, lo stato della rete di trasmissione determina in maniera dinamica la suddivisione del mercato in zone separate, modificando nel tempo l'estensione rilevante di un mercato. **Gli indici di**

invernale ed estivo. Nel caso del termoelettrico, invece, l'indisponibilità è periodica e in genere di lunga durata, per manutenzioni, ripotenziamenti, mancate autorizzazioni, ecc.. Inoltre vi sono impianti che funzionano solo alcuni mesi (tipico il caso delle centrali per lavorazioni stagionali, come nel caso degli zuccherifici). Infine anche una eventuale riduzione delle disponibilità di acqua per il raffreddamento (ad esempio in caso di siccità) obbliga a ridurre la potenza se non, addirittura, a fermare gli impianti. Infine, la potenza degli impianti eolici e fotovoltaici è connessa ad una fonte primaria molto discontinua. Pertanto, per questi impianti si considera una potenza disponibile alla punta pari a circa 25% della potenza installata. Oltre alle indisponibilità accidentali o legate ad esigenze tecniche, la letteratura sul potere di mercato nel settore elettrico indica l'ipotesi di comportamento strategico dei produttori di energia elettrica, che hanno incentivo a dichiarare temporaneamente chiuso o indisponibile un impianto in modo da creare una "scarsità" artificiale e fare aumentare il prezzo dell'energia elettrica nelle ore di picco.

concentrazione forniscono pertanto un'indicazione statica di una proprietà dinamica del mercato.

Di conseguenza, anche se la concentrazione del settore e la quota di mercato di un produttore sono spesso correlate con il potere di mercato, non è sempre questo il caso. **Vi sono, infatti, numerosi fattori al di là del numero e della grandezza delle imprese operanti sul mercato, come la quantità domandata, l'elasticità della domanda, la capacità di trasmissione interzonale e la potenza disponibile da parte dei concorrenti, che influenzano il grado di concorrenza.** Questi fattori non sono catturati dalle tradizionali misure di concentrazione. A causa di questi fattori, anche laddove un produttore abbia una quota di mercato relativamente piccola, può comunque essere in grado di esercitare potere di mercato. Il caso più significativo è quello in cui, durante i periodi in cui la domanda è prossima al limite di capacità, un produttore può risultare indispensabile (pivotal, come si vedrà in seguito) per soddisfarla ed esercitare potere di mercato su volumi anche molto limitati di energia elettrica. Borenstein et al. (1999) notano come, quando tale situazione si verifica, la concentrazione del mercato appare addirittura inferiore, dal momento che i produttori stanno di fatto restringendo strategicamente l'offerta e di conseguenza la loro quota di mercato si riduce. Gli autori hanno riscontrato vari casi in cui il margine prezzo-costi aumenta mentre la concentrazione si riduce.

Alcune modifiche sono state apportate a tali indici in modo da renderli più aderenti alla realtà cui si devono riferire, includendo nelle formule gli aspetti che contraddistinguono situazioni di congestione delle linee. Per quanto riguarda la congestione delle linee di trasmissione, conseguenza di tale fenomeno è la separazione del mercato in diverse aree isolate fra loro in termini di flussi scambio di energia. Viene così suggerito da vari autori di calcolare un indice di Herfindahl relativo alla singola zona e poi di ottenere, se del caso, l'indice relativo all'intero sistema mercato come media ponderata degli indici zionali, prendendo come pesi l'energia prodotta in ogni singola area.

1.2.2 Indicatori specifici al mercato elettrico

Dopo aver evidenziato i limiti che rendono gli indicatori tradizionali poco adatti al mercato elettrico, possiamo ad analizzare alcuni metodi di analisi del potere di mercato che riflettano le caratteristiche principali che influenzano gli esiti del mercato elettrico: la domanda, la capacità complessiva e la capacità disponibile dei maggiori operatori,

considerando anche i loro impegni in contratti di lungo periodo. In generale, tali indicatori considerano la domanda e la capacità complessiva ed individuano il livello di **indispensabilità** dei principali operatori ai fini della copertura del fabbisogno nei mercati geografici rilevanti e, dunque, la loro relativa capacità di fissare il prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica nei suddetti mercati (a fronte di domanda anelastica al prezzo).

Supply Margin Assessment

Partendo dal presupposto che due fattori sono assai rilevanti nel determinare l'esito del mercato, il **livello della domanda** e la **capacità di generazione complessivamente disponibile**, la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) ha adottato, a partire dall'anno 2002, un test di potenziale dominanza nelle ore di picco, il cosiddetto *Supply Margin Assessment* (SMA). Questo test verifica se il *supply margin* (differenza tra la capacità di generazione installata e domanda di picco di un'area) è inferiore alla capacità di un operatore. Se ciò accade, l'operatore è pivotale nel coprire la domanda, ovvero la sua capacità è necessaria a coprire la domanda di picco e, in caso di domanda anelastica al prezzo, è in grado di alzare i prezzi senza limitazioni di sorta. Indicando con K_{PIVOT} la capacità installata dell'operatore soggetto a verifica, K_i la capacità dell'operatore i -esimo, e D^{PEAK} il livello di domanda di picco, il test SMA consiste nel verificare che sia vera la relazione:

$$K_{PIVOT} > \sum_i K_i - D^{PEAK}.$$

Il SMA, tuttavia, è stato criticato sotto un certo numero di aspetti:

- È un indice molto rigido ed è sensibile anche ad una singola ora di pivotalità;
- Non tiene conto degli impegni di lungo periodo degli operatori;
- È calcolato esclusivamente nelle ore di picco per cui non considera altre opportunità di esercitare il potere di mercato. Ad esempio, si possono verificare significativi aumenti di prezzo anche in ore fuori-picco a causa di indisponibilità di impianti. Inoltre, il mercato geografico rilevante è definito dai vincoli alla capacità di trasmissione che dipendono da una precisa combinazione di produzione di energia e domanda in ogni istante.
- Considerando unicamente se il singolo operatore è pivotale durante le ore di picco, l'SMA non considera la possibilità di un'interazione coordinata fra i produttori, sia essa esplicita o tacita.
- La definizione del *supply margin* ignora la necessità di disporre di risorse operative.

Pivotal Supplier Indicator e Residual Supply Index

Un altro indicatore di potenziale dominanza, ancora basato sul concetto di *pivotal supplier*, o operatore necessario alla copertura della domanda, in assenza della cui capacità produttiva si realizzerebbe una situazione di impossibilità di coprire il carico, è il *Pivotal Supplier Indicator* (PSI). Tale indicatore confronta il livello della domanda e la capacità di generazione complessivamente disponibile ed individua l'indispensabilità dei principali operatori ai fini della copertura del fabbisogno nei mercati geografici rilevanti e, dunque, la loro relativa capacità di fissare il prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica nei suddetti mercati (a fronte di domanda anelastica al prezzo). L'indispensabilità è testimoniata da una domanda residuale maggiore di zero per il singolo operatore di mercato. In sintesi, pivot è l'operatore "perno" che garantisce l'equilibrio tra domanda e offerta zonale, in assenza del quale si verificherebbe un gap non colmabile da alcun altro produttore locale o importatore da aree geografiche confinanti interconnesse. Il soggetto che ha il ruolo di pivot quindi, fissa il prezzo su tutti i volumi accettati in asta. **La pivotalità è quindi strettamente legata all'entità della domanda zonale, nonché ai vincoli di capacità di trasmissione, ma non necessariamente alla posizione di maggiore operatore (in termini di quota di mercato) detenuta dall'impresa sul mercato.**

Allo scopo di facilitare la valutazione della pivotalità dei singoli operatori sui mercati geografici rilevanti, il Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (Terna S.p.A.) e l'Autorità Garante per la Concorrenza ed il Mercato assieme all'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, hanno suddiviso l'analisi del mercato elettrico italiano in alcuni casi distinti (Terna, 2005; AEEG – AGCM, 2005)⁶⁵.

- *Assoluta indispensabilità* → la domanda residua dell'impresa *i* nella macrozona *mz*, nell'ora *h*, sarebbe positiva anche nel caso in cui tutta la capacità di transito fosse utilizzata per importare energia da altre macrozone:

$$DR_{mz,h,i} - IMP_{\max\ mz,h} > 0$$

- *Assenza di indispensabilità* → la domanda residua dell'impresa *i* nella macrozona *mz*, nell'ora *h*, sarebbe negativa anche nel caso in cui tutta la capacità di transito fosse utilizzata per esportare energia verso altre macrozone:

$$DR_{mz,h,i} + EXP_{\max\ mz,h} < 0$$

⁶⁵ Terna, 2005, Proposta di calcolo degli indici di monitoraggio del mercato elettrico e AEEG – AGCM, 2005, Indagine Conoscitiva sullo Stato della Liberalizzazione del Settore dell'Energia Elettrica.

- Indispensabilità condizionata ad importazioni limitate da zone confinanti (*potenzialità attiva*) → l'operatore è l'unico a poter colmare la differenza tra la domanda della zona e l'offerta se il flusso di importazioni di energia da zone limitrofe risulta inferiore al massimo consentito dalla capacità di trasporto esistente verso la zona in considerazione:

$$DR_{mz,h,i} > 0 \text{ e } DR_{mz,h,i} - IMP_{\max mz,h} < 0$$

- Indispensabilità condizionata ad esportazioni sufficientemente elevate verso zone confinanti (*potenzialità passiva*) → l'operatore è l'unico a poter colmare la differenza tra la domanda della zona e l'offerta se viene utilizzata, in tutto o in parte, la capacità di esportazione verso altri mercati rilevanti limitrofi (detto altrimenti, quando l'operatore diventa necessario per soddisfare anche parte della domanda di mercati limitrofi interconnessi):

$$DR_{mz,h,i} < 0 \text{ e } DR_{mz,h,i} + EXP_{\max mz,h} > 0$$

Nelle situazioni di potenzialità attiva e potenzialità passiva, l'analisi della sussistenza di potere di mercato unilaterale deve essere condotta esaminando congiuntamente la posizione dell'operatore sui vari mercati rilevanti. Infatti, posto che la potenzialità attiva e quella passiva consentono all'operatore di diventare essenziale nel soddisfare la domanda della zona, quindi di essere pivotale nel fissare il prezzo, solo se la capacità di transito è utilizzata in una determinata direzione e per determinati volumi, lo studio dell'esercizio del potere di mercato richiede l'analisi del ruolo che l'operatore esercita nel determinare tali flussi tra zone. Detto altrimenti, occorre comprendere se l'operatore diventa indispensabile – secondo la definizione di potenzialità attiva o passiva – grazie al fatto che egli formula **offerte di energia in una zona in modo da impiegare la capacità di transito secondo la direzione e nell'ammontare che lo rende indispensabile in un altro mercato geografico**. L'uso strategico del potere di mercato detenuto da un operatore in una macrozona, al fine di divenire pivotale in un'altra, può essere però possibile solo disponendo di una struttura e di una ubicazione del parco generazione articolata su più mercati geografici.

Il PSI è un indicatore binario per la singola impresa in un dato istante, che è pari a 1 se quel produttore è pivotale e pari a 0 se non lo è. Il PSI relativo ad ogni ora per un certo periodo di tempo (ad es. un anno) può essere aggregato per determinare la porzione di tempo in cui un'impresa è stata pivotale. L'utilizzo di questo indicatore ha mostrato tuttavia le limitazioni di adottare una descrizione in forma binaria: si sono trovate infatti

diverse situazioni di abuso di potere di mercato da parte di operatori che erano “molto vicini” ad essere pivotali. Il Californian Independent System Operator (CAISO) ha elaborato un indice simile al PSI, il *Residual Supply Index*, che è misurato su un intervallo continuo anziché su scala binaria (Sheffrin, 2002)⁶⁶. L’indice per l’impresa s misura la capacità percentuale rimanente sul mercato dopo aver sottratto la capacità produttiva dell’impresa s :

$$RSI_s = \frac{\text{capacità complessiva} - \text{offerta operatore } s}{\text{domanda complessiva}}$$

dove:

capacità complessiva = capacità del mercato o della zona + importazioni nette;

offerta del produttore s = capacità produttiva installata – obblighi contrattuali;

domanda complessiva = domanda da parte dei consumatori + servizi ancillari acquistati.

Quando un operatore s è pivotale, ha $RSI_s < 100\%$ della domanda complessiva, cioè l’impresa s è indispensabile per soddisfare la domanda e vi sono le condizioni perché eserciti potere di mercato. Un operatore non pivotale ha $RSI_s > 100\%$, cioè gli altri produttori hanno capacità sufficiente a soddisfare la domanda, per cui l’impresa s avrà una scarsa influenza sul prezzo di mercato.

Si osservi che per *capacità del mercato o della zona*, si intende la capacità termica installata al netto delle indisponibilità degli impianti e la capacità “*must take*”, ovvero quella degli impianti idroelettrici, nucleari e di cogenerazione; per *importazioni nette* si intende la potenza netta importata come misurata a posteriori, ovvero quella definita negli obblighi contrattuali e modificata dalle importazioni in tempo reale. Va quindi sottolineato che, a differenza del SMA, **la definizione dell’indice RSI tiene conto delle importazioni e quindi della rilevanza dei vincoli di rete, degli obblighi contrattuali e non ha applicazione limitata al picco.**

Empiricamente, si verificata l’esistenza di una correlazione empirica tra i valori orari dell’indice di potenziale dominanza del principale operatore, RSI, e i valori orari del markup sui prezzi calcolati per il mercato, tralasciando l’elasticità della domanda. Sheffrin et al. (2004)⁶⁷ hanno analizzato cinque anni di osservazioni relative al mercato

⁶⁶ Sheffrin A., 2002, Predicting market power using the Residual Supply Index. Presentation to the *FERC Market Monitoring Workshop*. December 3-4.

⁶⁷ Sheffrin A., Chen J., Hobbs B.F., 2004, Watching Watts to Prevent Abuse of Power. *IEEE power & energy magazine*. Volume 2, Issue 4, pages 58-65.

californiano: escludendo le ore di bassa disponibilità di riserva (in cui i prezzi elevati riflettono correttamente la reale scarsità di offerta), la relazione tra indice di Lerner per l'operatore dominante e indice RSI è ben descritta dal seguente modello di regressione lineare:

$$\frac{P_t - MC}{P_t} = a + b \cdot RSI_t + c \cdot Domanda_t + e_t$$

Si osservi l'importanza del ruolo della domanda: i mark-up possono essere anche molto diversi, a parità di RSI, in diverse condizioni di carico. I coefficienti del modello sono stati stimati per 4 diversi insiemi di dati: Inverno, ore di picco e di fuori picco, Estate, ore di picco e di fuori picco, per il periodo Novembre 1999-Ottobre 2000. La figura seguente mostra la correlazione tra RSI e mark-up sui prezzi per le ore di picco nella stagione estiva per l'anno 2000 (la correlazione migliore si ha per le ore di picco):

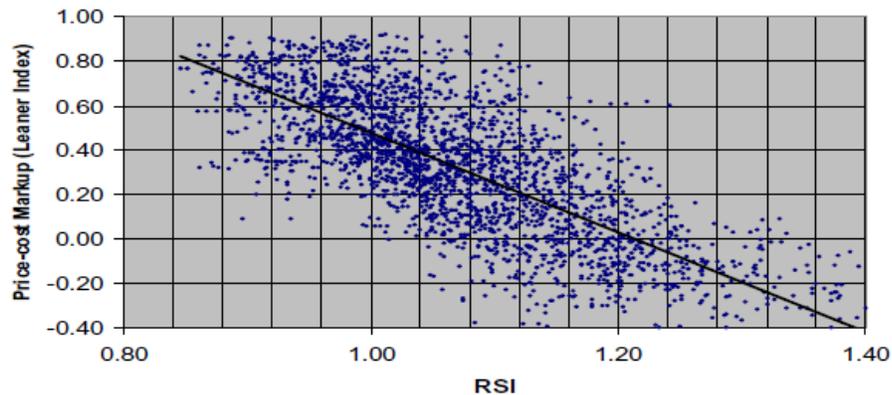


Figura 23: Correlazione tra RSI e Indice di Lerner (ore di picco) (Fonte: Sheffrin, 2002)

L'analisi *ex-post* documenta una correlazione molto buona tra indice RSI e il potere di mercato dell'operatore dominante. La stima della relazione sulla base di dati storici può essere poi usata per analizzare nuove configurazioni di mercato o per scopi previsionali (*ex-ante*), nell'assunzione che essa esprima una regolarità del mercato.

Sheffrin (2002) propone una regola per lo screening del mercato, partendo dall'ipotesi che un mercato si possa dire competitivo quando l'indice di Lerner medio annuale dell'operatore dominante non supera il 10%: il RSI non deve essere inferiore al 110% per più del 5% delle ore in un anno (o, in altre parole, il RSI deve essere superiore al 110% per almeno il 95% delle ore in un anno). Il vantaggio di usare il RSI al posto del PSI è che

si ha maggiore flessibilità nel fissare le soglie critiche mentre il PSI è implicitamente fissato al 100%. Usando una soglia più elevata, si può anche tenere conto della possibilità di collusione. Come suggerito dall'autrice, il RSI può essere applicato alla valutazione degli investimenti nell'espansione della capacità di trasmissione, confrontando l'impatto sul potere di mercato misurato dall'indice dello scenario con e senza investimento. Allo stesso modo, è possibile utilizzare simulazioni del RSI per valutare l'impatto di diversi livelli della riserva.

L'indicatore RSI è semplice da utilizzare, ha una notevole precisione quando utilizzato per la stima dell'esercizio di potere di mercato ed è versatile nelle sue applicazioni. Tuttavia, va sottolineato che l'indice RSI presenta un limite non irrilevante, in quanto **non mette in evidenza l'opportunità strategica per l'operatore pivotale di provocare congestioni all'interno dell'area per cui viene calcolato.**

Uncommitted Pivotal Supplier e Uncommitted Market Share

In seguito alle critiche di cui è stato oggetto il SMA, dall'aprile 2004 la FERC utilizza un diverso approccio per ammettere un produttore di energia elettrica al sistema di compravendita di mercato. Tale analisi si fonda su due differenti test:

1. Il primo *screening test*, chiamato Uncommitted Pivotal Supplier (UPS), è volto a definire un margine tra offerta totale non vincolata e domanda massima nell'area considerata – l'Offerta Netta Non Vincolata –, al fine di confrontare questo divario con la capacità non vincolata di cui dispone il generatore sottoposto a test. Se la capacità non vincolata del produttore sotto esame è superiore all'Offerta Netta Non Vincolata, il produttore è pivotale nei periodi di domanda di picco, ed in quanto tale godrà di un grado di potere di mercato che indurrà la FERC a negare l'autorizzazione a partecipare al sistema di mercato. Il test differisce dal SMA per il fatto di valutare la capacità dell'operatore al netto della capacità già impegnata in contratti di medio e lungo termine o impegnata come riserva, analogamente a RSI. Inoltre, il dato dell'offerta totale non vincolata comprende non solo la capacità generata all'interno dell'area, ma anche la capacità importata dall'esterno.
2. Il secondo *screening test*, chiamato Uncommitted Market Share (UMS), consiste in una soglia massima alla quota di mercato del generatore, fissata al 20%.

Mentre con la PSA l'obiettivo del regolatore statunitense è quello di scoprire eventuale potere di mercato "unilaterale", la ragione del tetto massimo alla quota di mercato si basa su di un tentativo di prevenire possibili comportamenti collusivi all'interno del mercato,

sull'assunto che ad una maggiore concentrazione del mercato sia direttamente riconducibile una più alta probabilità di comportamenti collusivi.

Residual demand analysis

Un approccio più sofisticato al potere di mercato è la *Residual Demand Analysis*, che esamina la curva di domanda residuale fronteggiata da un'impresa. La domanda residuale è calcolata sottraendo dalla curva di domanda totale la quantità offerta da tutti gli altri produttori. Come per gli indicatori di pivotalità, si considera sia il lato della domanda che quello dell'offerta ma si includono esplicitamente nell'analisi le elasticità al prezzo della domanda e dell'offerta. In un mercato competitivo, un'impresa fronteggia una domanda residuale fortemente elastica e non ha alcuna possibilità di fissare il prezzo al di sopra del livello competitivo riducendo la quantità offerta. D'altro lato, se un'impresa è indispensabile per la copertura del fabbisogno, fronteggia una domanda residuale poco sensibile alle variazioni di prezzo per cui subirà una piccola riduzione delle vendite praticando un prezzo elevato. Nel caso intermedio, un'impresa può esercitare un certo grado di potere di mercato a seconda dell'elasticità della sua domanda residuale.

A livello teorico, è stata dimostrata l'equivalenza tra l'inverso dell'elasticità della domanda residuale e l'indice di Lerner. A livello empirico, questo tipo di analisi per il mercato elettrico è stato condotto principalmente da F. Wolak. Wolak (2003)⁶⁸, per esempio, ha misurato gli incentivi dei cinque maggiori produttori di energia elettrica della California ad esercitare il potere di mercato durante il periodo 1998-2000. Utilizzando le offerte effettivamente presentate all'operatore di sistema californiano (CAISO), l'autore ha calcolato per ogni ora l'elasticità al prezzo della curva di domanda residuale per ogni operatore, valutata al prezzo di equilibrio del mercato nell'ora corrispondente. Attraverso il valore medio orario dell'inverso dell'elasticità della domanda residuale della singola impresa, per il periodo giugno – settembre di ogni anno, inteso come indice del potere di mercato unilaterale di ogni produttore, l'autore ha trovato che tale indice è aumentato sostanzialmente nel 2000 rispetto al corrispondente valore nel 1998 e nel 1999.

Un limite di questa analisi è che fino ad ora non ha tenuto in considerazione i vincoli alla capacità di trasmissione nel costruire le curve di domanda residuale. Tali vincoli hanno l'effetto di diminuire tale elasticità, aumentando quindi la possibilità di esercitare potere di mercato.

⁶⁸ Wolak F., 2003, Measuring Unilateral Market Power in Wholesale Electricity Markets: The California Market, 1998–2000. *American Economic Review*, Volume 93, Issue 2, Pages 425-430.

L'utilizzo degli indicatori di pivotalità per fini applicativi richiede la **stima della relazione tra indicatori strutturali e potere di mercato**; tale stima, a propria volta, si basa sulla conoscenza di dati storici relativi al mercato elettrico che si intende valutare, grazie ai quali si procede a identificare ex-post i coefficienti caratteristici della relazione. A questo punto, nell'assunzione che la relazione stimata catturi una regolarità del comportamento degli attori, valida in molteplici contesti, le stime dei coefficienti vengono utilizzate per analisi ex-ante, ovvero per modellizzare nel periodo corrente o per predire in nuovi scenari di mercato il potere di mercato delle imprese e del settore, oppure per simulare i comportamenti delle imprese in ambienti artificiali.

In sintesi, un esempio di applicazione può essere il seguente:

- Costruzione di un data-set di osservazioni storiche dei valori assunti da un indicatore RSI di potenziale dominanza e dall'indice di Lerner per l'operatore principale, nell'intero mercato e nelle diverse zone nel passato.
- Stima della relazione tra indice strutturale e indice di Lerner, sulla base di un sottoinsieme del data-set.
- Validazione della regolarità della relazione stimata: confronto tra predizioni basate su RSI e valori realmente assunti dall'indice di Lerner nella parte di data-set non utilizzata per la stima.
- Utilizzo del coefficiente stimato per modellizzare le strategie di offerta dell'operatore dominante.

2. Competitive benchmark price analysis

La maggior parte degli indici illustrate nel paragrafo precedente sono costruiti come semplice rapporto o differenza a partire da dati strutturali. In questo e nel prossimo paragrafo saranno considerati modelli più sofisticati, che cercano di riprodurre alcuni aspetti del mercato elettrico, con l'obiettivo di confrontare ex-post i risultati della simulazione con gli esiti di mercato o di simulare ex-ante gli effetti sull'equilibrio di mercato di variazioni nella struttura e nel design de mercato.

L'idea alla base della “*competitive benchmark price analysis*” è quella di stimare il prezzo di mercato che si otterrebbe se tutte le imprese si comportassero come *price-taker*,

cioè se nessuna impresa esercitasse il potere di mercato, e di confrontarlo a quello effettivamente osservato. Newbery et al. (2004)⁶⁹ sottolineano la differenza tra questo approccio e la semplice analisi del margine prezzo-costo: rispetto al semplice calcolo dell'indice di Lerner relativo al produttore che fissa il prezzo (marginale), questa forma di modellizzazione del potere di mercato non parte dal presupposto che il produttore marginale nella realtà sia lo stesso produttore che risulterebbe marginale in condizioni di concorrenza perfetta.

La forma più diffusa di questo tipo di analisi implica la **stima del costo marginale di produzione** da confrontare con il prezzo di mercato dell'energia. Il primo passo è individuare le variabili di riferimento su cui costruire la curva dei costi marginali di sistema. Si raccolgono, poi, i dati sulle varie tecnologie di generazione dell'energia elettrica e si stima la curva di offerta per ogni sessione del mercato, ordinando i produttori dal più efficiente al meno efficiente. Come per il margine prezzo-costo, il problema più grande di questo tipo di analisi è costituito dalle semplificazioni indispensabili per stimare la curva dei costi marginali di sistema. Tali semplificazioni includono la dimensione statica del modello, il fatto di non incorporare i costi di start-up e riassumere il mercato in un'unica zona e in un unico prezzo. La conseguenza è di sottostimare il costo marginale, non fornendo un'adeguata rappresentazione delle principali complessità del settore elettrico. Le analisi "*competitive benchmark price*" rimangono comunque lavori di grande interesse poiché – se confrontati con indicatori usati nei modelli in forma ridotta, quali RSI – tengono conto della natura multi-impianto dei produttori.

Questo approccio è stato applicato in primo luogo al mercato elettrico inglese da Wolfram (1999)⁷⁰. Successivamente, è stato utilizzato da Borenstein et al. (2000)⁷¹ e da Joskow e Kahn (2001)⁷² per lo studio del mercato elettrico californiano. Questi autori, tuttavia, determinano le variabili determinanti per costruire la curva dei costi marginali utilizzando criteri del tutto diversi, riconducibili anche alla differente disponibilità di dati.

Wolfram (1999) si serve di informazioni dettagliate e affidabili sui prezzi dei combustibili e sui tassi di efficienza termica degli impianti per ricostruire la curva di costo marginale dei produttori e confrontare il risultato dell'intersezione tra questa curva e la curva di domanda con il prezzo di equilibrio effettivamente registrato sul mercato elettrico inglese

⁶⁹ Vedi nota 61.

⁷⁰ Wolfram C., 1999, Measuring Duopoly Power in the British Electricity Spot Market. *American Economic Review*, 89, 805.

⁷¹ Borenstein S., Bushnell J., Wolak F., 2000, Diagnosing Market Power in California's Restructured Wholesale Electricity Market.

⁷² Vedi nota 59.

negli anni 1992-1994. La costruzione del dataset ha pertanto richiesto la costruzione di variabili piuttosto sofisticate e l'accesso a numerosi fonti informative. I risultati del confronto dimostrano che, sebbene i produttori abbiano praticato prezzi significativamente più elevati dei loro costi marginali, non hanno completamente sfruttato l'inelasticità della domanda per innalzare i prezzi ai livelli predetti dai modelli di interazione oligopolistica. La motivazione attribuita dall'autrice ai prezzi relativamente contenuti è che le imprese dominanti volessero scoraggiare l'entrata di nuovi produttori o evitare provvedimenti da parte dell'Autorità preposta alla regolazione.

Borenstein et al. (2000) esaminano il grado di competizione nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica in California durante il periodo Giugno 1998 – Settembre 1999, confrontando i prezzi effettivamente registrati sul mercato con la stima dei prezzi che sarebbero prevalsi in uno scenario perfettamente competitivo. Anche questi autori hanno avuto accesso a dati sulla produzione oraria di tutti i produttori nazionali, sui flussi di scambio con le zone estere, sulle caratteristiche tecniche di ogni impianto di generazione, specificamente il tasso di efficienza termica e i costi variabili operativi e di manutenzione. L'accesso a tali dati ha consentito una stima molto accurata dei costi marginali a livello del singolo impianto. Gli autori trovano che si sono verificati scarti significativi dal prezzo competitivo e che tali scarti sono stati più pronunciati durante i periodi di picco della domanda.

Joskow e Kahn (2001), nella loro analisi dell'incremento anomalo dei prezzi dell'energia in California nell'estate del 2000, hanno tenuto conto di tre fattori – prezzo del gas naturale, livello di domanda e quota di energia importabile – poiché sulla loro base si sarebbe potuto ragionevolmente prevedere un incremento dei prezzi e hanno cercato di determinare la quota di incremento del prezzo ascrivibile all'influenza di questi fattori, assumendo un mercato perfettamente competitivo. A questo proposito, gli autori hanno simulato i prezzi competitivi di riferimento tenendo conto di tali fattori relativi alla domanda e all'offerta e hanno poi confrontato i prezzi simulati con i prezzi effettivamente osservati. Il loro risultato è che, nonostante l'aumento del prezzo del combustibile, l'aumento della domanda e la riduzione dei flussi di importazione siano in grado di spiegare parte dell'aumento dei prezzi osservato, rimane comunque un gap significativo tra i prezzi effettivi e quelli di riferimento. Tale divario ha permesso di inferire che l'incremento dei prezzi nel caso in questione era dovuto, in buona parte, anche all'esercizio del potere di mercato delle imprese operanti. È stato inoltre considerato l'effetto sui prezzi dell'energia dell'aumento del prezzo dei permessi per le emissioni di

ossidi di azoto, sottoprodotti della combustione nelle centrali termoelettriche. Tuttavia, pur considerando anche questo effetto, rimane un ampio differenziale tra prezzi reali e prezzi simulate, che gli autori hanno attribuito all'esercizio di potere di mercato.

3. Modelli strategici avanzati

Questo approccio di analisi del potere di mercato, **simula il comportamento strategico** dei produttori di energia elettrica sul mercato. Se i modelli in forma ridotta possono essere utili per una analisi preliminare delle "condizioni" e della "potenzialità" di esercizio del potere di mercato, i modelli che simulano l'interazione oligopolistica rappresentano uno strumento più avanzato per lo studio del potere di mercato, in quanto comprendono molti dei fattori strutturali, comportamentali e di design del mercato in grado di influenzare il potere di mercato.

L'**equilibrio di mercato** è derivato come **soluzione analitica di un gioco**. Lo strumento della teoria dei giochi è particolarmente adatto a descrivere l'interazione che si genera in un mercato elettrico, dove ciascun giocatore ha come obiettivo la massimizzazione del proprio profitto ma il risultato ottenibile dal singolo dipende dalle scelte compiute da tutti i giocatori. La soluzione del gioco è tale per cui nessun giocatore può migliorare il proprio risultato modificando solo la propria strategia (questa è la definizione dell'equilibrio di Nash). I modelli che simulano l'interazione oligopolistica sul mercato elettrico utilizzano tale concetto di equilibrio per derivare prezzi di mercato che massimizzano il profitto dei partecipanti. In via generale, la letteratura strategica fa riferimento a due tipi di equilibrio: l'approccio più diffuso è basato sulla competizione alla Cournot, in cui la variabile strategica è la quantità offerta sul mercato (vedi cap.1). L'approccio alternativo individua il c.d. "*supply function equilibrium*", per cui i partecipanti esprimono una curva di offerta (in funzione di prezzi e quantità) di equilibrio che massimizza i loro profitti.

A questo proposito, Fumagalli e Garrone (2005)⁷³ classificano le varie applicazioni di teoria dei giochi allo studio del potere di mercato nel settore elettrico in termini di modello di mercato, modello di rete e modello di competizione:

⁷³ Vedi nota 62

1. Il modello di mercato impiegato è nella stragrande maggioranza dei casi quello di un oligopolio, con una borsa obbligatoria a prezzo uniforme, con un numero limitato di giocatori (spesso due o tre).
2. In termini di modello di rete, si osserva che i vincoli di trasporto, molto spesso inclusi nel modello di gioco, introducono una complessità nella determinazione degli equilibri che influisce molto sulle scelte dei metodi di risoluzione.
3. Il modello di competizione prevalentemente impiegato è, come appena spiegato, quello alla Cournot, ma ci sono anche molti autori che lavorano con *supply functions*.

Nell'ambito dei contributi della letteratura strategica, i lavori della letteratura propriamente economica utilizzano le soluzioni analitiche del gioco, che mettono in relazione le offerte dei produttori con i caratteri strutturali del mercato ed eventualmente della rete, per descrivere i fattori principali che determinano l'esercizio del potere di mercato; la letteratura ingegneristica privilegia invece il realismo nella descrizione del sistema elettrico e propone algoritmi e procedure per la determinazione degli equilibri.

3.1. Cournot equilibrium

Il modello di competizione più spesso utilizzato, e quello che meglio si adatta ai mercati elettrici, è quello alla Cournot, per cui i produttori di energia elettrica adottano strategie di quantità. Ogni impresa, cioè, sceglie la quantità di energia da produrre prendendo come dato l'output prodotto dalle altre imprese.

L'altro tipico concetto di equilibrio utilizzato per risolvere i giochi non cooperativi, l'equilibrio di Bertrand, prevede invece l'adozione da parte delle imprese di strategie di prezzo (vedi cap. 1). Tale modello di competizione, che porta ad una concorrenza al ribasso di prezzo fino ad arrivare ai costi marginali, fornirebbe tuttavia risultati lontani da quelli della realtà, visto il forte potere di mercato dei grandi produttori. Per di più, l'equilibrio di Bertrand, è sostenuto dall'assunzione che ogni impresa sia in grado di soddisfare l'intero mercato (non ci sarebbero, cioè, vincoli alla capacità produttiva delle imprese) fissando un prezzo inferiore a quello dei rivali ed espandendo l'output per soddisfare la domanda. Dal momento che invece la capacità di generazione di energia elettrica presenta vincoli significativi, almeno nei momenti di picco della domanda, questa assunzione non è plausibile. I vincoli alla capacità produttiva sono significativi sia nel medio-lungo termine – in questo caso, dipendono dagli investimenti in nuova capacità

produttiva – sia nel breve termine – in questo caso, dipendono dagli impianti che sono resi “indisponibili” per manutenzione o altre ragioni. Allo scopo della nostra analisi, i vincoli di breve periodo sono quelli che più rilevano, in quanto quelli di lungo periodo sono considerati esogeni.

Una delle prime applicazioni del modello di Cournot al mercato elettrico è quella elaborata da Borenstein et al. (1999)⁷⁴, che consiste in un procedimento che consente di raggiungere l’equilibrio di Cournot-Nash per via iterativa. Innanzitutto, gli autori riconoscono che non è realistico assumere che tutte le imprese agiscano in modo strategico: è più probabile che le imprese più piccole considerino il prezzo di mercato come dato e producano la quantità di energia per cui il costo marginale è inferiore al prezzo di equilibrio (imprese *price-taker*). Pertanto, Borenstein et al. (1999) considerano solo le imprese più grandi come giocatori che adottano strategie alla Cournot (*Cournot firms*). La metodologia adottata è la seguente. In primo luogo, si depura la curva di offerta dall’effetto dei produttori *price-taker*. Per ogni livello di prezzo, alla domanda totale di mercato viene sottratta la quantità aggregata prodotta dalle imprese *price-taker*. Quello che si ottiene è una curva di domanda residua, che è più elastica rispetto al prezzo della curva di domanda complessiva. Su tale curva residua si suppone che competano le imprese strategiche. Usando le funzioni che definiscono i costi marginali delle imprese strategiche e la curva di domanda residua, viene calcolato iterativamente l’equilibrio di Cournot-Nash. Ogni società a turno calcola la potenza da produrre massimizzando il profitto nell’ipotesi di tenere fissa la produzione di tutte le altre società: il primo produttore decide la potenza da produrre supponendo che tutte le altre *Cournot firms* non producano alcuna potenza; ciascuna società ricalcola a turno la potenza sulla base delle decisioni effettuate dagli altri; il processo continua finché nessuna società ha più convenienza a modificare la potenza prodotta. L’equilibrio cui si giunge attraverso tale processo è l’equilibrio di Cournot-Nash. Questa rappresentazione permette di modellare il potere di mercato in quelle situazioni in cui la domanda aumenta oltre un certo livello, per cui sia i limiti alla capacità di trasporto sia i limiti alla capacità di generazione diventano stringenti, e alcune imprese diventano indispensabili per trovare l’equilibrio di mercato.

⁷⁴ Vedi nota 60.

Alcune applicazioni considerano esplicitamente l'influenza dei vincoli di rete sulle scelte strategiche degli operatori. L'obiettivo di questi studi è quello di capire come si modifica il comportamento strategico degli operatori all'aumentare della capacità di trasporto. Come sappiamo, i vincoli alla capacità di trasporto possono essere sfruttati sul mercato elettrico per esercitare il potere di mercato locale, limitando l'accesso ai rivali ad una determinata zona di mercato. Questo si verifica tipicamente quando una linea di trasmissione inter-zonale può essere saturata dalle esportazioni da una zona a basso costo dell'energia ad una ad alto costo (c.d. "congestione radiale). Questo risulta nella separazione del mercato e in un differenziale di prezzo fra le zone.

Diversi autori hanno messo in evidenza come l'espansione della capacità di trasporto contribuisca ad aumentare l'efficienza del mercato. Newbery et al. (2004)⁷⁵ indicano, come interventi strutturali per la promozione della concorrenza, incrementi di capacità di trasporto accanto ad obblighi a cedere capacità produttiva. Dal punto di vista empirico, Cho e Kim (2007)⁷⁶ studiano il mercato elettrico californiano nel periodo 1998-2000 e individuano un certo ammontare di guadagni non realizzati dagli scambi e l'esistenza di potere di mercato. La loro analisi rivela che circa il 29-38% delle perdite di benessere annuali è causato dalla congestione delle linee di trasmissione, mentre la parte restante è dovuta all'esercizio di potere di mercato. Boffa e Pingali (2006)⁷⁷ studiano il mercato elettrico italiano, confrontando la struttura di mercato quando i limiti alla capacità di trasmissione inter-zonale sono stringenti con uno scenario alternativo (simulato) privo di congestioni, allo scopo di misurare i guadagni derivanti dall'integrazione del mercato. Il risultato dello studio è che la riduzione dei c.d. "colli di bottiglia" nella trasmissione produrrebbe un aumento significativo del benessere.

Borenstein et al. (2000)⁷⁸ dimostrano che, per un mercato a due zone perfettamente simmetrico (per quanto riguarda le funzioni di costo e la capacità installata), l'espansione della linea di interconnessione aumenta notevolmente il livello di concorrenza:

- quando la capacità di trasporto è nulla e i due mercati separati, i giocatori si comportano da monopolisti, ciascuno nella propria area, come intuibile;

⁷⁵ Vedi nota 61.

⁷⁶ Cho I.-K., Kim H., 2007, Market power and network constraint in a deregulated electricity market. *The Energy Journal*, 28(2).

⁷⁷ Boffa F., Pingali V., 2006, Zonal pricing in the Italian Electricity Spot Market. *Quaderni di ricerca ref.* n. 25.

⁷⁸ Borenstein S., Bushell J., Stoft. S., 2000, The competitive effects of transmission capacity in a deregulated electricity industry, *RAND Journal of Economics*, 31(2), 294-325.

- per un valore elevato della capacità di trasmissione (superiore ad un valore soglia, calcolabile) i due giocatori raggiungono un equilibrio di duopolio;
- per valori intermedi, non esiste un equilibrio “stabile” del mercato (in strategia pura) ma esistono diversi equilibri in strategia mista, in cui il giocatore che presenta l’offerta di prezzo più bassa esporta fino a saturare completamente la linea e l’avversario serve la domanda residua, ad un prezzo superiore (l’equilibrio in strategia mista si instaura perché entrambi i giocatori preferirebbero esportare piuttosto che operare da monopolisti sulla domanda residua: l’incertezza della risposta dell’avversario spiega la necessità di determinare la propria strategia in maniera probabilistica).

Al crescere della capacità di trasporto tra le due zone, si passa dunque da un equilibrio di monopolio ad uno di duopolio passando per una regione di equilibri in strategia mista e si registra una diminuzione dei prezzi zionali (a beneficio dei consumatori) e dei profitti dei giocatori.

Fumagalli, Garrone e Internullo (2005)⁷⁹ estendono il precedente modello ipotizzando una struttura asimmetrica della domanda e dell’offerta fra le varie zone di mercato. Contrariamente al risultato di Borenstein et al. (2000), l’effetto sulla concorrenza dell’espansione dell’interconnessione non è sempre positivo (o altrettanto positivo rispetto al caso simmetrico). I risultati, nel caso asimmetrico, in cui un giocatore ha una capacità illimitata (risultando dunque pivotale per il soddisfacimento della domanda) e c’è asimmetria nella domanda, i risultati indicano che per un ampio intervallo di capacità di interconnessione, aumenta la concorrenza ma meno che nel caso base e in maniera asimmetrica; per valori elevati di interconnessione (mercato integrato), il livello di concorrenza decresce bruscamente in quanto esiste un operatore pivotale. Rimuovendo l’ipotesi irrealistica di simmetria nella capacità installata e nella domanda, il beneficio in termini di concorrenza si osserva soltanto in condizioni di rete congestionata: si creano infatti le condizioni per un’interazione più cooperativa (collusione tacita) tra i giocatori, per cui il mercato unico con struttura di duopolio non è più concorrenziale di quella di monopolio. Tale risultato è dovuto, secondo gli autori, in primo luogo al fatto che sono presenti vincoli alla capacità di generazione per cui la quantità è limitata, in secondo

⁷⁹ Fumagalli E., Garrone P., Internullo M., 2005, Concorrenza ed espansione della rete elettrica di trasmissione: un’analisi del comportamento strategico degli operatori. *Economia delle Fonti di Energia e dell’Ambiente* n. 1, Franco Angeli, Milano.

luogo al meccanismo di formazione del prezzo tramite asta uniforme, per cui il prezzo di equilibrio è quello dell'ultima offerta accettata, quindi il più elevato.

3.2. Supply function equilibrium

L'obiettivo di questo approccio è quello di rendere più flessibili i modelli tradizionalmente adottati, nei quali i giocatori fissano la sola quantità o il solo prezzo, adattandoli al caso dei mercati elettrici. In condizioni di incertezza sulla domanda, infatti, anche una volta ipotizzati i comportamenti delle altre società (in termini di quantità o di prezzi) la domanda residua che una data società deve soddisfare resta incerta: per ogni possibile "realizzazione" della curva della domanda residua esiste un punto diverso di ottimo quantità-prezzo per il singolo produttore. Poiché ogni produttore è costretto a decidere la propria strategia prima di conoscere la effettiva realizzazione della curva di domanda, per lui è più facile specificare tale strategia in termini di un insieme di coppie quantità-prezzo. Queste coppie di punti formano una curva, detta *supply function*, che specifica la strategia d'offerta dell'oligopolista. Secondo l'elaborazione di Green e Newbery (1992)⁸⁰, la curva di domanda incerta viene reinterpretata come *load duration curve* $q=D(p, t)$: viene cioè evidenziata la dipendenza della domanda dal tempo, t . La *supply function* di una generica società di produzione è una funzione monotona non decrescente che fa corrispondere ad ogni prezzo la quantità che l'impresa è disponibile ad offrire a quel prezzo. Supponendo conosciuta la *supply function* dei competitori, e sulla base di un certo numero di semplificazioni di tipo matematico, si ricava un'equazione che consente di calcolare la *supply function* ottima di ogni impresa. In questa rappresentazione dell'interazione oligopolistica mediante strategie di prezzo-quantità, l'equilibrio di Nash è costituito da un set di *supply functions*, una per ogni società, la cui scelta massimizza il profitto di quella società date le *supply functions* scelte dalle altre società.

3.3. Limiti dei MSA

Il maggiore limite dei modelli di competizione alla Cournot è la rappresentazione del meccanismo di formazione del prezzo. L'equilibrio di mercato, infatti, risulta

⁸⁰ Green R.J., Newbery D.M., 1992, Competition in the British Electricity Spot Market. *Journal of Political Economy*, vol. 100, no. 5.

dall'interazione delle strategie dei giocatori ed il meccanismo delle offerte è completamente ignorato. Dunque, il prezzo risultante da tale modellizzazione del comportamento delle imprese nel mercato elettrico dipende esclusivamente da fattori relativi al lato della domanda. Per questa ragione, le applicazioni del modello di Cournot possono essere più utili per confrontare gli effetti di diversi interventi (come l'espansione della capacità di interconnessione) piuttosto che per predire il livello assoluto dei prezzi.

Un modello di oligopolio in cui i produttori offrono coppie prezzo-quantità costituisce una migliore approssimazione dell'interazione sul mercato elettrico rispetto alla rigidità della sola strategia di quantità. Tuttavia, anche il modello della *supply function* presenta dei limiti. In alcuni mercati, l'incontro tra domanda e offerta non avviene esclusivamente attraverso un sistema di scambi organizzato tramite asta. I contratti bilaterali fisici, ad esempio, sono molto diffusi nei mercati liberalizzati. Tali contratti possono avere un impatto significativo sugli incentivi dei partecipanti al mercato spot: generalmente, maggiore è la quota di produzione coperta da un contratto, minore è l'incentivo per il produttore ad attuare comportamenti *rent-seeking* sul mercato spot. In alcuni mercati, inoltre, le offerte non comprendono solo il prezzo dell'energia ma anche i costi di start-up, e altri aspetti riguardanti le caratteristiche della produzione. Il modello della *supply function* non rappresenta adeguatamente neanche i mercati caratterizzati da una frangia di imprese price-taker, la cui capacità è limitata a causa di vincoli di capacità o di trasporto. In definitiva, l'approccio della *supply function* non è altrettanto flessibile nell'incorporare altri aspetti istituzionali dei mercati elettrici rispetto al modello di Cournot.

I modelli di oligopolio visti in questo paragrafo, come anche gli indici di concentrazione discussi precedentemente, hanno tutti come orizzonte temporale quello di breve termine, in quanto non considerano la possibile entrata di nuove imprese o l'installazione di nuova capacità. Tuttavia, l'interesse di simulatori basati sulla teoria dei giochi è tanto più elevato quanto più l'orizzonte predittivo si allunga. In particolare, può essere di grande interesse indagare quali equilibri strategici il mercato potrebbe conseguire nel medio o, addirittura, nel lungo periodo. Se, però, nel ricavare la soluzione nel breve termine si può supporre che il parco di ciascun produttore sia costante ed il problema sia al più di stabilire quali impianti tenere fermi e la potenza di esercizio degli altri, nel ricavare una soluzione nel lungo termine è necessario considerare che nuovi impianti possano essere costruiti e alcuni degli esistenti possano essere venduti o dismessi. In generale, le scelte strategiche compiute negli orizzonti temporali più ampi hanno effetti nel breve periodo, condizionando le relative scelte. Questo suggerisce l'impiego di strutture gerarchiche a

più livelli con un gioco interno in grado di ricavare le soluzioni a parco costante ed un supergioco in grado di stabilire le strategie ottime di modifica del parco (CESI)⁸¹.

Infine, né le applicazioni che si rifanno al modello di Cournot né il modello della *supply function* affrontano il problema della collusione. In entrambe le rappresentazioni, infatti, si assume che ogni esercizio del potere di mercato sia unilaterale, da parte della singola impresa.

⁸¹ Migliavacca G., 2004, Analisi della letteratura sul tema della Teoria dei Giochi applicata alla modellazione dei mercati elettrici. Rapporto CESI

CAPITOLO 5 – ANALISI DEL POTERE DI MERCATO NEL MERCATO ALL'INGROSSO DELL'ENERGIA ELETTRICA IN ITALIA

1. Indicatori strutturali per i mercati geografici rilevanti

Da una prima analisi della struttura dell'offerta di energia elettrica in Italia, condotta nel cap. 3 par. 2, risulta che **il grado di concentrazione del mercato nazionale della generazione lorda è ancora piuttosto elevato**. Nonostante una quota di mercato decrescente nel corso degli anni, nel 2007 il gruppo Enel ha contribuito al 31% della produzione nazionale lorda. I primi sei produttori (gruppo Enel, gruppo Edison, gruppo Eni, Edipower, Endesa Italia, Tirreno Power) hanno prodotto congiuntamente circa tre quarti dell'energia elettrica lorda nel 2007. **Con riferimento alla disponibilità di capacità lorda, il principale operatore nazionale è il gruppo Enel, con una quota di mercato pari al 43% nel 2007**. Questi dati ci permettono di ipotizzare che la struttura del mercato elettrico italiano si possa rappresentare mediante un modello di interazione oligopolistica asimmetrico, di tipo leader-followers. Secondo questa interpretazione, **Enel è l'impresa dominante**, in quanto le caratteristiche strutturali del mercato consentono a tale operatore di definire le sue azioni senza essere condizionato dal rischio di reazioni da parte dei concorrenti e/o degli acquirenti. Una più attenta analisi della struttura del parco elettrico di Enel rafforza l'ipotesi di un modello leader-followers per il mercato elettrico italiano. In particolare, come riportato nel cap. 3 par. 2, **Enel detiene il 67% della capacità di generazione idroelettrica lorda italiana e il 36% di quella termoelettrica**. A tale proposito è lecito interrogarsi sull'effettiva specularità ed equivalenza del mix produttivo dei rami d'azienda ceduti dall'ex-monopolista con quello del parco produttivo nella disponibilità di Enel. Il sospetto è che Enel abbia ceduto gli impianti termoelettrici meno efficienti e sia restata in possesso di un parco elettrico sbilanciato verso gli impianti di punta con potere di soddisfare i picchi di domanda (tipicamente impianti idroelettrici a bacino, serbatoio o pompaggio). Secondo il piano per le cessioni degli impianti di Enel,

approvato con DPCM il 4 agosto 1999⁸², le dismissioni avrebbero dovuto riguardare un mix di impianti di base e di punta tale da consentire di concorrere in ogni fase della domanda, un mix diversificato di fonti di energia primaria ed un'adeguata articolazione geografica. Inoltre, il piano prevedeva la cessione di alcuni impianti termoelettrici obsoleti, la cui trasformazione a ciclo combinato, con effetti positivi sotto il profilo del miglioramento dell'efficienza termica delle centrali e della sostituzione di input energetici petroliferi con gas naturale, doveva essere effettuata dagli acquirenti. Dopo le trasformazioni a ciclo combinato di tutti gli impianti termici convertibili, il parco in cessione avrebbe dovuto essere caratterizzato, in termini di potenza installata, dal 70% di impianti di base e dal 30% di impianti midmerit. L'aspetto critico del piano sta nel fatto che, fino al completamento del processo di riconversione degli impianti obsoleti in impianti a ciclo combinato (avvenuto, secondo le stime di Enel, nel 2008), la maggior parte degli impianti ceduti non sono stati verosimilmente in grado di esercitare un'effettiva concorrenza nei confronti dell'impresa dominante, alla quale, anche a seguito delle previste dismissioni, è rimasto comunque il controllo di una quota preponderante della capacità di generazione nazionale. Di fatto, come emerge dal piano stesso, sono stati ceduti in prevalenza impianti termici, di base o convertibili, mantenendo in Enel la maggior parte dei grandi impianti destinati alla copertura del carico massimo e della riserva. Inoltre, il piano ha mantenuto una presenza uniforme di Enel su tutto il territorio nazionale, mentre gli impianti ceduti sono concentrati al Nord. Con riferimento alla localizzazione geografica degli impianti, infatti, **Enel è ad oggi l'unico operatore che presenta una capillare presenza nelle varie aree del Paese**, con il 45% della potenza netta installata al Nord, il 21% al Centro Sud, il 13% al Sud, il 9% al Centro Nord, l'8% in Sicilia, il 4% in Sardegna. Gli altri operatori presentano invece ripartizioni più squilibrate, con percentuali elevatissime dei propri impianti localizzate al Nord: squilibri marcati sono certamente negativi per lo sviluppo della concorrenza. Questi dati contribuiscono a irrobustire l'ipotesi per cui il processo di dismissione delle società di produzione attivato dal decreto di liberalizzazione del settore non ha portato i risultati auspicati nella direzione di creazione di concorrenti effettivi di Enel. La situazione così delineata consente infatti di ritenere che sia nell'interesse degli operatori concorrenti di Enel lasciare all'operatore con potere di mercato il ruolo di price-maker, attuando

⁸² Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 4 agosto 1999: Approvazione del piano per le cessioni degli impianti dell'Enel S.p.a., di cui all'art. 8, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, e delle relative modalità di alienazione. Gazzetta Ufficiale n. 207 del 03-09-1999.

strategie accomodanti per appropriarsi di una quota di rendita (questo aspetto sarà approfondito nel cap. 6, dedicato alla valutazione dell'ipotesi di collusione tacita fra gli operatori).

Di seguito, si concentra l'analisi sull'**energia scambiata sul MGP**, che riflette le strategie di offerta in termini di prezzi e quantità e permette quindi di valutare il comportamento degli operatori. La dimensione geografica del mercato rilevante varia ora per ora in funzione dei fenomeni di congestione; di conseguenza, la definizione dei confini geografici rappresenta un aspetto molto complesso. Per di più, il fatto che le configurazioni zionali siano estremamente numerose e fortemente variabili rende difficile un'analisi dell'evoluzione nel tempo della struttura di mercato. I dati pubblicati dal GME dimostrano che il fenomeno della separazione zonale del mercato dell'energia elettrica è assolutamente prevalente, nonostante un modesto calo della frammentazione negli anni. Nel 2004, l'Italia è stata un'unica zona di mercato (cioè non è stato saturato alcun transito interzonale) nel 3% dei casi. Nel 2007, l'Italia ha costituito un'unica zona di mercato nel 19% delle ore⁸³. Questi dati consentono di presumere che la dimensione geografica rilevante da considerare con riferimento al mercato all'ingrosso dell'energia elettrica sia sub-nazionale. Il GME e l'AEEG hanno quindi adottato, ai fini della produzione di indici statistici del mercato, una definizione semplificata di mercato rilevante basata sulle c.d. "**macrozone**", ovvero aggregati di zone geografiche e/o virtuali caratterizzate da una bassa frequenza di separazioni e da un omogeneo andamento dei prezzi di vendita. Le macrozone utilizzate, in sintonia con quanto stabilito nella delibera 50/05 dell'AEEG modificata dalla Delibera 5/06, sono⁸⁴:

- MzNord (Nord, Monfalcone),
- MzSud (Centro Nord, Centro Sud, Sud, Calabria, Brindisi, Foggia, Rossano),
- MzSicilia (Sicilia, Priolo)
- MzSardegna (Sardegna).

⁸³ GME, Relazione annuale 2004 e 2007.

⁸⁴ 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). Nel 2006, l'entrata in esercizio di un elettrodotto in altissima tensione che, modificando significativamente il limite di trasporto tra il polo di produzione limitata di Rossano Calabro e la zona Calabria e quello tra la zona Calabria e la zona Sicilia, ha portato ad una semplificazione dell'attuale struttura zonale, con la sostanziale eliminazione del polo di produzione limitata di Rossano Calabro mediante accorpamento del medesimo nella zona Calabria, ha portato l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas a modificare la deliberazione n. 50/05, ridefinendo le macrozone.

L'analisi condotta sulla frequenza delle congestioni tra zone, conferma la validità di questa rappresentazione, in quanto queste quattro zone di mercato sono le più rilevanti in termini di frequenza (nel 2007 hanno rappresentato complessivamente il 52% delle zone di mercato registrate).

Per ogni mercato geografico rilevante, dunque, vengono considerati dapprima alcuni indicatori strutturali tradizionali, come le **quote di mercato** dei singoli operatori, definite sulle quantità vendute sul MGP, e l'**indice di concentrazione HHI**⁸⁵. Tali indicatori sono definiti in ciascuna ora e in ciascuna macrozona in modo da riflettere sia l'effetto della variabilità oraria della domanda sia l'impatto dei flussi di transito, che vanno ad alterare i volumi complessivamente venduti in una macrozona. In seconda battuta, si procede all'analisi del potere di mercato individuale mediante indicatori specifici al mercato elettrico, introdotti dall'autorità di regolazione, in grado di cogliere la **pivotalità** degli operatori, cioè la loro indispensabilità per il soddisfacimento del fabbisogno di energia elettrica.

L'intento di questa analisi strutturale è quello di aggiornare l'indagine conoscitiva effettuata da AGCM e AEEG sullo stato della liberalizzazione del settore, relativa al periodo 1 aprile 2004 – 31 ottobre 2004, per valutare l'evoluzione della posizione dei vari operatori. La fonte di tutti i dati presentati in questo capitolo è costituita dai rapporti annuali del GME.

1.1 Concentrazione

Come mostrato dalla tabella seguente, a livello nazionale **i primi tre operatori hanno realizzato il 50% delle vendite complessive sul MGP nel 2007**. La quota di mercato dell'operatore A (identificabile con il gruppo Enel) è del 31%, in diminuzione rispetto al 2004 in cui era del 43%. Specularmente, in quattro anni la quota di mercato cumulata degli operatori diversi dai primi tre e dal GSE è sempre salita, fin quasi a raddoppiare (33% nel 2007). L'operatore A è risultato dominante nelle macrozone Nord, Sud e Sicilia, mentre nella macrozona Sardegna è risultato dominante l'operatore B (identificabile con Endesa Italia).

⁸⁵ Le quote di mercato includono le quantità oggetto di contratti bilaterali e il GSE, per quanto riguarda i ritiri obbligati di energia elettrica, viene considerato come un operatore a sé stante.

Operatore	Anno	MzNord	MzSud	MzSicilia	MzSardegna	Italia
A	2007	27%	34%	52%	26%	31%
	2006	25%	44%	57%	25%	34%
	2005	28%	52%	53%	24%	38%
	2004	34%	60%	48%	30%	43%
B	2007	11%	1%	0%	34%	8%
	2006	13%	2%	0%	34%	9%
	2005	13%	2%	1%	33%	9%
	2004	11%	2%	1%	30%	8%
C	2007	13%	11%	7%	0%	11%
	2006	12%	9%	7%	0%	10%
	2005	11%	4%	8%	0%	8%
	2004	11%	3%	11%	0%	8%
GSE	2007	9%	23%	26%	35%	16%
	2006	10%	24%	26%	36%	17%
	2005	13%	28%	28%	39%	20%
	2004	15%	30%	29%	37%	22%
ALTRI	2007	40%	31%	15%	6%	33%
	2006	40%	21%	10%	6%	29%
	2005	36%	14%	11%	4%	25%
	2004	29%	6%	11%	2%	18%

Tabella 8: Quote di mercato per operatore sulle quantità vendute (fonte: GME)

Considerando l'indice HHI relativo alle macrozone, **la MzNord si conferma per il quarto anno l'unica caratterizzata da una struttura di mercato relativamente concorrenziale**, con un valore medio annuale dell'indice pari a 1369 nel 2007 e valori medi mensili che sono sempre rimasti (almeno dal 2005) entro il range 1200-1800 che caratterizza una struttura sufficientemente concorrenziale (Figura 24 e Figura 25). Questi dati riflettono il significativo ingresso di nuova capacità nella zona e l'elevato valore in quest'area della quota cumulata di mercato degli operatori "altri", pari al 40%. **La MzSud si caratterizza per un forte trend di riduzione della concentrazione**, grazie al fatto che nuova potenza elettrica è entrata nel parco produttivo. L'indice HHI della macrozona si è attestato nel 2007 a quota 2091, con una riduzione del 53% in quattro anni ed è sceso al di sotto della soglia critica di 1800 nel 31% delle ore, contro l'1% dell'anno precedente (Figura 26). **La MzSicilia è caratterizzata da livelli elevati di concentrazione**, piuttosto stabili nel corso degli anni, con valori dell'indice HHI ben al di sopra della soglia critica per il 100% delle ore. Questa è la macrozona in cui il peso di Enel è più pronunciato, con una quota di mercato del 52% nel 2007. La quota di mercato cumulata dei primi tre operatori è pari al 59%. L'elevata concentrazione è spiegata da un lato dalla ridotta integrazione fisica col resto del mercato e dall'altro dalla ristretta dimensione interna, fattori che hanno impedito una crescita del parco e quindi una variazione significativa dei livelli di concentrazione dell'offerta. **Considerazioni analoghe valgono per la MzSardegna**, in cui l'HHI è rimasto stabile su valori prossimi

a 3.200. In questa macrozona due operatori (Enel e Endesa) coprono in media il 60% delle vendite, configurando una situazione di duopolio.

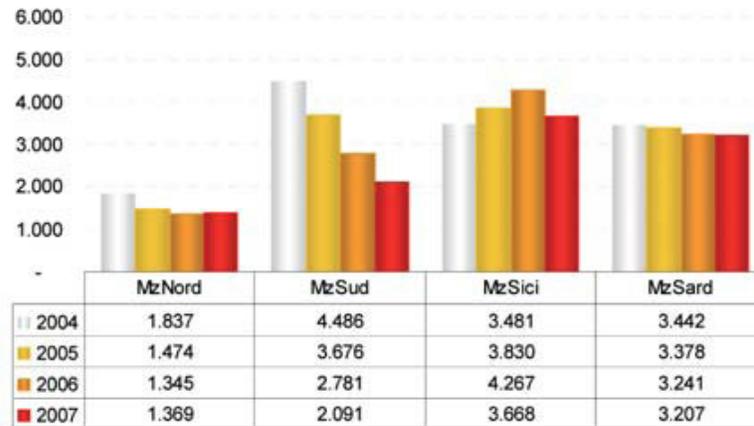


Figura 24: HHI medio annuale sulle quantità vendute (fonte: GME)

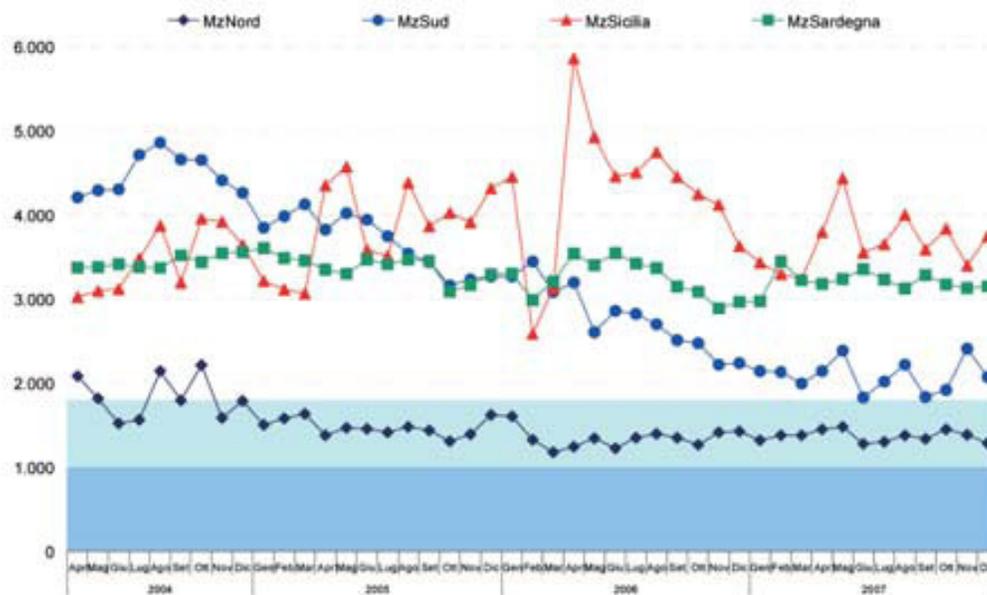


Figura 25: HHI medio mensile sulle quantità vendute (fonte: GME)

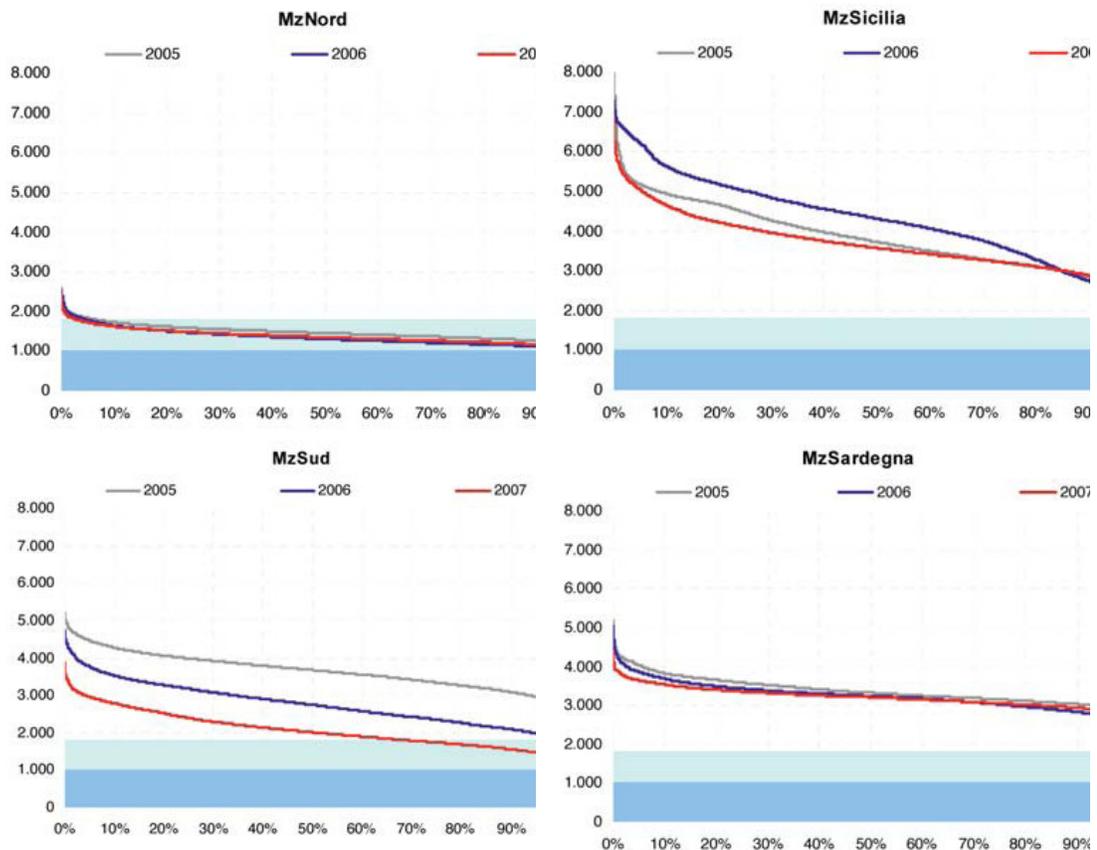


Figura 26: Curve di durata dell'indice HHI (fonte: GME)

In estrema sintesi, **gli indici di concentrazione a livello macrozonale mettono in evidenza la presenza di criticità di natura strutturale, legate al livello di sviluppo della concorrenza dal lato dell'offerta.** Tale dinamica è particolarmente visibile nelle macrozone diverse da quella Nord.

1.2 Pivotalità

Come abbiamo visto nel cap. 4 §1.2.1, l'applicazione dei tradizionali indici di concentrazione al settore elettrico incontra dei limiti fondamentali, connessi alle specificità del settore. Essi sottostimano il potere di mercato dei piccoli operatori, che l'assenza di capacità di stoccaggio può rendere indispensabili – pivotali – per il soddisfacimento del fabbisogno durante i periodi in cui la domanda è prossima al limite di capacità, conferendo loro un potere di mercato rilevante su volumi anche molto limitati di energia elettrica. La pivotalità non è quindi legata all'ammontare di domanda servita (come misurato dalla quota di mercato) ma può essere assunta anche da un produttore

“minore” che, ad esempio in una specifica ora della giornata, appare l’unico a poter soddisfare la domanda residua zonale. Per questo, è necessario completare l’analisi strutturale mediante l’applicazione di indicatori di pivotalità, che riflettano le caratteristiche principali che influenzano gli esiti del mercato elettrico – l’entità della domanda locale, i vincoli di capacità trasmissiva, la capacità disponibile dei maggiori operatori – ed individuino il livello di indispensabilità degli operatori ai fini della copertura del fabbisogno in ciascuno dei mercati geografici rilevanti e, dunque, la loro relativa capacità di fissare il prezzo all’ingrosso dell’energia elettrica nei suddetti mercati. L’**indispensabilità** di un operatore si manifesta attraverso il **monopolio sulla domanda residuale, intesa come differenza tra la domanda di energia elettrica del mercato rilevante e la capacità produttiva degli altri operatori del medesimo mercato**. Nella letteratura economica sul potere di mercato nel settore elettrico si trovano diversi esempi di indicatori che individuano il livello di indispensabilità dei principali operatori ai fini della copertura del fabbisogno nei mercati geografici rilevanti (cap. 4 § 1.2.2). L’indice definito dall’AEEG per la valutazione del potere di mercato unilaterale, nell’ambito dell’indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione del settore dell’energia elettrica⁸⁶, è basato sul calcolo del **numero di ore in cui il singolo operatore di mercato presenta una domanda residuale maggiore di zero**. Per domanda residuale dell’i-esimo operatore di mercato nella macrozona mz e nell’ora h si intende la differenza fra la domanda di energia elettrica della macrozona mz nell’ora h (dedotta la capacità di importazione nell’ora h da zone estere con cui la macrozona mz è interconnessa) e la capacità produttiva degli altri operatori di mercato nella macrozona mz e nell’ora h. Formalmente:

$$DR_{mz,h,i} = D_{mz,h} - \sum_{j \neq i} K_{mz,h,j} .$$

L’analisi di pivotalità è condotta tenendo conto delle relazioni tra i diversi mercati geografici, cioè dei possibili flussi di importazioni/esportazioni da/verso macrozone interconnesse. In presenza di un mercato segmentato, infatti, gli scambi di energia tra le diverse aree agiscono come ulteriore capacità concorrente in caso di importazioni e come

⁸⁶ AGCM – AEEG, 2005, Indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione del settore dell’energia elettrica e del gas naturale.

minore capacità concorrente nel caso di esportazioni. Sono dunque individuati 4 casi distinti.

1. *Assoluta indispensabilità*: un operatore deterrebbe potere di mercato anche qualora l'intera capacità di transito fosse utilizzata in importazione dalle zone confinanti; la sua domanda residuale rimane positiva anche sottraendo le importazioni massime potenziali.
2. *Non indispensabilità*: l'operatore non deterrebbe alcun potere di mercato neppure se l'intera capacità di transito fosse utilizzata per esportare verso le altre macrozone; la sua domanda residuale rimane negativa anche quando aumentata delle esportazioni massime potenziali.
3. *Potenzialità attiva*: l'operatore di mercato diviene pivotale nel soddisfare la domanda della macrozona solo se la capacità di importazione da altri mercati rilevanti limitrofi non è utilizzata, in tutto o in parte.
4. *Potenzialità passiva*: l'operatore diviene pivotale nel soddisfare la domanda della macrozona e, dunque, nella formazione del prezzo solo se viene utilizzata, in tutto o in parte, la capacità di esportazione verso altri mercati rilevanti limitrofi.

I risultati dell'analisi condotta dall'autorità di regolazione, relativamente al periodo 1 aprile – 30 settembre 2004, hanno evidenziato che:

- Enel è stata assolutamente indispensabile per soddisfare il fabbisogno locale e, dunque, in grado di fissare il prezzo all'ingrosso
 - nel 100% delle ore nel mercato rilevante MzSud;
 - nel 44% delle ore nel mercato rilevante MzNord;
 - nel 29% delle ore nel mercato rilevante MzSardegna;
 - nel 24% delle ore nel mercato rilevante MzSicilia;
- Endesa è stata assolutamente indispensabile per soddisfare il fabbisogno locale e, dunque, in grado di fissare il prezzo all'ingrosso nel 67% delle ore in Sardegna;
- Edipower è stata assolutamente indispensabile per soddisfare il fabbisogno locale e, dunque, in grado di fissare il prezzo all'ingrosso nel 19% delle ore nella MzSicilia;
- La capacità dei concorrenti di Enel di determinare il prezzo all'ingrosso nei mercati rilevanti MzNord e MzSud è stata nulla.

L'analisi ha dunque consentito di individuare, in ciascun mercato rilevante, l'esistenza o meno di un operatore pivotale per effetto della struttura del medesimo mercato. Detto altrimenti, l'analisi ha identificato i casi in cui i limiti nella rete di trasmissione,

unitamente alla dimensione del parco di generazione dei concorrenti, sono tali da lasciare un gap nella domanda locale che solo l'operatore in questione è in grado di colmare.

Tuttavia, un operatore potrebbe divenire pivotale in un dato mercato rilevante anche nelle ore di potenzialità attiva/passiva. Le condizioni di potenzialità attiva/passiva si possono tradurre in un esercizio di potere di mercato a seconda che si verifichino determinate condizioni in altre macrozone interconnesse con quella in esame o, più precisamente, se la capacità di transito è utilizzata in una determinata direzione e per determinati volumi. Come sottolineato nel cap. 2 § 4.1, l'operatore può influenzare i flussi di energia tra zone, arrivando a determinare una **congestione strategica della linea di trasmissione**. Egli può infatti formulare offerte di energia in una zona in modo da impiegare la capacità di transito secondo la direzione e nell'ammontare che lo rende indispensabile in un altro mercato geografico. Ad esempio, una strategia di un operatore tesa a far aumentare i prezzi in un dato mercato sfruttando la sua posizione di assoluta indispensabilità, fa sì che i flussi di importazione dai mercati limitrofi superino certi valori soglia oltre i quali l'operatore diviene pivotale anche in questi ultimi mercati. Il potere di mercato detenuto da un operatore in un certo mercato geografico viene così trasferito sui mercati confinanti in cui egli abbia una potenzialità attiva o passiva nelle stesse ore. **L'uso strategico del potere di mercato detenuto da un operatore in una macrozona, al fine di divenire pivotale in un'altra**, può essere però possibile solo disponendo di una struttura del parco generazione articolata su più mercati geografici. Si è visto in precedenza che questa condizione era ed è soddisfatta in particolare da Enel. L'analisi di pivotalità, condotta esaminando congiuntamente la posizione dell'operatore sui vari mercati rilevanti, ha dimostrato che:

- Per quanto riguarda la pivotalità congiunta sui due mercati MzSud – MzNord, le ore in cui Enel è stata assolutamente indispensabile in entrambi i mercati o assolutamente indispensabile in uno dei due e con una potenzialità attiva/passiva nell'altro sono pari al 95% delle ore considerate; complessivamente, dunque, Enel ha goduto di potere di mercato nelle due macrozone in almeno il 95% delle ore.
- Per quanto riguarda la pivotalità congiunta sui due mercati MzSud – MzSicilia, le ore in cui Enel è stata assolutamente indispensabile in entrambi i mercati o assolutamente indispensabile in uno dei due e con una potenzialità attiva o passiva nell'altro sono pari al 91% delle ore considerate; complessivamente, dunque, Enel ha goduto di potere di mercato nelle due macrozone in almeno il 91% delle ore.

- Per quanto riguarda la pivotalità congiunta sui due mercati MzSud – MzSardegna, le ore in cui Enel è stata assolutamente indispensabile in entrambi i mercati o assolutamente indispensabile in uno dei due e con una potenzialità attiva o passiva nell'altro sono pari al 63% delle ore considerate; complessivamente, dunque, Enel ha potere di mercato nelle due macrozone in almeno il 63% delle ore.

L'analisi della pivotalità congiunta ha consentito di individuare la **possibilità per Enel di esercitare potere di mercato in virtù della propria posizione su più macrozone contemporaneamente**, essendo l'uso del potere di mercato in una macrozona in grado di influenzare i flussi sulla rete e rendere l'operatore indispensabile in una zona limitrofa. A differenza di Enel, gli altri due operatori che sono risultati assolutamente indispensabili in due mercati geografici – Endesa in Sardegna nel 67% delle ore considerate ed Edipower nella MzSicilia nel 19% delle ore considerate – non dispongono delle caratteristiche strutturali tali da potere essere pivotali congiuntamente su più mercati. La loro posizione di indispensabilità può essere spesa esclusivamente al fine di fissare il prezzo di vendita all'ingrosso nella macrozona relativa.

In definitiva, l'analisi effettuata nell'ambito dell'indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione del settore dell'energia elettrica ha fotografato una situazione strutturale, relativa al periodo aprile – settembre 2004, in cui **Enel inequivocabilmente deteneva un elevato potere di fissazione del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica**. Tale potere era assicurato all'operatore dominante sia dalla condizione di indispensabilità assoluta su quasi tutti i mercati geografici rilevanti, condizione legata al controllo degli impianti marginali, necessari al soddisfacimento dei picchi di domanda nel corso della giornata, sia dalla possibilità di estendere la posizione di indispensabilità su più mercati considerati congiuntamente.

L'obiettivo, a questo punto, è quello di aggiornare l'analisi di pivotalità, valutando se e come si è modificata la situazione sui mercati geografici rilevanti al 31 dicembre 2007. A tale proposito, si farà riferimento all'indice di pivotalità utilizzato dal GME nelle proprie relazioni, l'**indice di operatore residuale (IOR)**. Lo IOR è calcolato, per ciascun operatore ciascuna ora e ciascuna zona, come rapporto tra le quantità complessivamente offerte dai concorrenti dell'operatore i-esimo (in luogo della potenza disponibile) e la quantità complessivamente venduta (in luogo della domanda interna ad ogni zona ridotta delle importazioni nette dalle zone limitrofe):

$$IOR_{mz,i,h} = \frac{\sum_{j \neq i} S_{mz,j,h}}{V_{mz,h}}.$$

L'indice misura pertanto la **residualità ex post**, 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. A differenza dell'indice di pivotalità definito dall'AEEG, che è basato su di una variabile binaria che assume valore 1 se la domanda residuale dell'operatore in questione è positiva e 0 in caso contrario, lo IOR del GME è un indice di tipo continuo, più adatto a misurare l'entità del potenziale di esercizio del potere di mercato. In particolare, di tale indice vengono considerate due derivazioni. La prima è lo IOR_h , che rappresenta la *frequenza di non contendibilità del mercato* ed è calcolato, per ogni macrozona e ogni operatore, come la percentuale di ore in cui l'operatore stesso ha avuto una domanda residuale positiva ed ha quindi potuto svolgere la funzione di price-maker. La seconda è lo IOR_q , che rappresenta la *quota di vendite non contendibili di ciascun operatore* ed è calcolato, per ciascuna macrozona e ogni operatore, come il rapporto tra le quantità su cui l'operatore ha fissato il prezzo di mercato (ricavate dallo IOR come differenza tra denominatore e numeratore⁸⁷) e le sue vendite.

Nella tabella seguente, è riportata, per ognuno dei primi tre operatori e per ogni macrozona, la percentuale delle ore nell'anno 2007 in cui l'operatore è risultato necessario:

⁸⁷ "Quantità vendute complessive zonali – quantità offerte dagli altri operatori".

Operatore		MzNord	MzSud	MzSicilia	MzSardegna
A	Totale	76,7% (83,4%)	100,0% (100,0%)	86,9% (96,5%)	59,8% (53,9%)
	Lavorativo Picco	99,3% (100,0%)	100,0% (100,0%)	99,8% (100,0%)	91,8% (80,4%)
	Lavorativo F Picco	62,9% (73,8%)	99,9% (100,0%)	77,5% (93,3%)	39,2% (41,1%)
	Festivo	66,7% (75,9%)	100,0% (100,0%)	83,1% (96,1%)	46,9% (38,9%)
B	Totale	0,1% (4,6%)	- (0,0%)	0,4% (-)	92,7% (83,8%)
	Lavorativo Picco	0,2% (10,8%)	- (0,1%)	1,0% (-)	96,3% (91,5%)
	Lavorativo F Picco	- (2,3%)	- (-)	0,2% (-)	91,0% (81,9%)
	Festivo	- (0,2%)	- (-)	- (-)	90,6% (77,5%)
C	Totale	0,4% (2,7%)	0,0% (0,1%)	3,4% (4,6%)	- (-)
	Lavorativo Picco	1,0% (7,2%)	0,1% (0,3%)	7,5% (8,5%)	- (-)
	Lavorativo F Picco	- (0,5%)	- (-)	1,6% (2,5%)	- (-)
	Festivo	- (0,1%)	- (-)	0,9% (2,7%)	- (-)
CIP6	Totale	- (1,1%)	0,7% (7,5%)	5,9% (13,0%)	22,4% (25,8%)
	Lavorativo Picco	- (3,0%)	1,9% (12,2%)	12,6% (18,9%)	29,0% (28,5%)
	Lavorativo F Picco	- (0,2%)	0,2% (5,2%)	2,6% (10,5%)	18,1% (25,1%)
	Festivo	- (-)	0,0% (4,8%)	2,0% (9,3%)	19,7% (23,7%)
Altri	Totale	- (1,2%)	0,0% (0,1%)	0,7% (0,5%)	0,0% (0,3%)
	Lavorativo Picco	- (3,2%)	0,1% (0,2%)	1,8% (0,7%)	- (0,2%)
	Lavorativo F Picco	- (0,2%)	- (-)	0,3% (0,4%)	0,1% (0,7%)
	Festivo	- (0,1%)	- (-)	- (0,4%)	- (0,1%)
Totale	Totale	76,7% (83,4%)	100,0% (100,0%)	86,9% (96,5%)	95,2% (87,1%)
	Lavorativo Picco	99,3% (100,0%)	100,0% (100,0%)	99,8% (100,0%)	99,3% (95,9%)
	Lavorativo F Picco	62,9% (73,8%)	99,9% (100,0%)	77,5% (93,3%)	92,6% (84,1%)
	Festivo	66,7% (75,9%)	100,0% (100,0%)	83,1% (96,1%)	93,6% (80,7%)

() tra parentesi i valori dell'anno precedente

Tabella 9: Ore con almeno un operatore necessario (IORh): % sul totale (fonte: GME)

- L'operatore A (Enel) è risultato indispensabile per la copertura della domanda locale, e quindi in grado di fissare il prezzo all'ingrosso
 - o nel 77% delle ore nella MzNord (nel 99% delle ore di picco);
 - o nel 100% delle ore nella MzSud;
 - o nell'87% delle ore nella MzSicilia (nel 100% delle ore di picco);
 - o nel 60% delle ore nella MzSardegna (nel 92% delle ore di picco).
- L'operatore B (Endesa) è risultato indispensabile per la copertura della domanda locale, e quindi in grado di fissare il prezzo all'ingrosso, nel 93% delle ore nella MzSardegna (nel 96% delle ore di picco).

Considerando la quota di vendite non contendibili di ciascun operatore per l'anno 2007 (Figura 27), risulta che:

- L'operatore A (Enel) ha effettuato in assenza di concorrenza
 - o il 63% delle sue vendite totali nella MzNord (l'80% nelle ore di picco);
 - o il 50% delle sue vendite totali nella MzSud (il 77% nelle ore di picco);
 - o il 90% delle sue vendite totali nella MzSicilia (il 52% nelle ore di picco);

- il 26% delle sue vendite totali nella MzSardegna (il 43% nelle ore di picco).
- L'operatore B (Endesa) ha venduto in assenza di concorrenza il 39% delle sue vendite totali nella MzSardegna (il 43% nelle ore di picco).

Operatore		Totale	MzNord	MzSud	MzSicilia	MzSardegna
A	Totale	62,7% (73,5%)	49,9% (57,6%)	89,8% (94,6%)	37,1% (58,6%)	25,7% (26,7%)
	Lavorativo Picco	80,3% (88,7%)	77,1% (87,5%)	97,4% (98,2%)	52,0% (70,1%)	42,9% (39,1%)
	Lavorativo F Picco	46,8% (62,6%)	28,7% (37,1%)	77,1% (89,5%)	28,1% (52,6%)	14,1% (18,3%)
	Festivo	53,4% (63,4%)	24,0% (32,5%)	93,0% (95,0%)	28,1% (50,8%)	14,9% (17,0%)
B	Totale	7,9% (8,1%)	0,0% (1,9%)	- (0,0%)	8,1% (-)	39,4% (38,5%)
	Lavorativo Picco	7,4% (8,1%)	0,0% (3,5%)	- (0,1%)	10,9% (-)	42,9% (39,6%)
	Lavorativo F Picco	7,0% (7,3%)	- (0,6%)	- (-)	4,8% (-)	38,0% (41,2%)
	Festivo	11,0% (9,5%)	- (0,0%)	- (-)	- (-)	35,9% (34,1%)
C	Totale	0,2% (1,0%)	0,1% (1,2%)	0,0% (0,0%)	3,5% (3,7%)	- (-)
	Lavorativo Picco	0,4% (1,9%)	0,2% (2,4%)	0,0% (0,1%)	5,4% (4,8%)	- (-)
	Lavorativo F Picco	0,1% (0,2%)	- (0,1%)	- (-)	1,7% (2,1%)	- (-)
	Festivo	0,0% (0,2%)	- (0,0%)	- (-)	1,0% (3,2%)	- (-)
CIP6	Totale	0,6% (2,0%)	- (0,5%)	0,2% (1,7%)	1,3% (4,0%)	3,8% (6,0%)
	Lavorativo Picco	1,0% (3,0%)	- (1,2%)	0,5% (3,1%)	3,0% (5,7%)	5,1% (6,4%)
	Lavorativo F Picco	0,3% (1,4%)	- (0,0%)	0,0% (0,9%)	0,6% (3,1%)	2,6% (6,4%)
	Festivo	0,4% (1,4%)	- (-)	0,0% (0,8%)	0,3% (3,2%)	3,8% (5,2%)
Altri	Totale	0,0% (0,2%)	- (0,3%)	0,0% (0,0%)	0,4% (0,2%)	0,0% (0,3%)
	Lavorativo Picco	0,0% (0,5%)	- (0,8%)	0,0% (0,0%)	0,9% (0,3%)	- (0,1%)
	Lavorativo F Picco	0,0% (0,0%)	- (0,0%)	- (-)	0,1% (0,1%)	0,0% (0,8%)
	Festivo	- (0,0%)	- (0,0%)	- (-)	- (0,1%)	- (0,1%)
Totale	Totale	20,3% (26,3%)	13,4% (15,1%)	30,6% (42,0%)	20,1% (34,6%)	21,3% (21,8%)
	Lavorativo Picco	25,3% (31,1%)	21,1% (22,9%)	31,7% (43,3%)	27,9% (40,5%)	28,4% (26,3%)
	Lavorativo F Picco	14,6% (21,3%)	7,4% (8,9%)	24,9% (37,9%)	14,6% (30,2%)	16,8% (20,8%)
	Festivo	18,9% (24,7%)	6,7% (9,2%)	36,2% (45,1%)	15,7% (31,7%)	17,2% (17,4%)

() tra parentesi i valori dell'anno precedente

Figura 27: Vendite in assenza di concorrenza (IOR_q): % sul totale (fonte: GME)

A livello aggregato, i due indicatori esprimono, per ciascuna macrozona, la percentuale di ore in cui almeno un operatore è risultato necessario (IOR_h) ed il rapporto tra la somma delle quantità non contendibili di tutti gli operatori e le vendite complessive sul mercato (IOR_q) (Figura 28 e Figura 29).

IORh

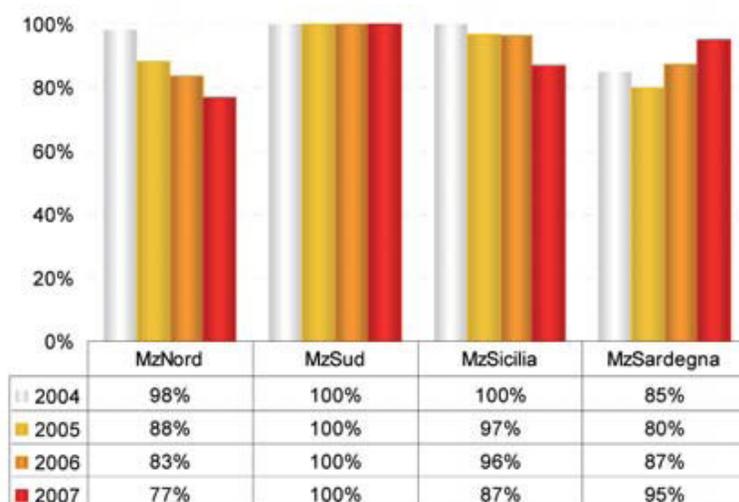


Figura 28: Indice di operatore residuale annuale sulle ore

IORq

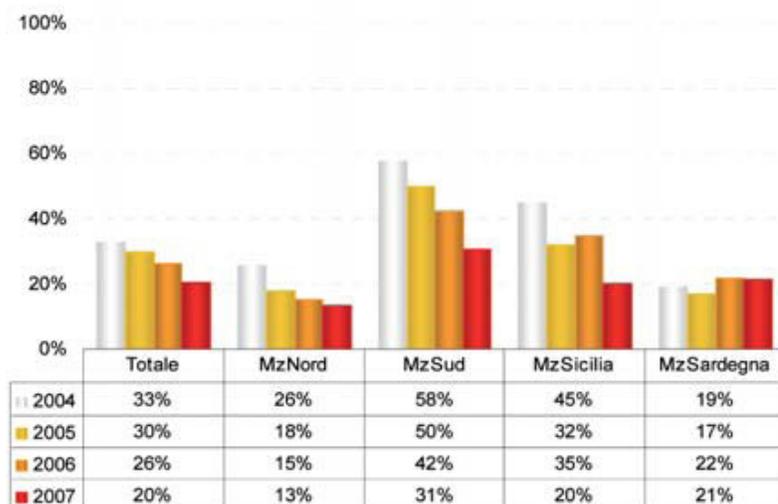


Figura 29: Indice di operatore residuale annuale sulle quantità

Per quanto riguarda la MzNord, l'alto numero di ore in cui almeno un operatore è stato necessario, pari al 77%, segnala che il potere di mercato nella macrozona è ancora significativo, anche se tale valore ha esibito un calo significativo sui quattro anni (-21 p.p.). La quota di mercato complessivamente non contendibile è stata del 13% ed in quattro anni si è praticamente dimezzata. Nella MzSud, si riscontra stabilmente dal 2004

la presenza di almeno un operatore necessario in tutte le ore dell'anno. Nonostante la quota di mercato non contendibile si sia vistosamente contratta di 27 p.p. nei quattro anni, questa rimane la più alta tra le macrozone (31%). La percentuale di ore in cui almeno un operatore è stato necessario nella Mz Sicilia è calata di 13 p.p. rispetto al 2004, risultando pari all'87%. Anche la quota di mercato non contendibile è scesa (-15 p.p.) attestandosi al 20%. Gli indici di residualità relativi alla Mz Sardegna segnalano nei quattro anni un aumento sia delle ore in cui almeno un operatore è risultato necessario (95%; +10 p.p.) sia della quota di mercato non contendibile (21%; +2 p.p.).

In sintesi, l'analisi condotta mediante l'applicazione degli indici di operatore residuale del GME mostra un progressivo miglioramento della concorrenzialità al Nord, in cui gli indici di residualità hanno subito una riduzione marcata rispetto al 2004, coerente con l'ingresso in servizio di nuovi impianti, ed in Sicilia. Nelle altre macrozone siamo ancora in presenza di una struttura di offerta fortemente concentrata, in particolare per quanto riguarda la Sardegna. In quest'ultima macrozona, in cui due operatori (Enel ed Endesa) hanno il potere di fissare il prezzo all'ingrosso, è aumentata la possibilità di esercizio del potere di mercato rispetto al 2004.

Enel ricopre in gran parte delle situazioni il ruolo di operatore pivotale, indispensabile cioè per coprire il fabbisogno energetico locale. Le determinanti principali del potere di mercato dei produttori, ed in particolare di Enel, sono, da una parte, i vincoli della rete di trasmissione nelle interconnessioni con l'estero e nella capacità di trasporto tra le macroaree in cui è distinto il mercato interno e, dall'altra, l'attuale allocazione degli impianti di punta. **L'ex monopolista, infatti, dispone della maggior parte degli impianti di modulazione e di picco e si confronta con produttori minori che dispongono tipicamente di potenza di base.** In tutte le macrozone, tranne la Sardegna che è caratterizzata da un duopolio, il mercato si comporta secondo il modello "leader-followers" in cui **l'ex monopolista fissa il prezzo e la frangia competitiva agisce da price-taker.** Richiamando anche le osservazioni effettuate nel precedente paragrafo, **il ruolo pivotale di Enel si accompagna ad una posizione dominante,** legata alla sua posizione – in termini di capacità produttiva, quantità di energia venduta sul mercato, struttura e ubicazione del proprio parco impianti – detenuta sui mercati rilevanti, certamente al Nord, in Sicilia e nella MzSud. Enel è infatti il principale operatore nazionale, relativamente allo stock di potenza efficiente lorda, con una quota di mercato pari al 43%. Enel è anche l'unico operatore nazionale che presenta una struttura del

proprio parco impianti equilibrata tra impianti di base, mid merit e di punta. Inoltre, Enel è l'unico operatore che presenta una capillare presenza nelle varie aree del Paese. Con riferimento alle quote di mercato misurate sulle offerte accettate sul MGP, Enel è risultato dominante nelle macrozone Nord, Sud e Sicilia. Con riferimento al mercato sardo, i dati strutturali sembrerebbero confermare la persistenza di un duopolio (dominanza collettiva) tra Enel ed Endesa.

2. Proposta di un modello in forma ridotta

L'analisi condotta nel paragrafo precedente ha fotografato una situazione strutturale in cui un operatore (due nel caso del mercato sardo), in certe condizioni di carico e di capacità produttiva nella disponibilità dei suoi concorrenti, è in grado di fissare a piacere i prezzi dell'energia elettrica su uno o più mercati rilevanti. A questo punto, occorre valutare se tali criticità strutturali si traducano in un effettivo incremento dei prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica. L'obiettivo, dunque, è di **analizzare in quale misura l'andamento dei prezzi dell'energia elettrica sia spiegato dalla mancanza di una effettiva concorrenza nelle offerte di mercato e in quale misura, invece, dipenda da altri fattori**. L'ottica di questo studio è chiaramente quella del tradizionale approccio *struttura-condotta-risultati* dell'economia industriale, per cui la performance di un'impresa è determinata essenzialmente dalla struttura del settore industriale di appartenenza, che ne condiziona i comportamenti strategici. L'analisi del potere di mercato nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica in Italia verrà effettuata mediante la specificazione di un **modello di regressione lineare multipla con cui stimare la relazione fra i prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica e gli indicatori strutturali visti nei precedenti paragrafi (modello in forma ridotta)**. Sarà dunque considerato l'effetto sui prezzi del grado di concentrazione che caratterizza il mercato elettrico nazionale, misurato dall'indice HHI. Inoltre, sarà valutato l'impatto sui prezzi della struttura di mercato in termini di pivotalità, tramite l'utilizzo di una variante dell'indice di operatore residuale.

Oltre alle variabili strutturali, vi sono naturalmente altri fattori che concorrono a spiegare l'andamento dei prezzi all'ingrosso. Dal momento che la produzione di energia elettrica in Italia è fortemente basata sui combustibili fossili, una delle principali determinanti dei

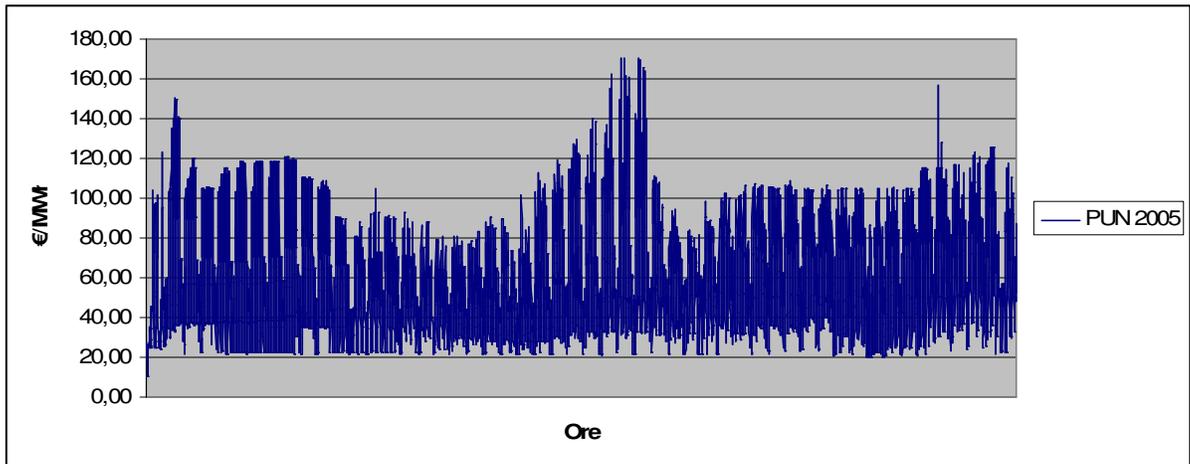
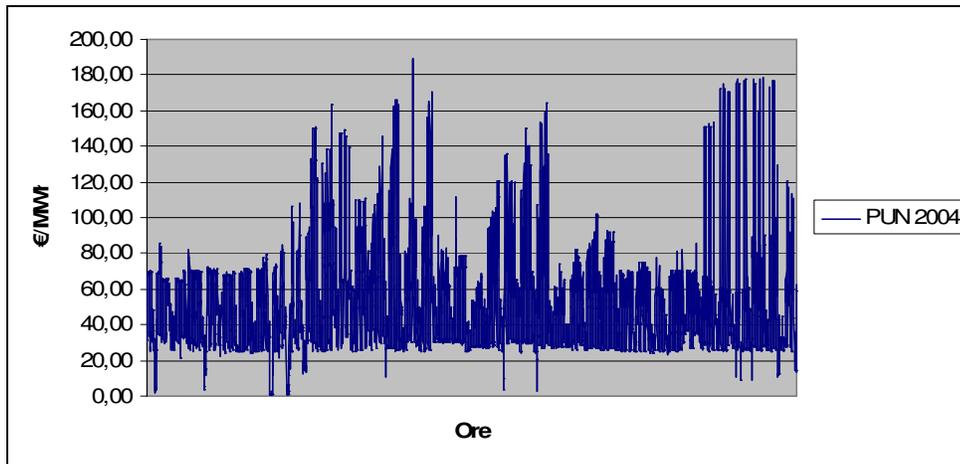
prezzi dell'energia è sicuramente il **prezzo del petrolio**, che viene utilizzato come proxy dei costi dei combustibili in ragione della sua elevata correlazione sia coi prezzi dei prodotti petroliferi sia con quelli del gas. In secondo luogo, il prezzo dipende fortemente dalla **domanda di energia elettrica**, che a sua volta varia a seconda della stagione, del giorno della settimana e dell'ora del giorno: nei periodi in cui il fabbisogno è maggiore, i prezzi dell'energia elettrica sono logicamente maggiori. Infine, è necessario tenere conto dei limiti alla capacità di trasporto sulla rete elettrica, che determinano la **segmentazione del mercato nazionale** in vari mercati locali. A questo scopo, l'analisi verrà condotta separatamente per ciascun mercato geografico rilevante, cioè per ogni macrozona.

2.1 I dati

Per quanto riguarda il **prezzo all'ingrosso** dell'energia elettrica, i dati provengono dal GME, che fornisce, per ogni ora, il prezzo di acquisto unico nazionale (PUN) ed i prezzi di vendita in ogni zona (€/MWh). Questi ultimi sono stati aggregati su base macrozonale, ottenendo il prezzo di vendita medio orario (ponderato per le quantità vendute) in ogni macrozona (P_NORD, P_SUD, P_SIC, P_SARD). Tali dati sono disponibili a partire dal 01-04-2004, primo giorno di contrattazione su IPEX. La serie storica del prezzo dell'energia elettrica su base oraria, rappresentata in Figura 30 (il numero di osservazioni è eccessivo per consentire la rappresentazione dell'intera serie in un unico grafico, pertanto si sono suddivise le osservazioni in quattro grafici a seconda dell'anno), presenta alcune peculiarità legate alle caratteristiche del bene stesso, che lo differenziano dalle altre *commodities*, e che si riscontrano nella maggior parte dei mercati elettrici liberalizzati (Knittel e Roberts, 2005; Geman e Roncoroni, 2006⁸⁸). Come noto, l'energia elettrica non può essere immagazzinata e deve essere consumata nel momento stesso della sua vendita. Di conseguenza, diversamente dalle altre *commodities*, come il petrolio o il gas naturale, la volatilità del mercato elettrico è molto elevata; inoltre, i prezzi dell'energia elettrica sono soggetti a variazioni improvvise, non prevedibili e molto grandi, dette salti o *spikes*. Tale fenomeno è spiegato da shock della domanda o dell'offerta (come l'indisponibilità non programmata di grandi impianti), nonché dall'esercizio del potere di mercato degli operatori. I salti sono però caratterizzati, in

⁸⁸ Knittel C.R., Roberts M.R., 2005, An empirical examination of restructured electricity prices. *Energy Economics*, Volume 27, Issue 5, Pages 791-817. Geman H., Roncoroni A., 2006, Understanding the Fine Structure of Electricity Prices. *The Journal of Business*, vol. 79, no. 3.

generale, da un ritorno molto veloce allo stato “normale”. Di conseguenza, per i prezzi dell’energia elettrica si parla di ritorno alla media (*mean reversion*), che è quel fenomeno, in una serie storica, per cui i valori oscillano attorno ad una media: quando sono più alti della media essi tendono ad abbassarsi, e quando sono più bassi della media essi tendono ad alzarsi.



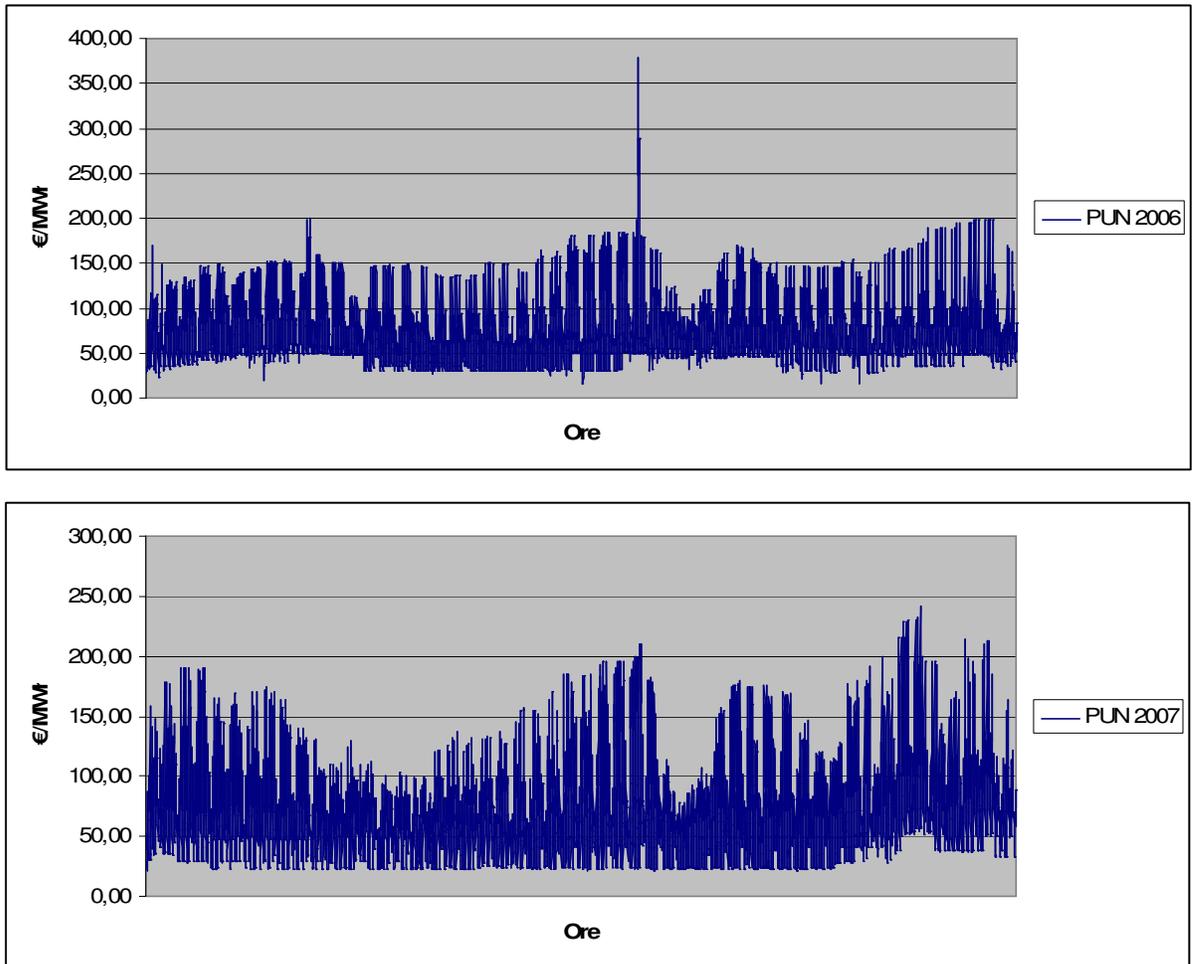


Figura 30: PUN orario 01-04-2004 – 31-12-2007

Il fenomeno che più rileva per l'analisi che ci siamo proposti di condurre è, tuttavia, quello della **stagionalità** multipla (a periodicità giornaliera, settimanale, annuale) che caratterizza l'andamento dei prezzi dell'energia sul mercato elettrico. La stagionalità corrisponde a variazioni nei dati osservati che si riscontrano con regolarità nel corso del tempo. La figura seguente mostra l'andamento del PUN medio mensile relativamente al periodo 01-04-2004 – 31/12/2007:

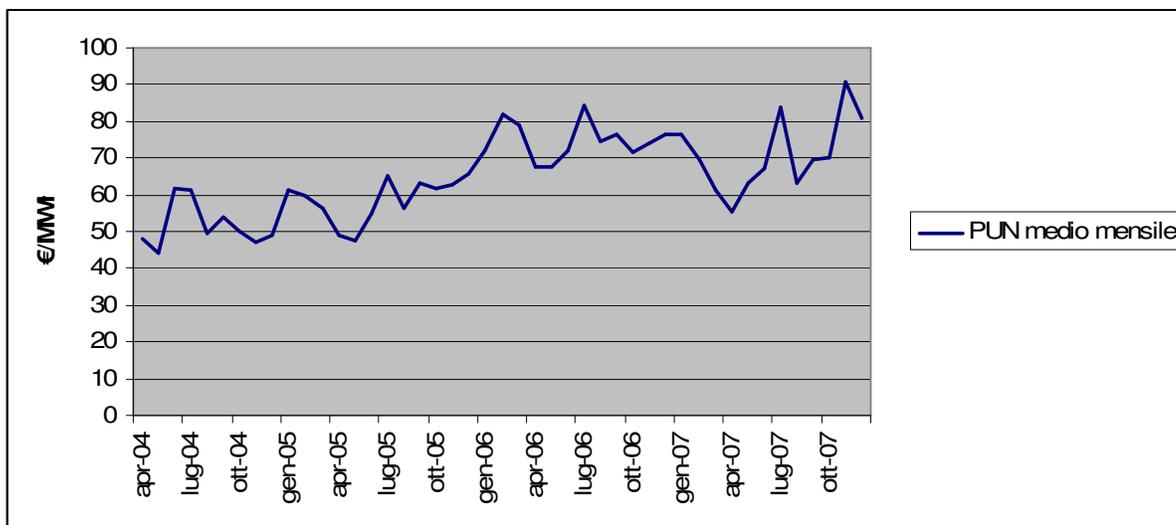


Figura 31: PUN medio mensile

L'evoluzione mensile della serie storica evidenzia la stagionalità del prezzo dell'energia elettrica, legata alle abitudini e ai comportamenti ormai consolidati dei consumatori di energia elettrica. Il PUN esibisce infatti quotazioni più alte nei mesi di maggiore domanda, ovvero in quelli invernali per necessità di illuminazione e riscaldamento ed in quelli estivi a causa dell'adozione generalizzata di sistemi di condizionamento elettrico. La stagionalità non dipende solo dalla domanda, ma a volte anche da fattori legati al lato dell'offerta: ad esempio, la quantità di energia idroelettrica prodotta dipende dalla quantità di piogge o dalle interruzioni programmate per manutenzione degli impianti. La Figura 32 rappresenta il PUN medio per ogni ora dei giorni lavorativi (lunedì-venerdì) e dei weekend (sabato e domenica), calcolato sull'intero campione⁸⁹.

⁸⁹ I giorni festivi infrasettimanali non sono stati considerati.

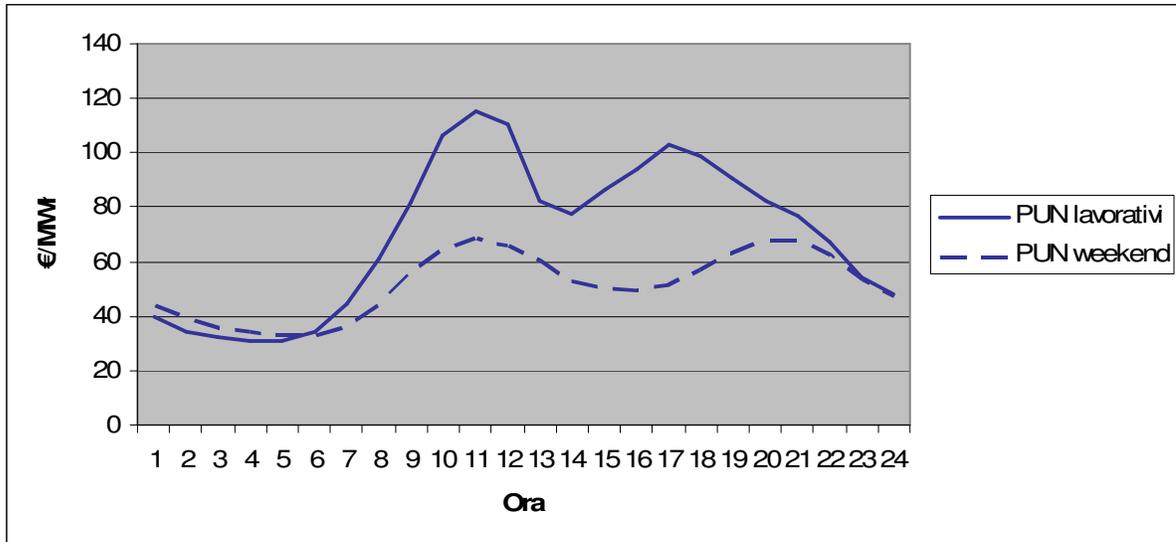


Figura 32: PUN medio per ogni ora dei giorni lavorativi e dei weekend

In primo luogo, è evidente la variazione del prezzo dell'elettricità tra i diversi giorni della settimana: il calo dei consumi nei finesettimana, tipicamente legati alla sospensione delle attività industriali, coincide con una marcata riduzione del prezzo. Inoltre, il prezzo varia sensibilmente nel corso della giornata: a tal proposito, si distinguono le ore di picco, in cui domanda e prezzo sono più elevati, dalle ore fuori picco, in cui domanda e prezzo sono inferiori⁹⁰.

La **domanda di energia elettrica** è sostituita dalla quantità acquistata misurata in MWh, pubblicata dal GME per ogni ora sia come dato aggregato nazionale sia per ogni zona. Gli acquisti realizzati in ogni zona sono stati aggregati su base macrozonale, ottenendo la quantità acquistata in ogni ora in ogni macrozona (Q_NORD, Q_SUD, Q_SIC, Q_SARD). Tali dati sono disponibili a partire dal 01-04-2004, primo giorno di contrattazione su IPEX.

La **concentrazione** del mercato si può esprimere, come noto, mediante l'indice HHI calcolato sull'energia venduta, di cui il GME pubblica le serie cronologiche orarie per

⁹⁰ Dalla definizione fornita dal GME:

- Ore di picco: dal 01/04/2004 al 31/12/2005 nei soli giorni lavorativi, sono le ore comprese tra le 7:00 e le 22:00; dal 01/01/2006 nei soli giorni lavorativi, sono le ore comprese tra le 8:00 e le 20:00.
- Ore fuori picco: dal 01/04/2004 al 31/12/2005 sono tutte le ore dei giorni festivi e, nei giorni lavorativi, le ore comprese tra le 0:00 e le 7:00 e tra le 22:00 e le 24:00; dal 01/01/2006 sono tutte le ore dei giorni festivi e, nei giorni lavorativi, le ore comprese tra le 0:00 e le 8:00 e tra le 20:00 e le 24:00.

ogni macrozona (HHI_NORD, HHI_SUD, HHI_SIC, HHI_SARD). Si ricorda che questo indice è calcolato dal GME secondo la seguente formula:

$$HHI_{mz,h} = \sum_{i=1}^N (s_{i,mz,h} * 100)^2,$$

dove $s_{i,mz,h} = \frac{V_{i,mz,h}}{\sum_{i=1}^N V_{i,mz,h}}$ e i = operatore (1,...,N), mz = macrozona, h = ora, V = quantità

venduta

Tali dati sono disponibili solo a partire dal 01-01-2005.

La **pivotalità** è catturata mediante un indice costruito sulla base dei dati orari pubblicati dal GME. Il GME calcola, per ciascun operatore, ciascuna ora e ciascuna zona, la differenza tra “quantità vendute complessivamente nella zona” e “quantità offerte dagli altri operatori”. Tale differenza si può interpretare come la *domanda residuale dell’i-esimo operatore di mercato*, dove la quantità totale venduta nella zona sostituisce la domanda di energia elettrica locale (al netto dei flussi di scambio con le zone limitrofe) e la somma delle quantità offerte dagli altri operatori sostituisce la capacità produttiva complessiva degli operatori diversi da i nella zona, per indisponibilità al GME di tale secondo dato:

$$DR_{i,mz,h} = \sum_{i=1}^N V_{i,mz,h} - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N O_{j,mz,h}$$

dove i, j = operatore (1,...,N), mz = macrozona, h = ora, V = quantità venduta, O = quantità offerta. Per ogni ora e per ogni macrozona viene pubblicata dal GME la versione aggregata dell’indice, cioè la somma delle domande residuali dei singoli operatori. A partire da questo dato, è possibile costruire un indice di operatore residuale come rapporto tra la somma delle quantità non contendibili di tutti gli operatori e le vendite complessive per ogni macrozona e per ogni ora (IOR_NORD, IOR_SUD, IOR_SIC, IOR_SARD):

$$IOR_{mz,h} = \frac{\sum_{i=1}^N DR_{i,mz,h}}{\sum_{i=1}^N V_{i,mz,h}} .$$

Anche per questa variabile, i dati sono disponibili solo dal 01-01-2005.

Il **prezzo del petrolio**, utilizzato come proxy del prezzo delle materie prime energetiche, è espresso dal prezzo spot del Brent, il greggio di riferimento europeo (Fonte: *EIA – Energy Information Administration*), convertito in euro al barile attraverso le quotazioni pubblicate dalla Banca d'Italia (PBRENT).

2.2 Analisi dei dati: correlazioni semplici e modelli di regressione lineare

Per iniziare, è stata condotta un'analisi preliminare della correlazione tra le variabili.

La figura seguente confronta le serie medie mensili del PUN e del Brent, mostrando una stretta relazione tra le due variabili.

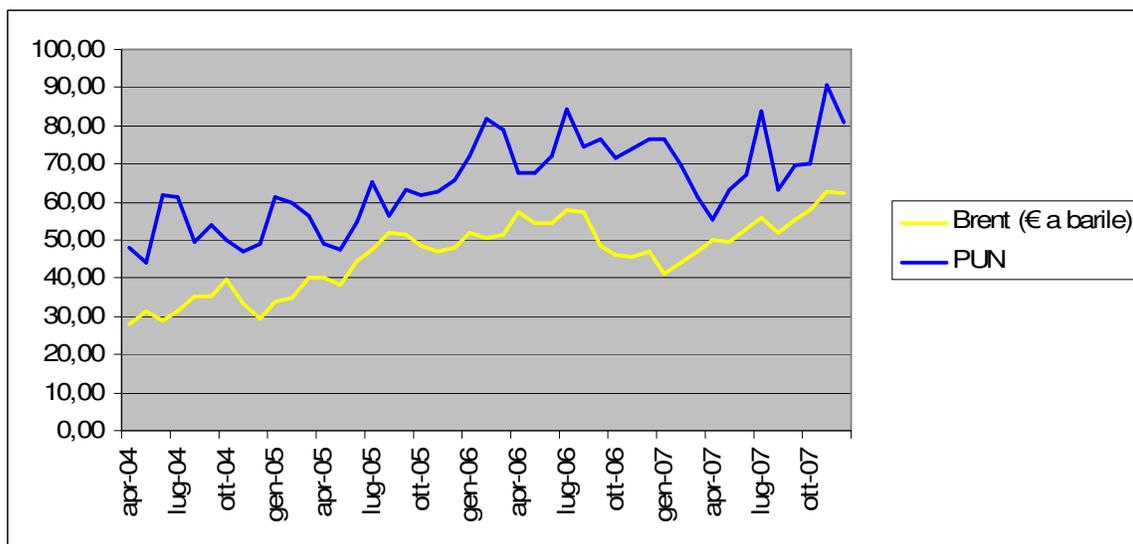


Figura 33: Serie medie mensili del PUN e del Brent

La relazione tra prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica e prezzo del petrolio non è tuttavia immediata, ma sembra risentire di ritardi che riflettono la struttura contrattuale degli approvvigionamenti di combustibile. L'analisi della correlazione esistente tra le due serie giornaliere ha permesso di verificare l'effettiva sussistenza di tale fenomeno e la sua entità. In particolare, sono state calcolate le correlazioni esistenti ai vari ritardi temporali del prezzo del greggio (Tabella 10)⁹¹. Tale analisi ha confermato un livello significativo di correlazione tra PUN e Brent, che assume valori compresi tra 44% e 62%, raggiungendo valori massimi in corrispondenza di un **ritardo di 120 giorni**. Nonostante la stretta correlazione positiva del prezzo dell'energia elettrica con il prezzo del petrolio, occorre sottolineare che mentre variabili come domanda di energia elettrica e struttura dell'offerta degli operatori hanno un effetto sul prezzo dell'energia che si manifesta su un orizzonte di brevissimo termine, l'orizzonte sul quale agiscono gli effetti della variazione del prezzo del petrolio è ben diverso. **Il prezzo del petrolio provoca cioè un “effetto di fondo” sul prezzo dell'energia elettrica, ma è irrilevante in un'analisi su base oraria del prezzo dell'elettricità.** In altre parole, volendo studiare le determinanti del prezzo dell'energia elettrica con una granularità dei dati mensile o annuale, l'evoluzione dei corsi dei combustibili è senz'altro da considerare. Diversamente, se l'analisi si dispiega nel brevissimo termine, acquisiscono maggior rilievo le variabili relative al livello di domanda e offerta, i vincoli di rete e il comportamento endogeno di offerta degli operatori, mentre l'evoluzione dei corsi del combustibile inducono dinamiche di *trend* che si dispiegano nel lungo periodo. Sulla base di queste considerazioni, si procederà escludendo dall'analisi di regressione la variabile relativa al prezzo dei combustibili, prescindendo dal suo effetto sulle variazioni orarie del prezzo dell'energia elettrica.

⁹¹ Per il Pun sono state utilizzate le quotazioni relative al periodo 1/4/2004 – 31/12/2007, escludendo i sabati, le domeniche, e i giorni festivi infrasettimanali. Per il Brent il campione è stato allungato al 1/4/2003 per consentire il calcolo delle relazioni ritardate di un anno.

Correlations

		PUN	PBRENT	LAGS(PB RENT,30)	LAGS(PB RENT,60)	LAGS(PB RENT,90)	LAGS(PBR ENT,120)	LAGS(PBR ENT,150)	LAGS(PBR ENT,180)	LAGS(PBR ENT,210)	LAGS(PBR ENT,240)
PUN	Pearson Correlation	1	,526**	,553**	,585**	,620**	,626**	,561**	,496**	,463**	,540**
	Sig. (2-tailed)	,	,000	,000	,000	,000	,000	,000	,000	,000	,000
	N	972	959	972	972	972	972	972	972	972	972
PBRENT	Pearson Correlation	,526**	1	,942**	,905**	,878**	,839**	,813**	,772**	,780**	,801**
	Sig. (2-tailed)	,000	,	,000	,000	,000	,000	,000	,000	,000	,000
	N	959	1218	1188	1158	1128	1098	1068	1038	1008	978
LAGS(PBRENT,30)	Pearson Correlation	,553**	,942**	1	,942**	,905**	,878**	,839**	,813**	,772**	,780**
	Sig. (2-tailed)	,000	,000	,	,000	,000	,000	,000	,000	,000	,000
	N	972	1188	1218	1188	1158	1128	1098	1068	1038	1008
LAGS(PBRENT,60)	Pearson Correlation	,585**	,905**	,942**	1	,942**	,905**	,878**	,839**	,813**	,772**
	Sig. (2-tailed)	,000	,000	,000	,	,000	,000	,000	,000	,000	,000
	N	972	1158	1188	1218	1188	1158	1128	1098	1068	1038
LAGS(PBRENT,90)	Pearson Correlation	,620**	,878**	,905**	,942**	1	,942**	,905**	,878**	,839**	,813**
	Sig. (2-tailed)	,000	,000	,000	,000	,	,000	,000	,000	,000	,000
	N	972	1128	1158	1188	1218	1188	1158	1128	1098	1068
LAGS(PBRENT,120)	Pearson Correlation	,626**	,839**	,878**	,905**	,942**	1	,942**	,905**	,878**	,839**
	Sig. (2-tailed)	,000	,000	,000	,000	,000	,	,000	,000	,000	,000
	N	972	1098	1128	1158	1188	1218	1188	1158	1128	1098
LAGS(PBRENT,150)	Pearson Correlation	,561**	,813**	,839**	,878**	,905**	,942**	1	,942**	,905**	,878**
	Sig. (2-tailed)	,000	,000	,000	,000	,000	,000	,	,000	,000	,000
	N	972	1068	1098	1128	1158	1188	1218	1188	1158	1128
LAGS(PBRENT,180)	Pearson Correlation	,496**	,772**	,813**	,839**	,878**	,905**	,942**	1	,942**	,905**
	Sig. (2-tailed)	,000	,000	,000	,000	,000	,000	,000	,	,000	,000
	N	972	1038	1068	1098	1128	1158	1188	1218	1188	1158
LAGS(PBRENT,210)	Pearson Correlation	,463**	,780**	,772**	,813**	,839**	,878**	,905**	,942**	1	,942**
	Sig. (2-tailed)	,000	,000	,000	,000	,000	,000	,000	,000	,	,000
	N	972	1008	1038	1068	1098	1128	1158	1188	1218	1188
LAGS(PBRENT,240)	Pearson Correlation	,540**	,801**	,780**	,772**	,813**	,839**	,878**	,905**	,942**	1
	Sig. (2-tailed)	,000	,000	,000	,000	,000	,000	,000	,000	,000	,
	N	972	978	1008	1038	1068	1098	1128	1158	1188	1218
LAGS(PBRENT,270)	Pearson Correlation	,484**	,773**	,801**	,780**	,772**	,813**	,839**	,878**	,905**	,942**
	Sig. (2-tailed)	,000	,000	,000	,000	,000	,000	,000	,000	,000	,000
	N	961	948	978	1008	1038	1068	1098	1128	1158	1188
LAGS(PBRENT,300)	Pearson Correlation	,443**	,780**	,773**	,801**	,780**	,772**	,813**	,839**	,878**	,905**
	Sig. (2-tailed)	,000	,000	,000	,000	,000	,000	,000	,000	,000	,000
	N	931	918	948	978	1008	1038	1068	1098	1128	1158
LAGS(PBRENT,330)	Pearson Correlation	,522**	,799**	,780**	,773**	,801**	,780**	,772**	,813**	,839**	,878**
	Sig. (2-tailed)	,000	,000	,000	,000	,000	,000	,000	,000	,000	,000
	N	901	888	918	948	978	1008	1038	1068	1098	1128
LAGS(PBRENT,360)	Pearson Correlation	,541**	,764**	,799**	,780**	,773**	,801**	,780**	,772**	,813**	,839**
	Sig. (2-tailed)	,000	,000	,000	,000	,000	,000	,000	,000	,000	,000
	N	871	858	888	918	948	978	1008	1038	1068	1098

** Correlation is significant at the 0.01 level (2-tailed).

Tabella 10: Correlazioni semplici tra PUN e prezzo del petrolio

I coefficienti di correlazione tra i prezzi di vendita dell'energia elettrica nelle quattro macrozone e le rispettive quantità acquistate (che sostituiscono i carichi orari) sono significativi ed indicano una relazione positiva piuttosto forte (soprattutto nella MzNord e nella MzSud): ad alti livelli di domanda corrispondono prezzi elevati e viceversa (vedi Tabella 11).

L'analisi della correlazione tra il prezzo in ogni macrozona e i relativi indici strutturali (concentrazione e residualità) mostra una relazione significativa ma non particolarmente forte fra le coppie di variabili (vedi Tabella 11). In particolare, il coefficiente di correlazione tra il prezzo macrozonale e il relativo indice HHI assume segno negativo per ogni macrozona: i dati sembrano dunque indicare una relazione inversa, anche se non molto forte, tra concentrazione del mercato locale e prezzo di vendita dell'elettricità. Questa indicazione è in conflitto con quella fornita dalla teoria economica per cui più il mercato è concentrato, più i prezzi sono elevati: ad esempio, un elevato valore di HHI indica che esiste la possibilità, nel mercato che si sta osservando, di esercizio di potere di mercato, perché corrisponde a situazioni che favoriscono tale comportamento, quali un oligopolio simmetrico oppure un operatore dominante. Come sappiamo, tuttavia, l'applicazione dell'indice HHI al settore elettrico sconta il limite fondamentale di non tenere conto di fattori quali la rigidità della domanda, l'esistenza di vincoli significativi alla capacità di generazione da parte dei produttori e l'impossibilità di stoccaggio dell'energia elettrica. Nei periodi di domanda elevata può accadere che le imprese più piccole raggiungano il loro limite massimo di capacità. I produttori che risultano indispensabili per il soddisfacimento del fabbisogno possono dunque esercitare potere di mercato contraendo l'output in modo da innalzare il prezzo di vendita. Quando tale situazione si verifica, la concentrazione del mercato appare addirittura inferiore, dal momento che i produttori stanno di fatto restringendo strategicamente l'offerta e di conseguenza la loro quota di mercato si riduce⁹². I tradizionali indicatori di concentrazione trascurano quindi fattori che determinano l'esistenza di potere di mercato anche in mercati apparentemente non concentrati. Il coefficiente di correlazione tra il prezzo macrozonale e il corrispondente indice di residualità (IOR_mz) assume invece segno positivo per ogni macrozona, in linea con l'indicazione della teoria economica per

⁹² Borenstein et al. (1999) hanno riscontrato lo stesso fenomeno relativamente al mercato elettrico californiano. Borenstein S., Bushnell J., Knittel C.R., 1999, Market Power in Electricity Markets: Beyond Concentration Measures. *The Energy Journal* vol. 20, n. 4, p. 68.

cui maggiore è la quota di vendite non contendibili sul mercato – quella su cui gli operatori pivotali hanno il potere di fissare il prezzo – maggiore è il prezzo di vendita, in quanto i produttori che risultano indispensabili possono esercitare potere di mercato contraendo l'output.

Correlations

		P_NORD	P_SUD	P_SIC	P_SARD	Q_NORD	Q_SUD	Q_SIC	Q_SARD	HHI_NORD	HHI_SUD	HHI_SIC	HHI_SARD	IOR_NORD	IOR_SUD	IOR_SIC	IOR_SARD
P_NORD	Pearson Correlation	1	.967**	.901**	.857**	.769**	.826**	.557**	.612**	-.104**	-.198**	-.234**	-.458**	.474**	.055**	.405**	
	Sig. (2-tailed)		.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	
	N	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280
P_SUD	Pearson Correlation	.967**	1	.935**	.880**	.773**	.846**	.565**	.605**	-.130**	-.237**	-.237**	-.463**	.460**	.027**	.401**	
	Sig. (2-tailed)	.000		.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	
	N	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280
P_SIC	Pearson Correlation	.901**	.935**	1	.833**	.707**	.800**	.555**	.574**	-.130**	-.243**	-.217**	-.447**	.431**	.017**	.426**	
	Sig. (2-tailed)	.000	.000		.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.007	.000	
	N	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280
P_SARD	Pearson Correlation	.857**	.880**	.833**	1	.692**	.756**	.480**	.560**	-.164**	-.239**	-.180**	-.443**	.396**	.009	.384**	
	Sig. (2-tailed)	.000	.000	.000		.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.124	.000	
	N	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280
Q_NORD	Pearson Correlation	.769**	.773**	.707**	.692**	1	.912**	.561**	.585**	-.107**	-.178**	-.392**	-.445**	.491**	-.012*	.301**	
	Sig. (2-tailed)	.000	.000	.000	.000		.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.044	.000	
	N	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280
Q_SUD	Pearson Correlation	.826**	.846**	.800**	.756**	.912**	1	.710**	.700**	-.123**	-.227**	-.324**	-.479**	.495**	.001	.395**	
	Sig. (2-tailed)	.000	.000	.000	.000	.000		.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.864	.000	
	N	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280
Q_SIC	Pearson Correlation	.557**	.565**	.555**	.480**	.561**	.710**	1	.726**	.054**	.218**	-.271**	-.284**	.428**	.308**	.472**	
	Sig. (2-tailed)	.000	.000	.000	.000	.000	.000		.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	
	N	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280
Q_SARD	Pearson Correlation	.612**	.605**	.574**	.560**	.585**	.700**	.726**	1	-.052**	.023**	-.248**	-.400**	.373**	.183**	.442**	
	Sig. (2-tailed)	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000		.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	
	N	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280
HHI_NORD	Pearson Correlation	-.104**	-.130**	-.130**	-.164**	-.107**	-.123**	.054**	-.052**	1	.341**	.021**	.071**	.258**	.256**	-.024**	
	Sig. (2-tailed)	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000		.000	.001	.000	.000	.000	.000	
	N	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280
HHI_SUD	Pearson Correlation	-.198**	-.237**	-.243**	-.239**	-.178**	-.227**	.218**	.023**	.341**	1	.081**	.288**	.135**	.738**	.289**	
	Sig. (2-tailed)	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000		.000	.000	.000	.000	.000	
	N	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280
HHI_SIC	Pearson Correlation	-.234**	-.237**	-.217**	-.180**	-.392**	-.324**	-.271**	-.248**	.021**	.081**	1	.193**	-.088**	.076**	.120**	
	Sig. (2-tailed)	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.001	.000		.000	.000	.000	.000	
	N	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280
HHI_SARD	Pearson Correlation	-.458**	-.463**	-.447**	-.443**	-.445**	-.479**	-.284**	-.400**	.071**	.288**	.193**	1	-.223**	.116**	-.109**	
	Sig. (2-tailed)	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000		.000	.000	.000	
	N	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280
IOR_NORD	Pearson Correlation	.474**	.460**	.431**	.396**	.491**	.495**	.428**	.373**	.258**	.135**	-.088**	-.223**	1	.491**	.502**	
	Sig. (2-tailed)	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000		.000	.000	
	N	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280
IOR_SUD	Pearson Correlation	.055**	.027**	.017**	.009	-.012*	.001	.308**	.183**	.256**	.738**	.076**	.116**	.491**	1	.540**	
	Sig. (2-tailed)	.000	.000	.007	.124	.044	.864	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000		.000	
	N	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280
IOR_SIC	Pearson Correlation	.405**	.401**	.426**	.384**	.301**	.395**	.472**	.442**	-.024**	.289**	.120**	-.109**	.502**	.540**	1	
	Sig. (2-tailed)	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000		
	N	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280
IOR_SARD	Pearson Correlation	.381**	.391**	.369**	.491**	.348**	.389**	.245**	.340**	-.055**	-.164**	-.113**	-.298**	.345**	.072**	.223**	
	Sig. (2-tailed)	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	.000	
	N	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280	26280

** . Correlation is significant at the 0.01 level (2-tailed).

* . Correlation is significant at the 0.05 level (2-tailed).

Tabella 11: Correlazioni semplici tra le variabili

Per approfondire le relazioni empiriche appena discusse, si è quindi passati ad un'analisi di regressione, in cui le variazioni della variabile dipendente sono spiegate mediante un certo numero di variabili esplicative (o regressori). Se la variabile dipendente è influenzata da una sola variabile esplicativa, allora si applica il modello di regressione lineare semplice; se invece, come più frequentemente accade, i regressori sono più di uno, si tratta di un modello di regressione lineare multipla. In generale, il modello di regressione lineare multipla è rappresentato dall'equazione:

$$Y = \beta_0 + \beta_1 X_1 + \beta_2 X_2 + \dots + \beta_k X_k + \varepsilon,$$

in cui β_0 è la costante del modello (intercetta), β_j ($j=1,2,\dots,k$) è il coefficiente associato ad ogni variabile esplicativa, ed ε è il termine d'errore. Il coefficiente β_j misura l'effetto atteso di una variazione di X_j su Y , tenendo costante il valore degli altri regressori. Si dice quindi che il coefficiente cattura l'“effetto marginale” del regressore sulla variabile da spiegare. La stima dei parametri dell'equazione lineare avviene mediante l'applicazione del metodo dei minimi quadrati ordinari, che minimizza la somma dei quadrati delle distanze dei valori stimati dai valori reali. Una volta stimati i coefficienti del modello, sorge il problema di esprimere una valutazione complessiva dei risultati, a di là della loro pura significatività statistica. Si tratta, cioè, di valutare l'adeguatezza del modello stimato, la sua capacità di rappresentare i dati osservati, la sua interpretazione economica. Occorre valutare se le stime dei coefficienti sono coerenti con i valori teorici attesi, sia per quanto riguarda il segno sia per l'ordine di grandezza; se ne deve valutare la significatività statistica, si deve accertare la capacità esplicativa del modello, valutando quanta parte della variazione complessiva della variabile Y viene spiegata dal modello stimato. Infine, è necessario valutare la coerenza del modello stimato con le ipotesi teoriche che ne stanno alla base. Le ipotesi specificate per il modello hanno implicazioni precise sul termine d'errore: gli errori hanno media nulla, varianza costante e sono incorrelati tra loro e con le variabili condizionanti; inoltre, sotto l'ipotesi di normalità, seguono una distribuzione normale. In particolare, occorre prestare attenzione alla multicollinearità e dell'autocorrelazione. La prima violazione delle assunzioni del modello di regressione si riferisce alla presenza di correlazione tra le variabili esplicative. Le conseguenze della multicollinearità sono che le variabili non forniscono informazioni aggiuntive ed è difficile valutare l'effetto di ciascuna di esse e che le stime dei coefficienti di regressione

presentano elevata variabilità, così da rendere gli errori di stima dei parametri molto più probabili. Il fenomeno dell'autocorrelazione temporale si verifica a causa dell'inerzia o stabilità dei valori osservati, per cui ogni valore è influenzato da quello precedente e determina in parte rilevante quello successivo. È importante, allora, verificare attraverso opportuni test statistici (denominati test di corretta specificazione) se le ipotesi classiche alla base del modello di regressione sono soddisfatte nel campione di osservazioni considerato.

La stima dei parametri e l'analisi statistica dei risultati è eseguita con il software SPSS.

2.2.1 Modello 1

Nella specificazione più semplice (MODELLO 1), per ogni macrozona il prezzo orario è stato regredito sulla quantità acquistata e sulla struttura del mercato, espressa in un caso mediante l'indice HHI e nell'altro mediante l'indice di residualità.

$$P_h = \beta_0 + \beta_1 Q_h + \beta_2 HHI_h + \varepsilon_h$$

$$P_h = \beta_0 + \beta_1 Q_h + \beta_2 IOR_h + \varepsilon_h$$

L'inclusione della variabile relativa alla quantità acquistata è necessaria per tenere conto del fatto che il prezzo di vendita dell'energia elettrica può essere molto diverso sotto differenti condizioni di carico anche se la struttura di mercato è la stessa. Dal momento che gli indici di concentrazione e di pivotalità sono disponibili a partire dall'anno 2005, l'analisi di regressione copre l'intervallo temporale 01 gennaio 2005 – 31 dicembre 2007. La frequenza dei dati è oraria, per un totale di 26.280 osservazioni. La tabella seguente riporta le statistiche descrittive delle variabili considerate:

Descriptive Statistics

	N	Minimum	Maximum	Mean	Std.	Skewness		Kurtosis	
	Statistic	Statistic	Statistic	Statistic	Statistic	Statistic	Std. Error	Statistic	Std. Error
P_NORD	26280	,00	400,00	66,5989	33,32868	1,252	,015	2,495	,030
P_SUD	26280	15,93	332,41	68,8766	34,81984	1,177	,015	1,742	,030
P_SIC	26280	,00	349,84	73,3016	37,84748	1,097	,015	1,619	,030
P_SARD	26280	20,20	300,00	71,9762	37,81227	1,380	,015	2,273	,030
Q_NORD	26280	9492	30744	20327,41	4631,542	,227	,015	-1,189	,030
Q_SUD	26280	7640	19664	12764,38	2372,791	,185	,015	-1,028	,030
Q_SIC	26280	1489	3770	2378,14	385,882	,431	,015	-,291	,030
Q_SARD	26280	1083	2000	1462,98	141,062	,309	,015	-,154	,030
HHI_NORD	26280	922	2624	1396,05	206,416	,859	,015	1,199	,030
HHI_SUD	26280	1278	5204	2849,30	816,701	,153	,015	-,932	,030
HHI_SIC	26280	1709	7948	3921,86	919,844	,575	,015	,136	,030
HHI_SARD	26280	2409	5172	3275,34	315,553	,753	,015	1,400	,030
IOR_NORD	26280	,0000	1,7737	,138533	,1255500	1,846	,015	12,379	,030
IOR_SUD	26280	,0000	1,4240	,405129	,1329348	,189	,015	1,099	,030
IOR_SIC	26280	,0000	1,0261	,274540	,1613715	,264	,015	,080	,030
IOR_SARD	26280	,0000	1,3347	,191382	,1639977	1,085	,015	1,511	,030
Valid N (listwise)	26280								

Tabella 12: Statistiche descrittive relative alle variabili considerate nell'analisi di regressione

La normalità della distribuzione dei dati è verificata con l'analisi descrittiva basata su asimmetria – che rileva appunto se e quanto una distribuzione non sia disposta simmetricamente attorno alla sua media, e se abbia una "coda" più lunga dell'altra – e curtosi – che rileva quanto una distribuzione sia piatta con code ampie oppure appuntita con code piccole⁹³. Il test di normalità indica che tutte le serie sono normalmente distribuite. I risultati dell'analisi di regressione sono riportati alla fine del capitolo, in Tabella 13 (in cui la variabile strutturale è l'indice HHI) e in Tabella 14 (in cui la variabile strutturale è l'indice di residualità).

Per quanto riguarda la regressione del prezzo dell'energia elettrica su acquisti e indice HHI, le equazioni per le quattro macrozone risultano statisticamente significative⁹⁴ anche se i valori della statistica R^2 , che misura la porzione di variabilità del prezzo spiegata dal modello, non sono molto elevati (quantità acquistata e indice HHI spiegano il 59,3% della variabilità del prezzo nella MzNord, il 71,8% nella MzSud, il 31,2% nella MzSicilia, il 37,1% nella MzSardegna). I coefficienti associati agli acquisti sono statisticamente significativi in tutte le macrozone⁹⁵ e, come atteso, hanno segno positivo, indicando che la

⁹³ Il rapporto della statistica asimmetria rispetto al suo *standard error* può essere usato come test per la normalità della distribuzione (si rifiuta l'ipotesi di normalità se tale rapporto è inferiore a -2 o maggiore di +2). Allo stesso modo, si può utilizzare il rapporto della statistica curtosi rispetto al suo *standard error*.

⁹⁴ Un valore elevato della statistica F ed un p-valore molto inferiore a 0,05 (livello di significatività prescelto) conducono a rifiutare in modo robusto l'ipotesi nulla che i coefficienti del modello siano congiuntamente pari a zero. Di conseguenza è possibile affermare la significatività dell'intero modello.

⁹⁵ Un valore maggiore di 2 in valore assoluto della statistica *t* ed un p-valore molto inferiore a 0,05 (livello di significatività prescelto) conducono a rifiutare in modo robusta l'ipotesi nulla che un singolo coefficiente

domanda ha un significativo effetto positivo sul livello dei prezzi. I coefficienti associati all'indice HHI sono statisticamente significativi in tutte le macrozone ed hanno segno negativo, confermando la relazione inversa tra concentrazione del mercato e prezzi, discussa sopra. Il mercato elettrico può comportarsi in modo competitivo anche quando risulta altamente concentrato dall'applicazione degli indicatori strutturali tradizionali; d'altro lato, possono verificarsi esiti non competitivi anche quando il mercato è apparentemente non concentrato. Un'analisi basata esclusivamente su indici di concentrazione come l'HHI trascura l'interazione dinamica tra domanda e offerta e, pertanto, non stima adeguatamente l'impatto della struttura di mercato sulla performance. Per meglio rappresentare il potere di mercato in ambito elettrico, si utilizza l'indice di residualità, che misura l'indispensabilità di alcuni operatori sulla base della quota di vendite non contendibili sul mercato. Gli operatori definiti indispensabili possono ridurre la quantità di energia offerta sul mercato e determinare situazioni di scarsità.

Passando, dunque, al modello di regressione in cui le variabili esplicative sono quantità acquistate e indice di residualità (Tabella 14), le equazioni per le quattro macrozone risultano statisticamente significative. L'adeguatezza del modello ai dati, misurata dalla statistica R^2 , risulta anche in questo caso poco soddisfacente (60,4% nella MzNord, 71,6% nella MzSud, 34,3% nella MzSicilia, 41,5% nella MzSardegna). I coefficienti associati agli acquisti sono statisticamente significativi in tutte le macrozone e, come atteso, hanno segno positivo. I coefficienti associati all'indice IOR sono statisticamente significativi in tutte le macrozone ed hanno segno positivo: ad un aumento dell'indice di residualità di un punto percentuale, corrisponde un aumento del prezzo dell'energia, a parità di altre condizioni, pari a circa 0,34 nella MzNord, a 0,07 nella MzSud, a 0,50 nella MzSicilia e a 0,78 nella MzSardegna. L'analisi delle statistiche che servono per verificare il rispetto delle ipotesi teoriche alla base del modello di regressione specificato⁹⁶ indica un problema relativo all'autocorrelazione dei residui: la statistica Durbin-Watson assume in tutte le macrozone un valore inferiore a 1 e porta, dunque, a rifiutare l'ipotesi che

sia pari a zero. Di conseguenza è possibile affermare la significatività della variabile cui il coefficiente si riferisce.

⁹⁶ La statistica più comunemente usata per verificare l'ipotesi di autocorrelazione è il cosiddetto test Durbin-Watson (DW). La distribuzione campionaria della statistica DW è centrata sul valore 2 (assenza di correlazione seriale), tende verso 0 quando i residui sono correlati positivamente e verso 4 quando i residui sono correlati in senso negativo. Pertanto, i valori critici sono $DW < 1$ o $DW > 3$. Le statistiche per verificare la collinearità calcolate dal software SPSS sono, invece, la *tolerance* che indica la percentuale di varianza di ogni regressore che non può essere spiegata dagli altri regressori, per cui valori molto piccoli (sotto 0,1) indicano un serio problema di multicollinearità relativamente a quel regressore, e il VIF (Variance inflation factor) che è il reciproco della statistica precedente e che già con valori maggiori di 1 segnala che il modello comincia ad essere distorto (anche se il valore critico è 10).

l'errore associato ad una osservazione sia indipendente dall'errore relativo all'osservazione precedente. I valori poco soddisfacenti della statistica R^2 e la presenza di residui autocorrelati giustificano il ricorso ad un modello di regressione più complesso, con un maggior numero di variabili esplicative.

Prima di passare alla stima di un modello più complesso, è interessante commentare i risultati della regressione del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica su MWh acquistati e indice di residualità condotta separatamente per le ore di picco e le ore fuori picco. Per semplicità, sono state considerate come ore di picco per l'intero campione quelle, nei soli giorni lavorativi, comprese tra le 8 e le 20. Un esercizio analogo è stato condotto da Sheffrin et al. (2004)⁹⁷ per quanto riguarda il mercato elettrico californiano. Gli autori hanno regredito l'indice di Lerner sull'indice RSI e sui carichi orari, per ogni ora dal Novembre 1999 all'Ottobre 2000, distinguendo i dati tra ore di picco ed ore fuori picco per tenere conto della variabilità tra le ore della giornata. La relazione tra RSI e indice di Lerner è risultata altamente significativa in tutti i gruppi di ore, anche se con un R^2 maggiore nelle ore di picco. I risultati ottenuti stimando il modello di regressione del prezzo dell'energia elettrica sulla domanda e sull'indice di residualità separatamente per le ore di picco e per le ore fuori picco, con riferimento al mercato elettrico italiano, sono mostrati in Tabella 15. Contrariamente ai risultati di Sheffrin et al. (2004), la capacità esplicativa del modello che considera separatamente i due gruppi di ore è in generale molto bassa, come anche il valore della statistica che valuta la significatività dell'intero modello. In particolare, poi, si riscontra un valore di R^2 leggermente più basso nelle regressioni relative alle ore di picco rispetto a quelle relative alle ore fuori picco: nella MzNord l'indice di residualità e la domanda spiegano congiuntamente il 31,1% della variazione del prezzo nelle ore di picco, contro il 35,3% nelle ore fuori picco; nella MzSud R^2 è pari al 52,2% nelle ore di picco e al 59% nelle ore fuori picco, nella MzSicilia al 10,6% nelle ore di picco e al 28,3% nelle ore fuori picco, nella MzSardegna al 22% nelle ore di picco e al 36% nelle ore fuori picco. Per quanto riguarda il segno e la grandezza dei coefficienti stimati, l'indice di residualità, contrariamente alle aspettative, entra con segno negativo nella regressione relativa alle ore di picco nella MzNord e nella MzSud, anche se il rapporto t è piuttosto piccolo in valore assoluto, ad indicare la scarsa significatività statistica della variabile in questione. Questi risultati poco significativi da

⁹⁷ Sheffrin A.Y., Chen J., Hobbs, B.F., 2004, Watching watts to prevent abuse of power. *Power and Energy Magazine, IEEE* Volume 2, Issue 4, 58 – 65.

un punto di vista statistico ed economico dipendono, a nostro avviso, dal fatto che separando le osservazioni per gruppi di ore si elimina una porzione rilevante di variabilità, che serve per determinare l'importanza relativa dei vari fattori nella dinamica di formazione del prezzo. In particolare, l'indice di residualità varia fortemente tra le ore del giorno, per cui considerando solo le ore di picco o solo le ore fuori picco si ottiene un dato "omogeneo" che perde potere esplicativo.

2.2.2 Modello 2

Nella seconda specificazione del modello di regressione (MODELLO 2), si è cercato di catturare alcuni fenomeni che caratterizzano l'andamento dei prezzi dell'energia elettrica, in modo da isolare quanto più possibile l'effetto di una struttura di mercato poco competitiva sugli stessi. Come visto in precedenza, i prezzi dell'elettricità sono caratterizzati da variazioni temporali regolari legate alla stagione dell'anno, al giorno della settimana, all'ora del giorno. Seguendo l'esempio di altri studi econometrici relativi ai mercati elettrici liberalizzati⁹⁸, sono quindi state inserite alcune variabili *dummy*⁹⁹, costruite in modo da catturare la stagionalità mostrata dai prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica:

- la variabile DINV assume valore 1 in corrispondenza delle osservazioni relative ai mesi invernali (dicembre, gennaio, febbraio) e 0 altrove;
- la variabile DEST assume valore 1 in corrispondenza delle osservazioni relative ai mesi estivi (giugno, luglio, agosto) e 0 altrove;
- la variabile DPEAK assume valore 1 in corrispondenza delle ore di picco (quelle, nei soli giorni lavorativi, comprese tra le 8 e le 20) e 0 altrove.

Inoltre, sono state inserite due variabili *dummy* annuali, D2006 e D2007, per riflettere alcuni fattori che variano con minore frequenza rispetto agli altri e manifestano il loro effetto sul prezzo dell'energia elettrica su orizzonti temporali più estesi. Questo è il caso, ad esempio, dello stock di capacità di generazione installata, che può variare di anno in

⁹⁸ Si vedano, ad esempio, Swinand G., Scully D., Ffoulkes S., Kessler B., 2007, Modelling EU Electricity Market Competition Using the Residual Supply Index – Recent Research from London Economics-Global Energy Decision/Ventyx and the DG Competition e Barmack M., Kahn E., Tierney S., Goldman C., 2008, Econometric models of power prices: An approach to market monitoring in the Western US. *Utilities Policy* 16 (2008) 307-320.

⁹⁹ Le *dummy* sono variabili costruite per rappresentare numericamente le modalità di un fenomeno qualitativo che si ritiene possa influenzare la variabile dipendente. In un contesto di serie storiche, queste variabili sono utilizzate spesso per cogliere dei cambiamenti ripetuti nel tempo, ad esempio la stagionalità, o break presenti nelle osservazioni e riconducibili alla realizzazione di particolari eventi.

anno e modificare le condizioni di incontro tra domanda e offerta, o, come già discusso in precedenza, del prezzo del petrolio, che, mentre su dati orari/giornalieri è irrilevante, su un orizzonte temporale pluriennale assume notevole importanza. Infine, è stata aggiunta una componente dinamica al modello, per risolvere il problema dell'autocorrelazione dei residui. L'ipotesi è che il passato contribuisca a determinare, almeno in parte, il presente e che, di conseguenza, nella spiegazione dell'andamento dei prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica, un ruolo molto importante venga assunto dalla componente temporale. Quando si ritiene che il modello teorico di riferimento debba essere di tipo dinamico, il modello lineare statico non rappresenta un'adeguata descrizione del processo che si vuole analizzare. Un modello dinamico è caratterizzato dal fatto che la variabile dipendente è funzione di un insieme di variabili esplicative osservate in periodi diversi del tempo, producendo relazioni non solo istantanee tra le variabili ma anche differite nel tempo. Nel caso specifico, è stato ipotizzato che il prezzo dell'energia elettrica per l'ora i di un certo giorno sia strettamente correlata sia con il prezzo per l'ora precedente dello stesso giorno ($i-1$) sia con il prezzo per la stessa ora i del giorno prima ($i-24$). Per catturare questo aspetto dinamico, sono state inserite nel modello di regressione la variabile dipendente ritardata di un periodo (P_NORD1, P_SUD1, P_SIC1, P_SARD1) e la variabile dipendente ritardata di 24 periodi (P_NORD24, P_SUD24, P_SIC24, P_SARD24).

L'equazione stimata è dunque la seguente:

$$P_h = \beta_0 + \beta_1 Q_h + \beta_2 IOR_h + \beta_3 DINV_h + \beta_4 DEST_h + \beta_5 DPEAK_h + \beta_6 D2006 + \beta_7 D2007 + \beta_8 P1_h + \beta_9 P24_h + \varepsilon_h$$

I risultati dell'analisi di regressione sono riportati alla fine del capitolo, in Tabella 16. Innanzitutto, si può notare che la bontà dell'adattamento del modello stimato ai dati osservati è migliorata grazie all'inserimento delle variabili esplicative sopra descritte: il modello spiega l'85,9% della variabilità del prezzo nella MzNord, l'86,9% nella MzSud, l'84,4% nella MzSicilia, l'82,1% nella MzSardegna. I coefficienti associati a DINV e a DEST sono entrambi statisticamente significativi nella MzNord ed hanno segno positivo. In Sicilia DINV non è statisticamente significativa mentre il coefficiente di DEST è negativo e significativo. Nella MzSud e in Sardegna, invece, nessuna delle due *dummy* è significativa. A parità di domanda di energia elettrica e di struttura di mercato, le *dummy* dovrebbero catturare l'effetto sui prezzi di shock dal lato dell'offerta, quali interruzioni della fornitura per manutenzione degli impianti o riduzione della produzione idroelettrica a causa di scarsità della risorsa idrica. A parità di altri fattori, cioè, ci si aspetta prezzi dell'elettricità più elevati ad esempio nei periodi di piogge abbondanti e di scioglimento

delle nevi, in cui c'è abbondanza d'acqua nei torrenti e nei fiumi e si produce molta energia. In generale, la disponibilità di acqua varia da un minimo invernale ad un massimo in primavera e in autunno, ad una forte riduzione nel periodo estivo. Le *dummy* relative alla MzNord, che è da sempre la zona italiana più ricca di risorse idriche, sembrano confermare questo schema, indicando che il prezzo dell'elettricità è più alto nei mesi estivi ed invernali. I coefficienti associati a DPEAK sono statisticamente significativi in tutte le macrozone e, come atteso, hanno segno positivo. Nelle ore di picco, i prezzi aumentano in media di 7,57 euro rispetto alle altre ore nella MzNord, di 12,29 euro nella MzSud, di 14,80 euro nella MzSicilia e di 13,90 euro nella MzSardegna. L'interpretazione di questa variabile, tuttavia, non è semplice, date le altre variabili del modello, che già catturano gran parte della variabilità dei prezzi sul mercato elettrico: la variabile relativa agli acquisti di energia elettrica cattura infatti l'effetto dell'aumento del fabbisogno nelle ore di picco mentre l'indice di residualità cattura l'effetto del comportamento strategico degli operatori pivotali nelle stesse ore. Le due *dummy* annuali relative al 2006 e al 2007 sono significative ed entrano nel modello con segno positivo in tutte le macrozone, indicando che in quei due anni il prezzo è stato in media superiore rispetto al 2005. Si ricorda che queste variabili sono state costruite in modo da riflettere alcuni fattori che variano con minore frequenza rispetto agli altri e manifestano il loro effetto sul prezzo dell'energia elettrica su orizzonti temporali più estesi. Nel 2006 la capacità di generazione installata è aumentata rispetto all'anno precedente in tutte le macrozone tranne che in Sardegna, dove è rimasta pressoché invariata da un anno all'altro. Ulteriori aumenti di potenza netta hanno avuto luogo nel 2007, ancora ad eccezione della Sardegna. In teoria, l'ampliamento del parco elettrico dovrebbe determinare una riduzione del prezzo dell'energia generata, in quanto dovrebbe contribuire a risolvere i problemi di scarsità dell'offerta nei periodi di fabbisogno elevato. Visto il segno dei coefficienti, tuttavia, tale effetto negativo sui prezzi è stato evidentemente più che compensato da altri fattori, come l'aumento del costo delle materie prime energetiche: dal 2005 al 2006 il costo del greggio (in \$ a barile) è aumentato in media di oltre il 20%, cui è seguito un ulteriore aumento del 13% nel 2007. I coefficienti relativi al prezzo dell'energia elettrica per l'ora precedente dello stesso giorno ed al prezzo per la stessa ora del giorno presentano significatività elevata ed hanno segno positivo in tutte le macrozone, confermando l'ipotesi che gli esiti di mercato passati influenzano, almeno in parte, gli esiti attuali. A seguito dell'inserimento nel modello di regressione delle variabili appena viste, l'effetto di quantità acquistata e indice di

residualità sul prezzo si è notevolmente ridimensionato: in tutte le macrozone, la grandezza del coefficiente associato ai MWh acquistati e all'indicatore strutturale si è ridotta rispetto al MODELLO 1, anche se l'indice di residualità rimane significativo e positivo in tutte le macrozone. A parità di altre condizioni, l'aumento di un punto percentuale della quota non contendibile delle vendite di energia elettrica determina in media un aumento del prezzo di 6,98 euro nella MzNord, di 3,40 euro nella MzSud, di 10,33 euro nella MzSicilia, di 19,03 euro nella MzSardegna. Il problema dell'autocorrelazione dei residui sembra essersi risolto, a giudicare dal valore della statistica Durbin-Watson per le 4 macrozone. Il test relativo alla multicollinearità presenta invece un peggioramento a seguito dell'inserimento delle nuove variabili esplicative. La ragione è che la maggior parte dei regressori aggiuntivi è costruita in modo da segnalare situazioni di scarsità, a loro volta fortemente correlate alla domanda di energia elettrica.

2.3 Discussione dei risultati

L'analisi condotta ha indagato la relazione empirica tra i prezzi dell'energia elettrica sul Mercato del Giorno Prima e la struttura del mercato, in termini di concentrazione e di pivotalità. I risultati dell'analisi di regressione sembrano confermare l'ipotesi per cui **la struttura del mercato elettrico italiano influenza i prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica**. In particolare, l'aspetto strutturale determinante è la pivotalità, ovvero il fatto che sui mercati locali siano presenti operatori che, in particolari condizioni di carico e di capacità di generazione nella disponibilità degli altri operatori, risultano indispensabili per il soddisfacimento del fabbisogno locale e sono dunque in grado di fissare il prezzo di equilibrio. Quando tali condizioni si verificano, gli operatori indispensabili, detti residuali o pivotali, si trovano nella condizione di esercitare potere di mercato, restringendo strategicamente l'output, così da far lievitare il prezzo di equilibrio. A parità di altre condizioni, l'aumento di un punto percentuale della quota non contendibile delle vendite di energia elettrica determina in media un aumento del prezzo di 6,98 euro nella MzNord, di 3,40 euro nella MzSud, di 10,33 euro nella MzSicilia, di 19,03 euro nella MzSardegna. La concentrazione dell'offerta espressa dal tradizionale indice HHI, invece, si conferma uno strumento inadeguato per la valutazione della competitività del mercato elettrico: trascurando le interazioni dinamiche fra domanda e offerta di energia elettrica, questo indicatore porta a sovrastimare (se la capacità di generazione disponibile è ampia) o a

sottostimare (se la capacità disponibile è scarsa) l'impatto della struttura di mercato sulla performance.

Oltre che dalla struttura di mercato, il prezzo all'ingrosso dell'elettricità in Italia è influenzato dalla domanda di energia e dal momento della giornata, nonché dagli esiti passati del mercato. Intuitivamente, maggiore è la quantità domandata, maggiore è il prezzo, a parità di struttura di mercato e di altre condizioni. Il prezzo dell'energia elettrica mostra poi una ciclicità giornaliera per cui nelle ore di picco i prezzi sono più elevati in media di 7,57 euro rispetto alle ore fuori picco nella MzNord, di 12,29 euro nella MzSud, di 14,80 euro nella MzSicilia e di 13,90 euro nella MzSardegna. La serie storica dei prezzi orari è infine caratterizzata da aspetti dinamici, per cui il passato contribuisce a spiegare almeno in parte il presente e, di conseguenza, nella spiegazione del prezzo dell'energia elettrica un ruolo molto importante viene assunto dalla componente temporale.

Un'osservazione in merito all'utilizzo dell'indice di residualità come variabile che esprime la struttura di mercato appare, a questo punto, necessaria. Da un punto di vista economico, l'indice di residualità permette, come più volte ribadito, di tenere conto delle specificità del settore elettrico, quali la rigidità della domanda e dell'offerta e il carattere locale delle interazioni di mercato, fornendo una valutazione adeguata del potere di mercato degli operatori. Da un punto di vista statistico, tuttavia, le relazioni empiriche individuate fra tale indice e l'andamento dei prezzi dell'energia elettrica non risultano particolarmente forti. Una prima spiegazione può risiedere nel fatto che il modello non è ben specificato a causa di variabili omesse, variabili cioè che pur influenzando il prezzo dell'energia elettrica non sono state inserite nell'equazione. Il secondo aspetto critico è la presenza di correlazione fra i regressori. In particolare, si pensi a come è costruito l'indice di residualità: esso è dato dal rapporto tra la quantità complessivamente non contendibile sul mercato e la domanda di energia elettrica (sostituita dalla quantità venduta). Di conseguenza, è chiaro che IOR e domanda di energia elettrica (sia questa rappresentata mediante la quantità venduta o acquistata) sono variabili correlate fra loro.

Regression NORD

Variables Entered/Removed^d

Model	Variables Entered	Variables Removed	Method
1	HHI_NOR D, Q_NORD ^a	,	Enter

a. All requested variables entered.

b. Dependent Variable: P_NORD

Model Summary^b

Model	R	R Square	Adjusted R Square	Std. Error of the Estimate	Durbin-Watson
1	,770 ^a	,593	,593	21,27419	,421

a. Predictors: (Constant), HHI_NORD, Q_NORD

b. Dependent Variable: P_NORD

ANOVA^b

Model		Sum of Squares	df	Mean Square	F	Sig.
1	Regression	17297994	2	8648997,126	19109,957	,000 ^a
	Residual	11892737	26277	452,591		
	Total	29190731	26279			

a. Predictors: (Constant), HHI_NORD, Q_NORD

b. Dependent Variable: P_NORD

Coefficients^a

Model		Unstandardized Coefficients		Standardized Coefficients	t	Sig.	Collinearity Statistics	
		B	Std. Error	Beta			Tolerance	VIF
1	(Constant)	-40,562	1,123		-36,135	,000		
	Q_NORD	5,520E-03	,000	,767	193,698	,000	,989	1,012
	HHI_NORD	-3,61E-03	,001	-,022	-5,652	,000	,989	1,012

a. Dependent Variable: P_NORD

Regression SUD

Variables Entered/Removed^d

Model	Variables Entered	Variables Removed	Method
1	HHI_SUD ^a , Q_SUD ^b	,	Enter

a. All requested variables entered.

b. Dependent Variable: P_SUD

Model Summary^b

Model	R	R Square	Adjusted R Square	Std. Error of the Estimate	Durbin-Watson
1	,847 ^a	,718	,718	18,50210	,621

a. Predictors: (Constant), HHI_SUD, Q_SUD

b. Dependent Variable: P_SUD

ANOVA^b

Model		Sum of Squares	df	Mean Square	F	Sig.
1	Regression	22865866	2	11432932,86	33397,609	,000 ^a
	Residual	8995350	26277	342,328		
	Total	31861215	26279			

a. Predictors: (Constant), HHI_SUD, Q_SUD

b. Dependent Variable: P_SUD

Coefficients^a

Model		Unstandardized Coefficients		Standardized Coefficients	t	Sig.	Collinearity Statistics	
		B	Std. Error	Beta			Tolerance	VIF
1	(Constant)	-81,914	,834		-98,259	,000		
	Q_SUD	1,226E-02	,000	,835	248,161	,000	,948	1,055
	HHI_SUD	-1,99E-03	,000	-,047	-13,876	,000	,948	1,055

a. Dependent Variable: P_SUD

Regression SICILIA

Variables Entered/Removed^b

Model	Variables Entered	Variables Removed	Method
1	HHI_SIC, Q_SIC ^a	,	Enter

a. All requested variables entered.

b. Dependent Variable: P_SIC

Model Summary^b

Model	R	R Square	Adjusted R Square	Std. Error of the Estimate	Durbin-Watson
1	,559 ^a	,312	,312	31,38441	,306

a. Predictors: (Constant), HHI_SIC, Q_SIC

b. Dependent Variable: P_SIC

ANOVA^b

Model		Sum of Squares	df	Mean Square	F	Sig.
1	Regression	11760524	2	5880261,947	5969,923	,000 ^a
	Residual	25882352	26277	984,981		
	Total	37642876	26279			

a. Predictors: (Constant), HHI_SIC, Q_SIC

b. Dependent Variable: P_SIC

Coefficients^a

Model		Unstandardized Coefficients		Standardized Coefficients	t	Sig.	Collinearity Statistics	
		B	Std. Error	Beta			Tolerance	VIF
1	(Constant)	-40,017	1,699		-23,555	,000		
	Q_SIC	5,250E-02	,001	,535	100,724	,000	,926	1,079
	HHI_SIC	-2,94E-03	,000	-,072	-13,456	,000	,926	1,079

a. Dependent Variable: P_SIC

Regression SARDEGNA

Variables Entered/Removed^b

Model	Variables Entered	Variables Removed	Method
1	HHI_SAR D, Q_SARD ^a	,	Enter

a. All requested variables entered.

b. Dependent Variable: P_SARD

Model Summary^b

Model	R	R Square	Adjusted R Square	Std. Error of the Estimate	Durbin-Watson
1	,609 ^a	,371	,370	30,00142	,400

a. Predictors: (Constant), HHI_SARD, Q_SARD

b. Dependent Variable: P_SARD

ANOVA^b

Model		Sum of Squares	df	Mean Square	F	Sig.
1	Regression	13921326	2	6960663,117	7733,338	,000 ^a
	Residual	23651540	26277	900,085		
	Total	37572866	26279			

a. Predictors: (Constant), HHI_SARD, Q_SARD

b. Dependent Variable: P_SARD

Coefficients^a

Model		Unstandardized Coefficients		Standardized Coefficients	t	Sig.	Collinearity Statistics	
		B	Std. Error	Beta			Tolerance	VIF
1	(Constant)	-4,591	3,512		-1,307	,191		
	Q_SARD	,122	,001	,456	85,335	,000	,840	1,191
	HHI_SARD	-3,12E-02	,001	-,260	-48,740	,000	,840	1,191

a. Dependent Variable: P_SARD

Tabella 13: Stima dei coefficienti MODELLO 1 (HHI)

Regression NORD

Variables Entered/Removed^d

Model	Variables Entered	Variables Removed	Method
1	IOR_NORD, D, Q_NORD ^a	,	Enter

a. All requested variables entered.

b. Dependent Variable: P_NORD

Model Summary^b

Model	R	R Square	Adjusted R Square	Std. Error of the Estimate	Durbin-Watson
1	,777 ^a	,604	,604	20,96636	,434

a. Predictors: (Constant), IOR_NORD, Q_NORD

b. Dependent Variable: P_NORD

ANOVA^b

Model		Sum of Squares	df	Mean Square	F	Sig.
1	Regression	17639668	2	8819833,802	20063,847	,000 ^a
	Residual	11551064	26277	439,588		
	Total	29190731	26279			

a. Predictors: (Constant), IOR_NORD, Q_NORD

b. Dependent Variable: P_NORD

Coefficients^a

Model		Unstandardized Coefficients		Standardized Coefficients	t	Sig.	Collinearity Statistics	
		B	Std. Error	Beta			Tolerance	VIF
1	(Constant)	-41,517	,603		-68,882	,000		
	Q_NORD	5,089E-03	,000	,707	158,786	,000	,759	1,317
	IOR_NORD	33,654	1,182	,127	28,463	,000	,759	1,317

a. Dependent Variable: P_NORD

Regression SUD

Variables Entered/Removed^d

Model	Variables Entered	Variables Removed	Method
1	IOR_SUD ^a , Q_SUD ^b	,	Enter

a. All requested variables entered.

b. Dependent Variable: P_SUD

Model Summary^b

Model	R	R Square	Adjusted R Square	Std. Error of the Estimate	Durbin-Watson
1	,846 ^a	,716	,716	18,54739	,624

a. Predictors: (Constant), IOR_SUD, Q_SUD

b. Dependent Variable: P_SUD

ANOVA^b

Model		Sum of Squares	df	Mean Square	F	Sig.
1	Regression	22821780	2	11410890,23	33170,653	,000 ^a
	Residual	9039435	26277	344,006		
	Total	31861215	26279			

a. Predictors: (Constant), IOR_SUD, Q_SUD

b. Dependent Variable: P_SUD

Coefficients^a

Model		Unstandardized Coefficients		Standardized Coefficients	t	Sig.	Collinearity Statistics	
		B	Std. Error	Beta			Tolerance	VIF
1	(Constant)	-92,350	,716		-128,932	,000		
	Q_SUD	1,241E-02	,000	,846	257,436	,000	1,000	1,000
	IOR_SUD	6,857	,861	,026	7,966	,000	1,000	1,000

a. Dependent Variable: P_SUD

Regression SICILIA

Variables Entered/Removed^b

Model	Variables Entered	Variables Removed	Method
1	IOR_SIC ^a , Q_SIC ^c		Enter

a. All requested variables entered.

b. Dependent Variable: P_SIC

Model Summary^b

Model	R	R Square	Adjusted R Square	Std. Error of the Estimate	Durbin-Watson
1	,585 ^a	,343	,343	30,68843	,319

a. Predictors: (Constant), IOR_SIC, Q_SIC

b. Dependent Variable: P_SIC

ANOVA^b

Model		Sum of Squares	df	Mean Square	F	Sig.
1	Regression	12895737	2	6447868,260	6846,473	,000 ^a
	Residual	24747140	26277	941,779		
	Total	37642876	26279			

a. Predictors: (Constant), IOR_SIC, Q_SIC

b. Dependent Variable: P_SIC

Coefficients^a

Model		Unstandardized Coefficients		Standardized Coefficients	t	Sig.	Collinearity Statistics	
		B	Std. Error	Beta			Tolerance	VIF
1	(Constant)	-46,420	1,210		-38,366	,000		
	Q_SIC	4,461E-02	,001	,455	80,181	,000	,778	1,286
	IOR_SIC	49,683	1,330	,212	37,347	,000	,778	1,286

a. Dependent Variable: P_SIC

Regression SARDEGNA

Variables Entered/Removed^b

Model	Variables Entered	Variables Removed	Method
1	IOR_SAR D, Q_SARD ^a	,	Enter

a. All requested variables entered.

b. Dependent Variable: P_SARD

Model Summary^b

Model	R	R Square	Adjusted R Square	Std. Error of the Estimate	Durbin-Watson
1	,645 ^a	,415	,415	28,91109	,461

a. Predictors: (Constant), IOR_SARD, Q_SARD

b. Dependent Variable: P_SARD

ANOVA^b

Model		Sum of Squares	df	Mean Square	F	Sig.
1	Regression	15609209	2	7804604,408	9337,315	,000 ^a
	Residual	21963657	26277	835,851		
	Total	37572866	26279			

a. Predictors: (Constant), IOR_SARD, Q_SARD

b. Dependent Variable: P_SARD

Coefficients^a

Model		Unstandardized Coefficients		Standardized Coefficients	t	Sig.	Collinearity Statistics	
		B	Std. Error	Beta			Tolerance	VIF
1	(Constant)	-117,331	1,911		-61,383	,000		
	Q_SARD	,119	,001	,445	88,629	,000	,884	1,131
	IOR_SARD	78,244	1,156	,339	67,657	,000	,884	1,131

a. Dependent Variable: P_SARD

Tabella 14: Stima dei coefficienti MODELLO 1 (IOR)

Regression NORD

ORE FUORI PICCO

Variables Entered/Removed^{b,c}

Model	Variables Entered	Variables Removed	Method
1	IOR_NORD D, Q_NORD ^a	,	Enter

a. All requested variables entered.

b. Dependent Variable: P_NORD

c. DPEAK = 0

Model Summary^b

Model	R	R Square	Adjusted R Square	Std. Error of the Estimate
1	,594 ^a	,353	,353	15,25576

a. Predictors: (Constant), IOR_NORD, Q_NORD

b. DPEAK = 0

ANOVA^{b,c}

Model		Sum of Squares	df	Mean Square	F	Sig.
1	Regression	2093146	2	1046572,952	4496,781	,000 ^a
	Residual	3831337	16462	232,738		
	Total	5924483	16464			

a. Predictors: (Constant), IOR_NORD, Q_NORD

b. Dependent Variable: P_NORD

c. DPEAK = 0

Coefficients^{a,b}

Model		Unstandardized Coefficients		Standardized Coefficients	t	Sig.
		B	Std. Error	Beta		
1	(Constant)	-9,579	,786		-12,193	,000
	Q_NORD	3,108E-03	,000	,441	68,262	,000
	IOR_NORD	49,108	1,033	,307	47,548	,000

a. Dependent Variable: P_NORD

b. DPEAK = 0

ORE DI PICCO

Variables Entered/Removed^{b,c}

Model	Variables Entered	Variables Removed	Method
1	IOR_NOR D, Q_NORD ^a	,	Enter

- a. All requested variables entered.
 b. Dependent Variable: P_NORD
 c. DPEAK = 1

Model Summary^b

Model	R	R Square	Adjusted R Square	Std. Error of the Estimate
1	,558 ^a	,311	,311	26,67918

- a. Predictors: (Constant), IOR_NORD, Q_NORD
 b. DPEAK = 1

ANOVA^{b,c}

Model		Sum of Squares	df	Mean Square	F	Sig.
1	Regression	3152272	2	1576136,215	2214,363	,000 ^a
	Residual	6983972	9812	711,779		
	Total	10136244	9814			

- a. Predictors: (Constant), IOR_NORD, Q_NORD
 b. Dependent Variable: P_NORD
 c. DPEAK = 1

Coefficients^{a,b}

Model		Unstandardized Coefficients		Standardized Coefficients	t	Sig.
		B	Std. Error	Beta		
1	(Constant)	-64,056	2,413		-26,542	,000
	Q_NORD	6,416E-03	,000	,565	64,658	,000
	IOR_NORD	-8,749	2,756	-,028	-3,174	,002

- a. Dependent Variable: P_NORD
 b. DPEAK = 1

Regression SUD

ORE FUORI PICCO

Variables Entered/Removed^{b,c}

Model	Variables Entered	Variables Removed	Method
1	IOR_SUD ^a , Q_SUD	,	Enter

a. All requested variables entered.

b. Dependent Variable: P_SUD

c. DPEAK = 0

Model Summary^b

Model	R	R Square	Adjusted R Square	Std. Error of the Estimate
1	,768 ^a	,590	,590	12,70414

a. Predictors: (Constant), IOR_SUD, Q_SUD

b. DPEAK = 0

ANOVA^{b,c}

Model		Sum of Squares	df	Mean Square	F	Sig.
1	Regression	3820780	2	1910390,085	11836,725	,000 ^a
	Residual	2656887	16462	161,395		
	Total	6477667	16464			

a. Predictors: (Constant), IOR_SUD, Q_SUD

b. Dependent Variable: P_SUD

c. DPEAK = 0

Coefficients^{a,b}

Model		Unstandardized Coefficients		Standardized Coefficients	t	Sig.
		B	Std. Error	Beta		
1	(Constant)	-57,035	,721		-79,097	,000
	Q_SUD	8,730E-03	,000	,751	150,376	,000
	IOR_SUD	19,813	,709	,139	27,932	,000

a. Dependent Variable: P_SUD

b. DPEAK = 0

ORE DI PICCO

Variables Entered/Removed^{b,c}

Model	Variables Entered	Variables Removed	Method
1	IOR_SUD ^a , Q_SUD ^a	,	Enter

a. All requested variables entered.

b. Dependent Variable: P_SUD

c. DPEAK = 1

Model Summary^b

Model	R	R Square	Adjusted R Square	Std. Error of the Estimate
1	,722 ^a	,522	,522	22,89544

a. Predictors: (Constant), IOR_SUD, Q_SUD

b. DPEAK = 1

ANOVA^{b,c}

Model		Sum of Squares	df	Mean Square	F	Sig.
1	Regression	5607968	2	2803984,023	5349,059	,000 ^a
	Residual	5143463	9812	524,201		
	Total	10751431	9814			

a. Predictors: (Constant), IOR_SUD, Q_SUD

b. Dependent Variable: P_SUD

c. DPEAK = 1

Coefficients^{a,b}

Model		Unstandardized Coefficients		Standardized Coefficients	t	Sig.
		B	Std. Error	Beta		
1	(Constant)	-143,984	2,621		-54,927	,000
	Q_SUD	1,663E-02	,000	,716	102,321	,000
	IOR_SUD	-15,758	1,917	-,058	-8,220	,000

a. Dependent Variable: P_SUD

b. DPEAK = 1

Regression SICILIA

ORE FUORI PICCO

Variables Entered/Removed^{b,c}

Model	Variables Entered	Variables Removed	Method
1	IOR_SIC ^a , Q_SIC	,	Enter

a. All requested variables entered.

b. Dependent Variable: P_SIC

c. DPEAK = 0

Model Summary^b

Model	R	R Square	Adjusted R Square	Std. Error of the Estimate
1	,532 ^a	,283	,283	21,93879

a. Predictors: (Constant), IOR_SIC, Q_SIC

b. DPEAK = 0

ANOVA^{b,c}

Model		Sum of Squares	df	Mean Square	F	Sig.
1	Regression	3123457	2	1561728,370	3244,741	,000 ^a
	Residual	7923335	16462	481,311		
	Total	11046792	16464			

a. Predictors: (Constant), IOR_SIC, Q_SIC

b. Dependent Variable: P_SIC

c. DPEAK = 0

Coefficients^{a,b}

Model		Unstandardized Coefficients		Standardized Coefficients	t	Sig.
		B	Std. Error	Beta		
1	(Constant)	-14,985	1,125		-13,318	,000
	Q_SIC	2,689E-02	,001	,365	50,434	,000
	IOR_SIC	41,230	1,129	,264	36,511	,000

a. Dependent Variable: P_SIC

b. DPEAK = 0

ORE DI PICCO

Variables Entered/Removed^{b,c}

Model	Variables Entered	Variables Removed	Method
1	IOR_SIC, Q_SIC ^a	,	Enter

- a. All requested variables entered.
 b. Dependent Variable: P_SIC
 c. DPEAK = 1

Model Summary^b

Model	R	R Square	Adjusted R Square	Std. Error of the Estimate
1	,326 ^a	,106	,106	33,27642

- a. Predictors: (Constant), IOR_SIC, Q_SIC
 b. DPEAK = 1

ANOVA^{b,c}

Model		Sum of Squares	df	Mean Square	F	Sig.
1	Regression	1291143	2	645571,271	583,003	,000 ^a
	Residual	10865026	9812	1107,320		
	Total	12156169	9814			

- a. Predictors: (Constant), IOR_SIC, Q_SIC
 b. Dependent Variable: P_SIC
 c. DPEAK = 1

Coefficients^{a,b}

Model		Unstandardized Coefficients		Standardized Coefficients	t	Sig.
		B	Std. Error	Beta		
1	(Constant)	24,717	2,689		9,193	,000
	Q_SIC	2,521E-02	,001	,236	22,783	,000
	IOR_SIC	39,804	2,716	,152	14,657	,000

- a. Dependent Variable: P_SIC
 b. DPEAK = 1

Regression SARDEGNA

ORE FUORI PICCO

Variables Entered/Removed^{b,c}

Model	Variables Entered	Variables Removed	Method
1	IOR_SAR D, Q_SARD ^a	,	Enter

a. All requested variables entered.

b. Dependent Variable: P_SARD

c. DPEAK = 0

Model Summary^b

Model	R	R Square	Adjusted R Square	Std. Error of the Estimate
1	,600 ^a	,360	,360	21,38829

a. Predictors: (Constant), IOR_SARD, Q_SARD

b. DPEAK = 0

ANOVA^{b,c}

Model		Sum of Squares	df	Mean Square	F	Sig.
1	Regression	4228712	2	2114356,139	4621,957	,000 ^a
	Residual	7530692	16462	457,459		
	Total	11759404	16464			

a. Predictors: (Constant), IOR_SARD, Q_SARD

b. Dependent Variable: P_SARD

c. DPEAK = 0

Coefficients^{a,b}

Model		Unstandardized Coefficients		Standardized Coefficients	t	Sig.
		B	Std. Error	Beta		
1	(Constant)	-51,429	1,865		-27,571	,000
	Q_SARD	6,736E-02	,001	,329	49,971	,000
	IOR_SARD	67,783	1,093	,408	62,040	,000

a. Dependent Variable: P_SARD

b. DPEAK = 0

ORE DI PICCO

Variables Entered/Removed^{a,c}

Model	Variables Entered	Variables Removed	Method
1	IOR_SAR D, Q_SARD ^a	,	Enter

- a. All requested variables entered.
 b. Dependent Variable: P_SARD
 c. DPEAK = 1

Model Summary^b

Model	R	R Square	Adjusted R Square	Std. Error of the Estimate
1	,469 ^a	,220	,220	31,63339

- a. Predictors: (Constant), IOR_SARD, Q_SARD
 b. DPEAK = 1

ANOVA^{b,c}

Model		Sum of Squares	df	Mean Square	F	Sig.
1	Regression	2768331	2	1384165,334	1383,236	,000 ^a
	Residual	9818590	9812	1000,672		
	Total	12586920	9814			

- a. Predictors: (Constant), IOR_SARD, Q_SARD
 b. Dependent Variable: P_SARD
 c. DPEAK = 1

Coefficients^{a,b}

Model		Unstandardized Coefficients		Standardized Coefficients	t	Sig.
		B	Std. Error	Beta		
1	(Constant)	-59,037	4,199		-14,060	,000
	Q_SARD	9,226E-02	,003	,304	33,631	,000
	IOR_SARD	71,693	2,082	,311	34,440	,000

- a. Dependent Variable: P_SARD
 b. DPEAK = 1

Tabella 15: Stima dei coefficienti ore fuori picco vs. ore di picco

Regression NORD

Variables Entered/Removed^b

Model	Variables Entered	Variables Removed	Method
1	P_NORD1, DEST, D2007, DINV, IOR_NORD, D2006, DPEAK, P_NORD24, Q_NORD ^a		Enter

a. All requested variables entered.

b. Dependent Variable: P_NORD

Model Summary^b

Model	R	R Square	Adjusted R Square	Std. Error of the Estimate	Durbin-Watson
1	,927 ^a	,859	,859	12,49472	1,216

a. Predictors: (Constant), P_NORD1, DEST, D2007, DINV, IOR_NORD, D2006, DPEAK, P_NORD24, Q_NORD

b. Dependent Variable: P_NORD

ANOVA^b

Model		Sum of Squares	df	Mean Square	F	Sig.
1	Regression	25033007	9	2781445,228	17816,298	,000 ^a
	Residual	4097474	26246	156,118		
	Total	29130481	26255			

a. Predictors: (Constant), P_NORD1, DEST, D2007, DINV, IOR_NORD, D2006, DPEAK, P_NORD24, Q_NORD

b. Dependent Variable: P_NORD

Coefficients^a

Model		Unstandardized Coefficients		Standardized Coefficients	t	Sig.	Collinearity Statistics	
		B	Std. Error	Beta			Tolerance	VIF
1	(Constant)	-15,565	,543		-28,651	,000		
	Q_NORD	1,270E-03	,000	,176	37,969	,000	,248	4,030
	IOR_NORD	6,981	,739	,026	9,444	,000	,690	1,449
	DEST	1,885	,192	,025	9,825	,000	,857	1,167
	DINV	1,441	,191	,019	7,535	,000	,877	1,140
	DPEAK	7,572	,276	,110	27,474	,000	,334	2,990
	D2006	3,712	,198	,053	18,755	,000	,683	1,465
	D2007	2,543	,197	,036	12,904	,000	,688	1,452
	P_NORD24	,320	,003	,320	92,515	,000	,447	2,235
	P_NORD1	,425	,004	,425	107,804	,000	,344	2,907

a. Dependent Variable: P_NORD

Regression SUD

Variables Entered/Removed^b

Model	Variables Entered	Variables Removed	Method
1	P_SUD1, IOR_SUD, DEST, D2006, DINV, DPEAK, P_SUD24, D2007, ^a Q_SUD ^a		Enter

a. All requested variables entered.

b. Dependent Variable: P_SUD

Model Summary^b

Model	R	R Square	Adjusted R Square	Std. Error of the Estimate	Durbin-Watson
1	,932 ^a	,869	,869	12,60626	1,217

a. Predictors: (Constant), P_SUD1, IOR_SUD, DEST, D2006, DINV, DPEAK, P_SUD24, D2007, Q_SUD

b. Dependent Variable: P_SUD

ANOVA^b

Model		Sum of Squares	df	Mean Square	F	Sig.
1	Regression	27639261	9	3071029,006	19324,646	,000 ^a
	Residual	4170955	26246	158,918		
	Total	31810216	26255			

a. Predictors: (Constant), P_SUD1, IOR_SUD, DEST, D2006, DINV, DPEAK, P_SUD24, D2007, Q_SUD

b. Dependent Variable: P_SUD

Coefficients^a

Model		Unstandardized Coefficients		Standardized Coefficients	t	Sig.	Collinearity Statistics	
		B	Std. Error	Beta			Tolerance	VIF
1	(Constant)	-21,628	,759		-28,478	,000		
	Q_SUD	2,675E-03	,000	,182	37,599	,000	,213	4,704
	IOR_SUD	3,401	,753	,013	4,513	,000	,603	1,659
	DEST	8,189E-02	,191	,001	,428	,669	,876	1,141
	DINV	,497	,194	,006	2,563	,010	,867	1,153
	DPEAK	12,286	,244	,171	50,281	,000	,433	2,309
	D2006	3,521	,210	,048	16,773	,000	,618	1,619
	D2007	2,845	,250	,039	11,381	,000	,436	2,296
	P_SUD24	,350	,003	,350	100,967	,000	,415	2,407
	P_SUD1	,349	,004	,349	82,558	,000	,280	3,576

a. Dependent Variable: P_SUD

Regression SICILIA

Variables Entered/Removed^b

Model	Variables Entered	Variables Removed	Method
1	P_SIC1, DEST, D2006, DINV, IOR_SIC, DPEAK, D2007, P_SIC24, Q_SIC ^a		Enter

a. All requested variables entered.

b. Dependent Variable: P_SIC

Model Summary^b

Model	R	R Square	Adjusted R Square	Std. Error of the Estimate	Durbin-Watson
1	,918 ^a	,844	,844	14,96617	1,366

a. Predictors: (Constant), P_SIC1, DEST, D2006, DINV, IOR_SIC, DPEAK, D2007, P_SIC24, Q_SIC

b. Dependent Variable: P_SIC

ANOVA^b

Model		Sum of Squares	df	Mean Square	F	Sig.
1	Regression	31711266	9	3523473,996	15730,757	,000 ^a
	Residual	5878744	26246	223,986		
	Total	37590010	26255			

a. Predictors: (Constant), P_SIC1, DEST, D2006, DINV, IOR_SIC, DPEAK, D2007, P_SIC24, Q_SIC

b. Dependent Variable: P_SIC

Coefficients^a

Model		Unstandardized Coefficients		Standardized Coefficients	t	Sig.	Collinearity Statistics	
		B	Std. Error	Beta			Tolerance	VIF
1	(Constant)	-12,400	,865		-14,329	,000		
	Q_SIC	6,916E-03	,000	,071	16,590	,000	,330	3,034
	IOR_SIC	10,329	,756	,044	13,656	,000	,573	1,746
	DEST	-1,201	,241	-,014	-4,983	,000	,778	1,285
	DINV	-,610	,249	-,007	-2,455	,014	,745	1,343
	DPEAK	14,798	,235	,189	62,993	,000	,660	1,514
	D2006	5,149	,283	,064	18,213	,000	,480	2,083
	D2007	6,865	,296	,086	23,191	,000	,438	2,284
	P_SIC24	,328	,004	,328	89,089	,000	,439	2,276
	P_SIC1	,454	,004	,455	110,242	,000	,351	2,853

a. Dependent Variable: P_SIC

Regression SARDEGNA

Variables Entered/Removed^a

Model	Variables Entered	Variables Removed	Method
1	P_SARD1, DINV, D2007, DEST, IOR_SARD, DPEAK, D2006, Q_SARD, P_SARD24		Enter

- a. All requested variables entered.
 b. Dependent Variable: P_SARD

Model Summary^b

Model	R	R Square	Adjusted R Square	Std. Error of the Estimate	Durbin-Watson
1	,906 ^a	,821	,820	16,01847	1,529

- a. Predictors: (Constant), P_SARD1, DINV, D2007, DEST, IOR_SARD, DPEAK, D2006, Q_SARD, P_SARD24
 b. Dependent Variable: P_SARD

ANOVA^b

Model		Sum of Squares	df	Mean Square	F	Sig.
1	Regression	30786688	9	3420743,120	13331,482	,000 ^a
	Residual	6734497	26246	256,591		
	Total	37521185	26255			

- a. Predictors: (Constant), P_SARD1, DINV, D2007, DEST, IOR_SARD, DPEAK, D2006, Q_SARD, P_SARD24
 b. Dependent Variable: P_SARD

Coefficients^a

Model		Unstandardized Coefficients		Standardized Coefficients	t	Sig.	Collinearity Statistics	
		B	Std. Error	Beta			Tolerance	VIF
1	(Constant)	-11,644	1,315		-8,852	,000		
	Q_SARD	1,126E-02	,001	,042	11,313	,000	,496	2,015
	IOR_SARD	19,033	,696	,083	27,342	,000	,750	1,333
	DEST	7,211E-02	,243	,001	,297	,767	,876	1,142
	DINV	-9,66E-03	,261	,000	-,037	,970	,773	1,293
	DPEAK	13,898	,252	,178	55,175	,000	,658	1,520
	D2006	2,782	,252	,035	11,019	,000	,690	1,450
	D2007	2,780	,259	,035	10,746	,000	,657	1,522
	P_SARD24	,310	,004	,310	82,929	,000	,488	2,047
	P_SARD1	,474	,004	,474	112,971	,000	,388	2,577

a. Dependent Variable: P_SARD

Tabella 16: Stima dei coefficienti MODELLO 2

CAPITOLO 6 – VALUTAZIONE DELLE CONDIZIONI PER LO SVILUPPO DI STRATEGIE COLLUSIVE NON COOPERATIVE FRA I PRODUTTORI

L'analisi del potere di mercato condotta nel capitolo precedente ci consente di descrivere il mercato elettrico italiano mediante un modello di interazione oligopolistica asimmetrico di tipo **leader-followers**¹⁰⁰, in cui **l'ex monopolista fissa il prezzo e la frangia competitiva agisce da price-taker**.

Secondo questa interpretazione, Enel è l'impresa dominante, in quanto le caratteristiche strutturali del mercato consentono a tale operatore di definire le sue azioni senza essere condizionato dal rischio di reazioni da parte dei concorrenti e/o degli acquirenti. Tali caratteristiche strutturali si riferiscono alla capacità di offerta ed alla localizzazione geografica. A tal proposito, è utile riportare alcuni dati illustrati nei capitoli precedenti.

- Con riferimento alla disponibilità di capacità lorda, il gruppo Enel detiene una quota di mercato pari al 43% nel 2007. In particolare, Enel detiene il 67% della capacità di generazione idroelettrica lorda italiana e il 36% di quella termoelettrica.
- Con riferimento alla localizzazione geografica degli impianti, Enel è ad oggi l'unico operatore che presenta una capillare presenza nelle varie aree del Paese, con il 45% della potenza netta installata al Nord, il 21% al Centro Sud, il 13% al Sud, il 9% al Centro Nord, l'8% in Sicilia, il 4% in Sardegna. Gli altri operatori presentano invece ripartizioni più squilibrate, con percentuali elevatissime dei propri impianti localizzate al Nord: squilibri marcati sono certamente negativi per lo sviluppo della concorrenza.

Questi dati contribuiscono a irrobustire l'ipotesi per cui il processo di dismissione delle società di produzione attivato dal decreto di liberalizzazione del settore non ha portato i risultati auspicati nella direzione di creazione di concorrenti effettivi di Enel. La situazione così delineata consente infatti di ritenere che **sia nell'interesse degli operatori concorrenti di Enel lasciare all'operatore con potere di mercato il ruolo di price-maker, attuando strategie accomodanti per appropriarsi di una quota di rendita**. Gli

¹⁰⁰ Ad eccezione del mercato sardo, che è invece caratterizzato da un duopolio.

operatori minori, data la diversa dotazione di capacità e localizzazione geografica, non sono in grado di reagire alle azioni del leader, che, al contrario, ha capacità di offerta e posizionamento tali da consentirgli di mettere in atto strategie aggressive (come espandere la produzione o offrire prezzi bassi). Il leader è cioè in grado di esprimere una minaccia credibile nei confronti dei followers. Per questi ultimi – data la trasparenza, l'immediata osservazione, reazione e punizione, nonché l'assenza di fattori esterni – è razionale adottare strategie accomodanti nei confronti del leader, cioè strategie di prezzo superiori a quelle aggressive in contesti competitivi. Una strategia aggressiva scatenerrebbe infatti una guerra di prezzo tale da comportare il rischio di non copertura dei costi medi (con la conseguente uscita dal mercato). L'incentivo dei followers è di lasciare che l'operatore dominante fissi il prezzo e di appropriarsi della quota di rendita estraibile dalla parte di domanda servita. I profitti realizzabili mediante l'applicazione di prezzi superiori a quelli competitivi sono cioè superiori a quelli conseguibili adottando politiche aggressive, con successiva reazione a catena in termini di guerra di prezzi da parte dei terzi. Di qui, l'aspetto razionale della condotta degli operatori elettrici, i quali trovano individualmente incentivante attenersi a strategie di prezzo superiori a quelle in contesti competitivi.

Nonostante nel corso degli anni, si sia riscontrata un'evoluzione del modello di mercato verso maggiore simmetria (riduzione della quota di mercato del dominante a fronte di un aumento della quota di mercato dei concorrenti), ci sono, comunque, i presupposti per un **equilibrio tacitamente collusivo, volto alla massimizzazione del profitto aggregato degli operatori**. Il risultato della collusione si può certamente ottenere anche mediante un coordinamento esplicito del comportamento delle imprese¹⁰¹. Le condotte concordate, coincidano esse con la fissazione del prezzo, con la ripartizione delle quote di mercato o con l'adozione di "pratiche facilitanti", costituiscono una violazione delle norme a tutela della concorrenza e sono dunque illecite e perseguite dall'Autorità Antitrust. In questo caso, l'esito non competitivo del mercato non è qualificabile come il razionale adeguamento a condizioni esogene, quanto, piuttosto, come l'esito di un esplicito coordinamento ex ante dei comportamenti finalizzato al raggiungimento di un obiettivo comune (la massimizzazione dei profitti congiunti).

¹⁰¹ Un tipico caso di pratica facilitante che appare in grado di qualificare come intesa vietata un comportamento parallelo osservato nella formulazione delle offerte sul mercato dell'energia da parte di un gruppo di imprese è, ad esempio, uno scambio di informazioni sui cicli di manutenzione o sulle indisponibilità degli impianti di generazione (AGCM – AEEG, 2005, Indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione del settore dell'energia elettrica e del gas naturale).

1. Fattori facilitanti gli equilibri collusivi nel mercato elettrico italiano

Come sappiamo dall'analisi condotta nei capitoli precedenti, esiste una serie di condizioni che facilitano il raggiungimento e la stabilità di equilibri tacitamente collusivi tra imprese partecipanti ad un medesimo mercato. Questi fattori riguardano:

1. la possibilità di monitorare il comportamento delle altre imprese;
2. la possibilità di infliggere punizioni, così da determinare un deterrente verso le deviazioni;
3. la possibilità di reazione agli effetti derivanti dal coordinamento da parte di imprese non partecipanti al coordinamento, dei potenziali entranti e dei consumatori.

Il verificarsi o meno di tali condizioni dipende sia da caratteristiche generali dell'industria elettrica, che si ripropongono in qualsiasi contesto specifico, sia da elementi strutturali tipici del mercato italiano.

Tra i fattori che consentono ad ogni impresa partecipante al mercato di verificare se i termini del coordinamento vengono rispettati dalle altre imprese, va sottolineato che, nel caso specifico del mercato elettrico italiano, le principali società di produzione attive sul mercato liberalizzato sono nate come cessioni di rami d'azienda da parte dell'ex monopolista. Risulta evidente la **condivisione di informazioni e di dati tecnici tra gli operatori**. Inoltre, presso la sede centralizzata degli scambi (GME) **sono disponibili**, sebbene con ritardi che dipendono dal tipo di dato, **informazioni di natura sensibile** sui principali dati riguardanti il mercato del giorno prima, quali il prezzo di acquisto, la quantità di borsa, la quantità fuori borsa e la liquidità. Il gestore della rete di trasmissione (Terna) pubblica poi i dati di esercizio giornalieri relativi alla rete, tra cui la previsione del fabbisogno orario di potenza e il confronto con quello reale a consuntivo. Sono pubblicate anche delle sintesi mensili, contenenti la richiesta di energia elettrica in Italia, la massima potenza richiesta, la copertura del fabbisogno in potenza con divisione tra le varie fonti di energia, la composizione dell'offerta di energia elettrica e la previsione della richiesta nel mese successivo. Anche l'Acquirente Unico fornisce alcune informazioni, principalmente riguardanti il prezzo di cessione, diviso per fasce orarie, dell'energia elettrica alle imprese distributrici per la vendita al mercato vincolato, fornito mensilmente

dopo circa trenta giorni la fine del mese in esame. Un altro aspetto del mercato elettrico italiano che facilita il monitoraggio delle altre imprese, e quindi la collusione, è la concentrazione dell'offerta: come ampiamente documentato nel capitolo precedente, i mercati geografici dell'energia rilevanti presentano una **struttura di offerta fortemente concentrata**, in particolare per le macrozone diverse dalla macrozona Nord. Nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica italiano, inoltre, si evidenzia un certo grado di **partecipazioni incrociate e di imprese comuni tra concorrenti**. Ci si riferisce, in primo luogo, al c.d. contratto di *tolling*, stipulato da Edipower S.p.A. con alcuni soci industriali, fra cui Edison S.p.A.¹⁰², che detenendo una partecipazione del 50% del capitale sociale, è in grado di esercitare il controllo esclusivo su Edipower. Un altro caso è il controllo congiunto di Tirreno Power S.p.A. da parte di EblAcea ed Energia Italiana. In caso di partecipazioni incrociate tra i concorrenti, la collusione è più facile da sostenere, dal momento che risulta più facile coordinare il comportamento e che i profitti dell'impresa partecipata rientrano nel risultato economico dell'altra impresa, per cui ci sono meno incentivi a comportarsi aggressivamente. Sempre in merito alla facilità di verificare il rispetto dei termini del coordinamento, il mercato elettrico italiano altre caratteristiche, che contraddistinguono l'industria elettrica in generale, e che sono state illustrate nel §4.2 del cap. 2. Tali caratteristiche sono la **stabilità della domanda e dell'offerta**, che consente alle imprese di non scambiare shock esogeni che colpiscono queste grandezze per effetti derivanti dal comportamento di mercato dei rivali, **ripetività dell'interazione di mercato**, che determina un processo di apprendimento da parte delle imprese riducendo la complessità del sistema centralizzato di organizzazione degli scambi, **larga diffusione delle tecnologie innovative** nella generazione elettrica.

In merito alla credibilità del meccanismo di ritorsione, si è già documentata la presenza sul mercato italiano di un operatore leader, che ha capacità di offerta e posizionamento tali da consentirgli di mettere in atto strategie aggressive. **Il leader è cioè in grado di esprimere una minaccia credibile** nei confronti dei followers, che ritengono più conveniente lasciare al primo la fissazione del prezzo. Come accade in generale per tutti i mercati elettrici, inoltre, **il tempo di reazione a comportamenti devianti è molto breve**: la frequenza e la ripetizione delle interazioni di mercato fanno sì che la punizione per un comportamento deviante da un percorso tacitamente collusivo sia rapidissima. Un altro elemento che contribuisce alla creazione di un deterrente verso le deviazioni è la presenza

¹⁰² Vedi il prossimo paragrafo.

di più mercati nei quali gli operatori si incontrano e dove possono essere poste in essere le strategie punitive. A questo proposito, si osserva che i principali operatori sul mercato all'ingrosso dell'energia elettrica in Italia operano quasi tutti anche sui mercati *up-stream*, in particolare su quello dell'approvvigionamento e della vendita di gas naturale.

La terza condizione si riferisce alla possibilità che le reazioni delle imprese non partecipanti al coordinamento, dei potenziali entranti e dei clienti finali pregiudichino i risultati attesi dal coordinamento. Affinché questo non si verifichi, è necessario che **le imprese esterne al coordinamento siano caratterizzate da bassa elasticità di offerta**, che presentino cioè vincoli sulla capacità produttiva e tecnologie produttive poco flessibili, che **la domanda finale presenti scarsa elasticità al prezzo**, che vi siano **barriere all'entrata di nuovi operatori** potenzialmente in grado di esercitare una pressione verso il basso dei prezzi. Tali condizioni risultano senz'altro soddisfatte nel mercato elettrico italiano. In particolare, la costruzione di nuove centrali di generazione richiede investimenti fortemente specifici (e quindi non recuperabili), è sottoposta ad una serie di autorizzazioni amministrative ed è spesso contrastata dalle popolazioni insediate sui territori dove questi investimenti dovrebbero essere realizzati.

2. Test dell'ipotesi collusiva mediante l'analisi di bilancio dei principali operatori elettrici

In questo contesto, l'ipotesi che vogliamo verificare è quella dell'effettiva sussistenza di un equilibrio tacitamente collusivo tra gli operatori elettrici, volto alla massimizzazione del profitto congiunto. Questa situazione si traduce nel mantenimento dei prezzi all'ingrosso a livelli tali da garantire una certa soglia di redditività al leader e alle altre imprese. In particolare:

- L'ex monopolista, attuale impresa dominante, è interessato a garantire il valore dell'azienda per gli azionisti.
- Le imprese nate dalla cessione di rami d'azienda da parte di Enel (c.d. Genco) – Endesa Italia e Tirreno Power – o che ne hanno acquisito parte delle centrali – Edipower – , in attuazione del decreto legislativo 79/1999, sono interessate a garantire una certa remunerazione del capitale investito nell'impresa. Questi operatori infatti, hanno dovuto affrontare ingenti investimenti iniziali per l'acquisizione del parco

impianti, seguiti da ulteriori investimenti per il rinnovamento dello stesso (trasformazione a ciclo combinato degli impianti convertibili).

Il nostro obiettivo è quello di studiare l'andamento della redditività delle imprese elettriche, sulla base dei dati pubblicati sui bilanci d'esercizio, confrontando il rendimento di Enel con il rendimento dei concorrenti. In seconda battuta, si vuole verificare se i prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica rispecchino in qualche misura lo schema collusivo "del rimbalzo". Il fatto che l'interazione sia ripetuta con un orizzonte temporale infinito permette di sostenere l'equilibrio collusivo mediante la somministrazione di punizioni (riduzione del prezzo) nei confronti di chi devia dall'"accordo" di non far scendere i prezzi al di sotto di un certo livello. Periodiche guerre di prezzo sono dunque un meccanismo "fisiologico" per scoraggiare le deviazioni nell'ambito di un accordo collusivo. Di conseguenza, l'osservazione di periodi di prezzi bassi non esclude l'esistenza di accordi collusivi nel mercato. Questa è un'implicazione del modello di Green e Porter (1984)¹⁰³, in cui, in condizioni di informazione imperfetta sui prezzi praticati dai rivali, la strategia di collusione è tale per cui le imprese fissano il prezzo di monopolio finché ciascuna impresa si attiene all'accordo; non appena un'impresa non vende nulla (perché qualcuno ha fatto *undercutting* o ha espanso l'output), scatena una guerra di prezzo per un certo numero di periodi, per poi tornare al prezzo di monopolio.

Consideriamo il business della generazione di energia elettrica in Italia, basandoci sui dati pubblicati sui bilanci annuali dei principali operatori. Gli indicatori di cui ci serviremo per la valutazione della redditività di tale business sono:

- **Margine Operativo Lordo (MOL).** Il MOL è un indicatore di redditività che evidenzia il reddito di un'azienda basato solo sulla sua gestione caratteristica, al lordo, quindi, di oneri e proventi finanziari, straordinari, imposte, ammortamenti, accantonamenti e deprezzamento di beni. È ottenuto sottraendo ai ricavi netti il costo del venduto. Il MOL è un dato significativo in quanto non risente delle politiche di bilancio (scelte delle imprese riguardo ad ammortamenti e accantonamenti) e permette di valutare se l'impresa è in grado di generare ricchezza tramite la gestione operativa.

¹⁰³ Green E.J., Porter R.H., 1984, Non cooperative collusion under imperfect price information. *Econometrica*, Vol. 52, No. 1, pp. 87-100.

- **Reddito Operativo (RO)**. Il RO si ottiene sottraendo dal margine operativo lordo gli ammortamenti e gli accantonamenti. Anche questo indicatore sintetizza la capacità dell'impresa di generare reddito con la sua attività tipica, dal momento che nel suo calcolo non entrano i costi e i ricavi di natura finanziaria, gli oneri tributari, i costi e i ricavi di natura straordinaria (come plusvalenze derivanti dalla vendita di beni mobili e immobili).

- Il reddito operativo si può rapportare al capitale investito netto, ottenendo un indicatore – il **ROI (Return On Investments)** – che serve per accertare la convenienza a investire mezzi finanziari nell'impresa. Il CIN è ottenuto sommando il capitale circolante commerciale (magazzino e crediti commerciali al netto dei debiti commerciali) e le immobilizzazioni operative nette. Rappresenta, cioè, il totale delle attività operative investite nell'impresa, intese come tutti gli investimenti necessari per lo svolgimento della gestione caratteristica. Il ROI misura quindi la redditività e l'efficienza economica della gestione caratteristica, a prescindere dalle fonti utilizzate: esprime quanto rende 1€ di capitale investito in quell'impresa.

- Oltre al ROI è utile calcolare il **ROE (Return On Equity)**, un indice di redditività del capitale proprio che evidenzia il potenziale del capitale di rischio e la capacità dell'azienda di attrarre capitali (cioè quanto rende il capitale conferito all'azienda). Il ROE è calcolato come rapporto tra l'utile netto annuale e il patrimonio netto necessario per produrre tali profitti. Quando una società registra un elevato ROE, sta usando in modo efficace i mezzi propri che le sono stati forniti dagli azionisti. Ne consegue che la società sta aumentando il suo patrimonio a un tasso veloce, che dovrebbe portare a un veloce aumento del prezzo dell'azione. Il ROE non è solo determinato dalle scelte compiute nell'ambito della gestione caratteristica, ma anche dalle decisioni in merito alla gestione finanziaria e patrimoniale.

- Infine, è possibile valutare la performance degli operatori elettrici calcolando la **redditività al megawattora**, ottenuta rapportando il MOL alla produzione netta di energia elettrica, per avere un'idea del reddito generato dalla produzione di un MWh di energia.

Nell'ambito di questa analisi sono emersi alcuni aspetti problematici. Alcuni operatori sono dei grandi gruppi societari che operano lungo tutta la filiera elettrica mediante varie società controllate che svolgono attività diverse. Inoltre, alcuni operatori sono attivi sia nella filiera elettrica che in quella degli idrocarburi. È questo il caso, ad esempio, del Gruppo Enel e del Gruppo Edison. Al fine di una corretta valutazione della redditività del business della generazione elettrica, è necessario separare gli elementi economici e patrimoniali inerenti questa specifica attività da quelli relativi alle altre funzioni. Di conseguenza, saranno considerate solo le società appartenenti al gruppo il cui *core business* è la produzione di energia elettrica. Vi sono poi alcuni operatori che svolgono contemporaneamente l'attività di produzione di energia elettrica e altre attività mediante un'unica società, come ad esempio Edipower. In questo caso, sarebbe opportuno individuare gli elementi economici e patrimoniali associati alle diverse attività, considerando ciascuna attività come se fosse un'impresa indipendente¹⁰⁴. Tuttavia, si è scelto, per semplicità, di considerare i dati di bilancio in modo unitario, tenendo presente che la redditività di queste imprese risulterà influenzata dall'inclusione di altre attività relative alla filiera elettrica oltre a quella della generazione di energia in senso stretto.

Tenuto conto di queste considerazioni, saranno oggetto di analisi le seguenti imprese:

- **Enel Produzione S.p.A.** per il Gruppo Enel;
- **Edipower S.p.A.**;
- **Edison Energie Speciali S.p.A. + 50% di Edipower** per Edison S.p.A.¹⁰⁵;
- **Endesa Italia S.p.A.**;
- **Enipower S.p.A.**;
- **Tirreno Power S.p.A.**

Si è dunque cercato, per quanto possibile, di prendere in esame esclusivamente i risultati economici conseguiti nell'ambito della filiera elettrica dai maggiori operatori elettrici italiani, escludendo quindi i dati relativi alle altre attività nel comparto energetico (come ad esempio il gas naturale). Inoltre sono stati esclusi i dati delle attività svolte all'estero ed anche quelli delle attività della filiera elettrica diverse dalla produzione (distribuzione,

¹⁰⁴ Ai sensi della delibera 310/01 dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, le Società che svolgono attività di produzione di energia elettrica e altre attività sono soggette a obblighi di separazione contabile e amministrativa, per cui sono tenute a fornire la separazione per attività dello stato patrimoniale e del conto economico.

¹⁰⁵ Come verrà spiegato in seguito, Edison possiede il 50% di Edipower.

trasmissione e vendita). D'altra parte, l'attività di generazione è quella che rappresenta la vera determinante dei profitti delle imprese elettriche. A sostegno di questa osservazione, si consideri il Gruppo Enel e si confronti il margine operativo lordo generato da Enel Produzione con il margine operativo lordo aggregato delle principali società controllate, che coprono il business della produzione di energia elettrica (Enel Produzione), della distribuzione (Enel Distribuzione), della vendita sul mercato libero (Enel Energia) e dell'approvvigionamento di materie prime energetiche (Enel Trade). Nel 2007, il margine generato da Enel Produzione è stato di 3.361 milioni di euro mentre il margine aggregato delle 4 società è stato di 6.220 milioni di euro¹⁰⁶. Di conseguenza, il contributo della produzione alla redditività del gruppo è stata di circa il 54%.

Segue una breve panoramica dei principali risultati relativi alle 6 società elettriche considerate.

Enel Produzione è controllata al 100% da Enel S.p.A. e fa parte della Divisione Generazione ed Energy Management del Gruppo Enel, che è attivo nella produzione, distribuzione e vendita di elettricità e gas. Nel 2005 è avvenuta la fusione per incorporazione in Enel Produzione di alcune controllate, fra cui Enel Green Power S.p.A., società del Gruppo Enel che opera nel settore delle fonti rinnovabili di energia.

	2004	2005	2006	2007
Ricavi (Mln di €)	8.749	9.776	10.824	10.350
MOL (Mln di €)	3.016	3.184	2.889	3.361
RO (Mln di €)	2.064	1.876	1.625	2.190
CIN (Mln di €)	16.252	15.136	14.878	14.962
Produzione netta (TWh)	116,50	112,10	103,90	94,20
ROI	12,70%	12,39%	10,92%	14,64%
ROE	21,42%	10,13%	7,90%	16,30%
Redditività al MWh (€)	25,89	28,40	27,81	35,68

Tabella 17: Dati di bilancio significativi di Enel Produzione

Edipower è una società di produzione di energia elettrica che nel 2002 ha acquisito la più grande delle società cedute da Enel in ottemperanza del decreto Bersani, Eurogen. Dal

¹⁰⁶ Relazione e Bilancio di esercizio di Enel SpA al 31 dicembre 2007.

2004, Edipower ha stipulato con le società grossiste dei Soci Industriali (Edison, Atel, A2A, Iride) un c.d. contratto di *tolling*, il cui meccanismo prevede che i soci forniscano pro-quota il combustibile necessario alla produzione di energia elettrica e ritirino quest'ultima commercializzandola direttamente. Mediante tale contratto, i rischi industriali del produttore – in capo a Edipower – vengono separati da quelli del mercato – in capo ai Soci. L'energia spettante a ciascun Socio viene suddivisa pro quota (a Edison spetta il 50%).

	2004	2005	2006	2007
Ricavi (Mln di €)	986	1.074	1.374	1.192
MOL (Mln di €)	462	382	438	394
RO (Mln di €)	126	116	172	126
CIN (Mln di €)	4.144	4.029	3.929	3.764
Produzione netta (TWh)	25,44	22,78	24,87	24,06
ROI	3,05%	2,89%	4,37%	3,34%
ROE	0,38%	1,06%	1,37%	0,12%
Redditività al MWh (€)	18,14	16,77	17,63	16,39

Tabella 18: Dati di bilancio significativi di Edipower

Edison Energie Speciali svolge l'attività di produzione di energia elettrica all'interno del Gruppo Edison, che produce, importa e vende energia elettrica e idrocarburi. Il Gruppo Edison, inoltre, controlla il **50% di Edipower** e, secondo il contratto di *tolling* con essa stipulato, Edison riceve il 50% della produzione di energia elettrica di Edipower. Per tenere conto di questo apporto al business della generazione di energia elettrica di Edison, alle voci relative a Edison Energie Speciali sommeremo il 50% delle voci di Edipower, riproducendo una sorta di "bilancio consolidato" in cui le voci economiche (ricavi e costi) e patrimoniali (capitale investito) vengono attribuite alla controllante in relazione alle sue quote di possesso.

	2004	2005	2006	2007
Ricavi (Mln di €)	501,76	551,98	771,26	679,11
50% Edipower	493,10	536,95	687,00	596,10
Edison En.Sp.	8,66	15,03	84,26	83,01
MOL (Mln di €)	230,46	194,67	279,78	259,87
50% Edipower	230,80	191,00	219,15	197,15

<i>Edison En.Sp.</i>	-0,34	3,67	60,63	62,72
RO (Mln di €)	60,47	57,52	127,61	88,27
<i>50% Edipower</i>	63,20	58,15	85,90	62,85
<i>Edison En.Sp.</i>	-2,73	-0,63	41,71	25,42
CIN (Mln di €)	2.122,91	2.084,64	2.192,81	2.148,87
<i>50% Edipower</i>	2.071,9	2.014,4	1.964,3	1.881,95
<i>Edison En.Sp.</i>	51,01	70,24	228,51	266,92
Produzione netta (TWh)	12,74	11,45	12,88	12,54
<i>50% Edipower</i>	12,72	11,39	12,43	12,03
<i>Edison En.Sp.</i>	0,02	0,06	0,45	0,51
ROI	2,85%	2,76%	5,82%	4,11%
ROE	0,86%	0,81%	4,09%	1,59%
redditività al MWh (€) ¹⁰⁷	18,09	17,00	21,71	20,73

Tabella 19: Dati di bilancio significativi di Edison (Edison En.Sp. + 50% Edipower)

Endesa Italia è nata a seguito dell'acquisto da parte della joint venture tra il gruppo energetico spagnolo Endesa e la multiutility ASM Brescia della seconda GenCo messa in vendita da Enel, Elettrogen, nel 2001. A seguito del recente acquisto di Endesa da parte di Enel, nel 2008 la società è stata assorbita da E.ON, diventando E.ON Produzione S.p.A.

	2004	2005	2006	2007
Ricavi (Mln di €)	1.565	2.098	2.446	2.095
MOL (Mln di €)	534	696	835	730
RO (Mln di €)	296	460	552	440
CIN (Mln di €)	3.967	4.164	4.336	4.279
Produzione netta (TWh)	20,90	23,30	25,10	22,10
ROI	7,45%	11,05%	12,73%	10,28%
ROE	18,71%	7,61%	12,90%	7,53%
Redditività al MWh (€)	25,55	29,87	33,25	33,01

Tabella 20: Dati di bilancio significativi di Endesa Italia

EniPower è la società di Eni per le attività di generazione di energia elettrica. EniPower è partecipata al 100% da Eni e le sue attività sono svolte in collegamento con la divisione Gas & Power di Eni.

¹⁰⁷ Gli ultimi tra indicatori (ROI, ROE e redditività al MWh) sono stati calcolati sui dati aggregati Edison Energie Speciali + 50% di Edipower.

	2004	2005	2006	2007
Ricavi (Mln di €)	913	1.550	2.745	936
MOL (Mln di €)	102	153	223	247
RO (Mln di €)	45	69	126	149
CIN (Mln di €)	1.750	1.966	1.771	1.562
Produzione netta (TWh)	13,17	21,685	24,22	20,56
ROI	2,56%	3,52%	7,10%	9,51%
ROE	3,02%	8,51%	6,32%	8,24%
Redditività al MWh (€)	7,71	7,04	9,21	12,01

Tabella 21: Dati di bilancio significativi di EniPower

Tirreno Power è attiva sul mercato italiano della generazione elettrica dal gennaio 2003, dopo che la cordata Electrabel, Acea ed Energia Italiana ha acquistato la terza e più piccola GenCo di Enel, Interpower (2600 MW di potenza).

	2004	2005	2006	2007
Ricavi (Mln di €)	570	785	998	1.086
MOL (Mln di €)	241	165	229	254
RO (Mln di €)	161	72	146	189
CIN (Mln di €)	1.151	1.286	1.261	n.p.
Produzione netta (TWh)	6,02	10,85	11,58	11,53
ROI	13,98%	5,62%	11,61%	n.p.
ROE	30,37%	5,05%	20,30%	24,91%
Redditività al MWh (€)	40,02	15,19	19,77	22,04

Tabella 22: Dati di bilancio significativi di Tirreno Power

Passiamo ora ad un confronto tra gli operatori in termini di redditività.

Le figure seguenti illustrano per ogni società i dati a livello assoluto del Margine Operativo Lordo e del Reddito Operativo realizzati negli anni 2004-2007. Dal confronto fra questi dati emerge chiaramente l'**enorme differenza tra la redditività della gestione caratteristica di Enel Produzione e quella degli operatori concorrenti**. Il MOL di Enel Produzione si è mantenuto tra i 2,89 e i 3,36 miliardi di euro mentre quello delle altre

società si è attestato su livelli ben inferiori: si va da un minimo di 101 milioni di euro di EniPower nel 2004 ad un massimo di 835 milioni di euro di Endesa Italia nel 2006. **Tra i concorrenti di Enel, l'operatore che ha registrato la miglior performance in tutti gli anni è Endesa Italia** con un MOL medio di circa 699 milioni di euro all'anno. Per quanto riguarda il RO, quello di Enel Produzione è stato in media di 1,9 miliardi di euro all'anno mentre quello di Endesa Italia, il più elevato fra quello dei concorrenti di Enel, è stato in media di 437 milioni di euro. **Il gap tra la redditività di Enel Produzione e le altre società elettriche può dipendere sia dalla diversa entità del giro di affari** (Enel Produzione ha fatturato in media 9,9 miliardi di euro all'anno contro circa 1,25 miliardi in media delle altre società), **sia dai diversi costi sostenuti per la produzione di energia**. Tali costi sono legati sia al costo di approvvigionamento delle materie prime energetiche sia alla composizione e al fattore di utilizzo del parco produttivo, che possono differire notevolmente da impresa a impresa e da un area geografica all'altra.

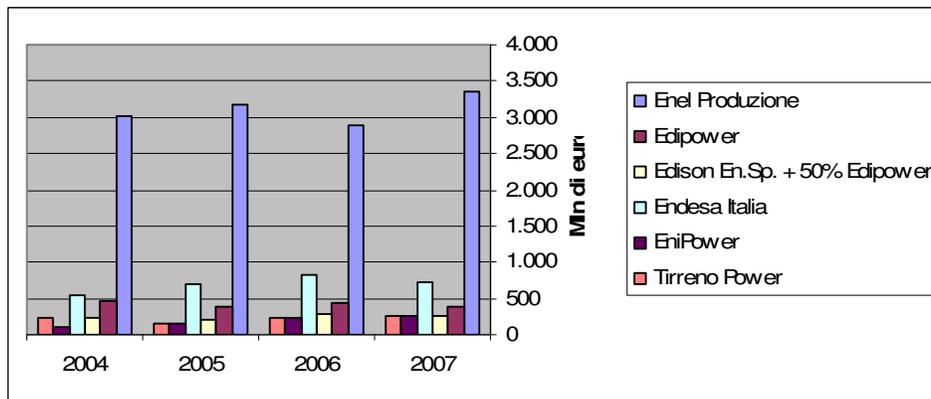


Figura 34: MOL dei principali operatori elettrici

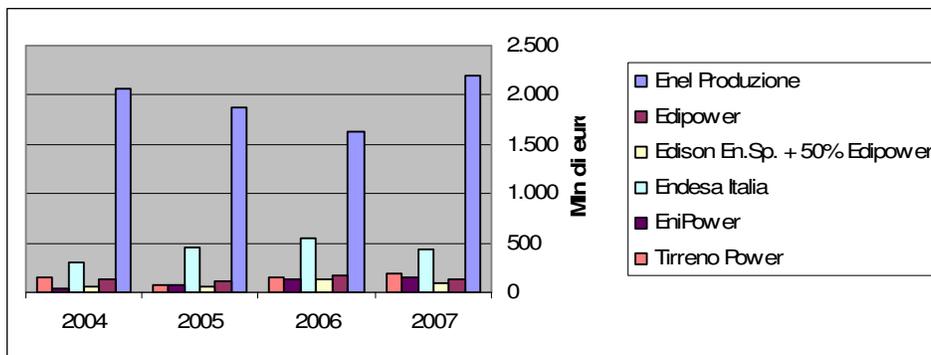


Figura 35: RO dei principali operatori elettrici

Confrontando il MOL calcolato in percentuale sui ricavi (Figura 36) si può notare che, **a parità di fatturato, il margine di Enel Produzione è assolutamente paragonabile a quello delle altre società, se non inferiore, ad indicare che questo operatore non è significativamente più efficiente di altri.** Spiccano le performance di Tirreno Power, Edison ed Edipower che nel 2004 hanno registrato un rapporto MOL/Ricavi di oltre il 45%. Nel 2005 le performance migliori sono state quelle di Endesa Italia, Edison, Edipower, e Enel (tra il 33 e il 35%). Nel 2006 il rapporto MOL/ricavi di Enel è sceso al 26% ma nel 2007 è ritornato al di sopra del 30% assieme a Endesa Italia, Edison e Edipower. Per quanto riguarda il reddito operativo calcolato come percentuale sui ricavi (Figura 37), la performance di Tirreno Power ha superato quella degli altri operatori nel 2004 con un rapporto RO/Ricavi pari al 28%, per poi assestarsi a livelli inferiori (tra il 9 e il 17%). Il rapporto RO/Ricavi di Endesa Italia si è mantenuto tra il 19 e il 22% mentre quello di Enel è sceso dal 23% nel 2004, al 19% nel 2005, al 15% nel 2006 per poi risalire a oltre il 20% nel 2007.

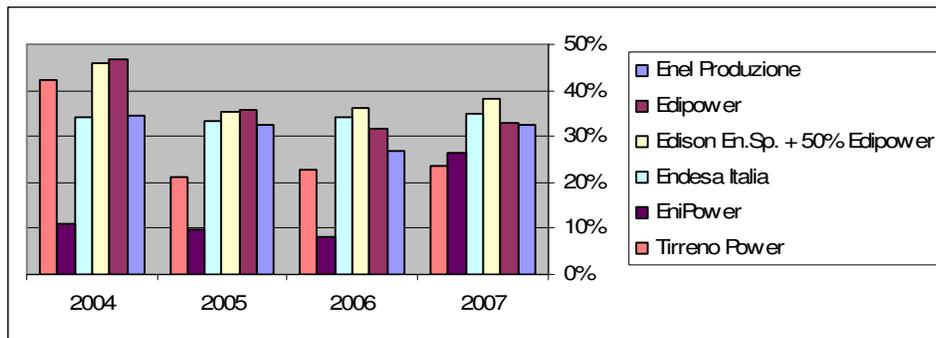


Figura 36: MOL in % sui ricavi dei principali operatori elettrici

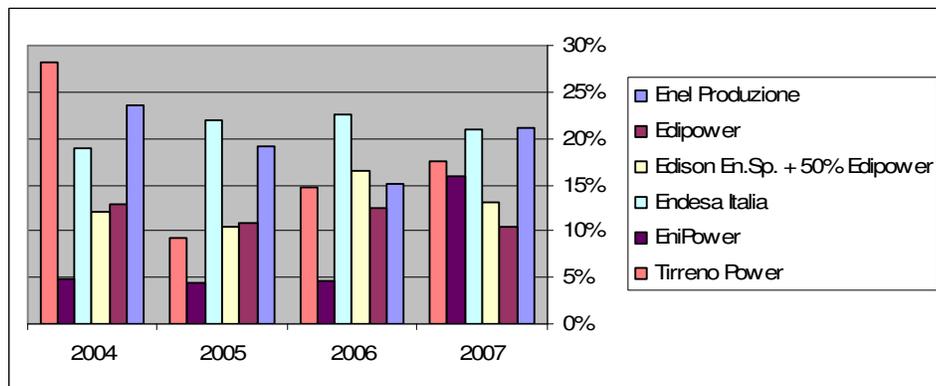


Figura 37: RO in % sui ricavi dei principali operatori elettrici

Un altro indicatore utile per confrontare la performance delle società elettriche è la redditività al MWh, che indica il margine in euro per ogni MWh prodotto (Figura 38). **Enel Produzione ed Endesa Italia hanno registrato livelli di redditività simili e molto più elevati rispetto alla redditività delle altre società** (ad eccezione di Tirreno Power nel 2004, che ha superato entrambi gli operatori, con un rapporto MOL/MWh pari a 40 euro). Nel 2004 i due operatori hanno ottenuto un margine di circa 25 euro/MWh, nel 2005 Enel ha ottenuto un margine di 28 euro/MWh contro i quasi 30 di Endesa Italia, nel 2006 il margine di Enel è stato pari a circa 28 euro/MWh e quello di Endesa Italia a 33, nel 2007 la performance di Enel ha superato quella di Endesa Italia con quasi 36 euro/MWh di margine contro 33. Dopo questi due operatori, la redditività per MWh più elevata è quella di Tirreno Power, Edison ed Edipower, che oscilla attorno a 18,50 euro/MWh. La performance peggiore è quella di EniPower, con un minimo di 7 euro/MWh nel 2005 ed un massimo di 12 euro nel 2007. Come si diceva sopra, il margine operativo è la differenza tra ricavi e costi operativi. A parità di quantità prodotta, esso è in funzione del prezzo di vendita e dei costi necessari alla produzione. Di conseguenza, esso dipende anche dal momento di produzione, cioè dal fatto che l'operatore offra energia nelle ore di picco, in cui la domanda è molto elevata e di conseguenza lo è anche il prezzo, o nelle ore fuori picco, in cui domanda e prezzo sono inferiori.

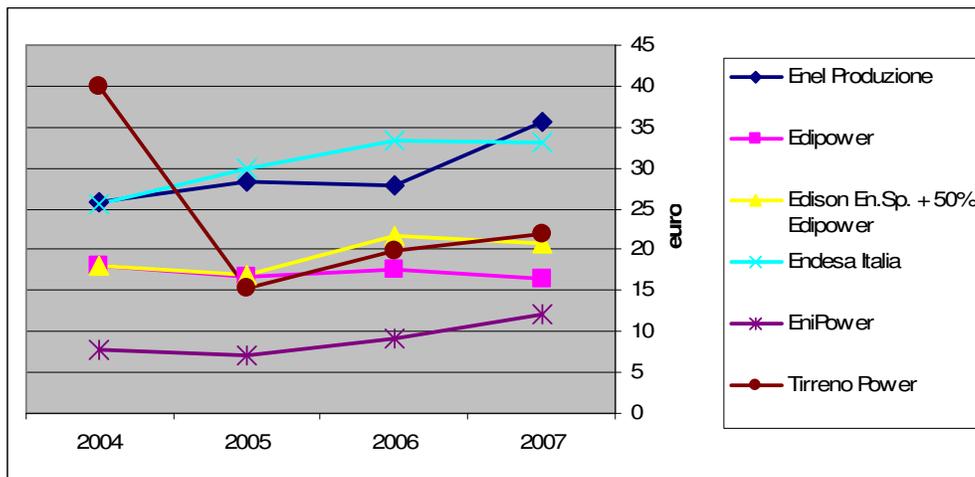


Figura 38: Redditività al MWh dei principali operatori elettrici

Dai bilanci delle aziende elettriche emerge che dal 2004 al 2007 sono stati effettuati consistenti investimenti in immobilizzazioni tecniche (Figura 39). L'ex monopolista Enel ha investito in media 829 milioni di euro all'anno, mentre le imprese più piccole hanno

investito in media 192 (Edipower), 111 (Edison), 181 (Endesa Italia), 160 (EniPower), 172 (Tirreno Power) milioni di euro all'anno. Dopo la liberalizzazione del settore dell'energia elettrica, si è infatti assistito ad un forte ciclo di rinnovo e potenziamento degli impianti esistenti, oltre all'entrata in funzione degli impianti di proprietà dei nuovi entranti. In particolare, gli investimenti sono stati per lo più finalizzati a progetti di *repowering* (riconversione a ciclo combinato) delle centrali termoelettriche. Come sappiamo, infatti, il decreto per la liberalizzazione del settore elettrico prevedeva la cessione di capacità produttiva da parte di Enel: la maggior parte di impianti che sono stati ceduti erano impianti termoelettrici obsoleti, la cui trasformazione a ciclo combinato, allo scopo di migliorarne l'efficienza termica, doveva essere effettuata dagli acquirenti, cioè da Edipower, Endesa Italia e Tirreno Power.

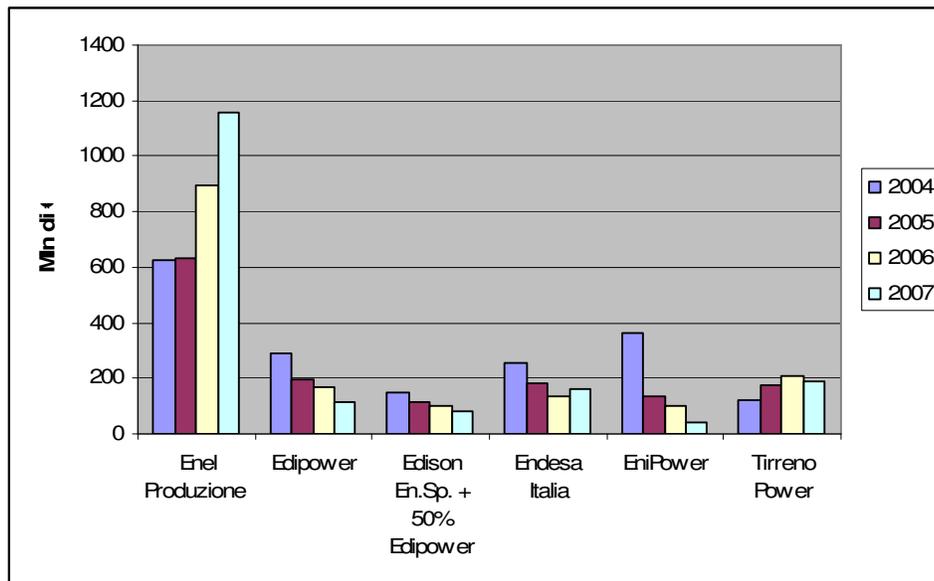


Figura 39: Investimenti in immobilizzazioni tecniche dei principali operatori elettrici

Risulta dunque interessante valutare la redditività del capitale investito dagli operatori, cioè quanto rende 1€ di capitale investito nell'impresa. Per farlo, consideriamo l'andamento del ROI (Figura 40). La redditività di Enel Produzione è sempre rimasta al di sopra del 12%, superando il 14,5% nel 2007. Questo indicatore ha però maggior rilevanza per le imprese che hanno assorbito rami d'azienda dell'ex monopolista, in quanto hanno dovuto sostenere ingenti costi di *repowering*. **I mezzi finanziari investiti in Edipower hanno reso dal 2,89% (nel 2005) al 4,37% (nel 2006). La redditività di Endesa Italia è stata piuttosto elevata, con un ROI che è salito dal 7,45% nel 2004 al 10,28% nel**

2007, arrivando a quasi il 13% nel 2006. **Il capitale investito in Tirreno Power ha reso circa il 14% nel 2004, il 5,62% nel 2005 e oltre l'11,5% nel 2006** (per il 2007 manca il dato relativo al Capitale Investito Netto, per cui non è stato possibile calcolare il ROI di quell'anno). **EniPower ha registrato una redditività crescente nel corso degli anni**, passando da un ROI del 2,56% nel 2004 ad un ROI del 9,51% nel 2007 mentre la redditività di Edison (Edison Energie Speciali + 50% di Edipower) è stata sempre attorno al 4%.

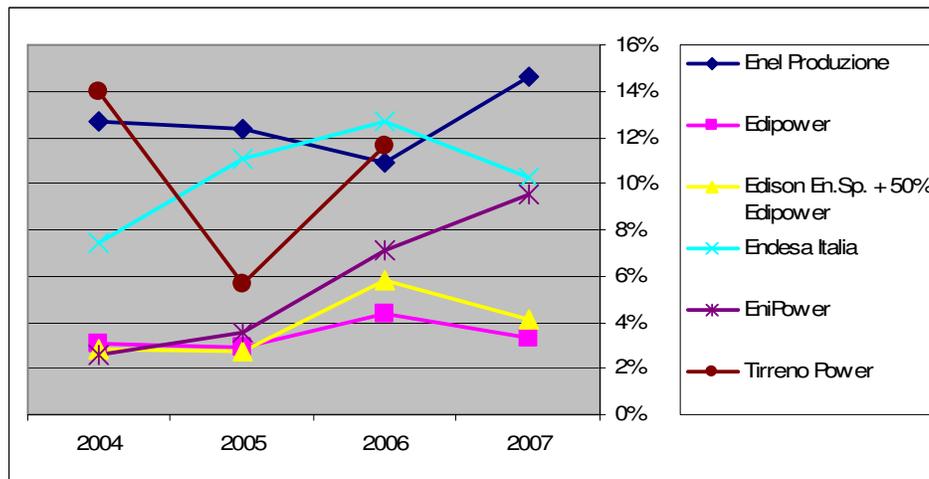


Figura 40: ROI dei principali operatori elettrici

Infine, è interessante valutare la redditività degli operatori mediante il ROE, che serve per verificare il tasso di remunerazione del capitale di rischio, ovvero quanto rende il capitale conferito all'azienda dai soci (Figura 41). Questo tipo di redditività è particolarmente significativo per l'ex-monopolista, che deve mantenere intatto il valore dell'impresa per gli azionisti e deve essere in grado di attrarre capitali, a fronte della crescente concorrenza sul mercato. **La redditività di Enel Produzione è stata del 21,42% nel 2004, è scesa al 10,13% e poi ancora al 7,9% nel 2005 e nel 2006 per poi risalire al 16,30% nel 2007**¹⁰⁸. Tra i concorrenti dell'ex-monopolista, si distinguono Tirreno Power ed Endesa Italia. La redditività del primo operatore ha superato quella di Enel ogni anno tranne il 2005 (ROE pari a circa il 40% nel 2004, 5% nel 2005, 20% nel 2006 e 25% nel 2007). La redditività di Endesa Italia si è mantenuta al di sotto di quella di Enel, tranne nel 2006 in

¹⁰⁸ Per giudicare la validità del ROE di una società spesso si usa confrontarlo con il rendimento *risk-free*, ovvero il rendimento di quelle attività senza rischio (solitamente ci si riferisce ai Titoli di Stato). Il rendimento medio (lordo) dei Titoli di Stato è stato del 1,98% nel 2004, del 2,03% nel 2005, del 2,72% nel 2006 e del 3,89% nel 2007 (fonte: Ministero dell'Economia e delle Finanze).

cui il ROE è salito al 33,25% contro il 7,9% di Enel Produzione. Nel 2004 il ROE di Endesa Italia è stato del 18,71%, nel 2005 del 7,61%, nel 2007 del 7,53%.

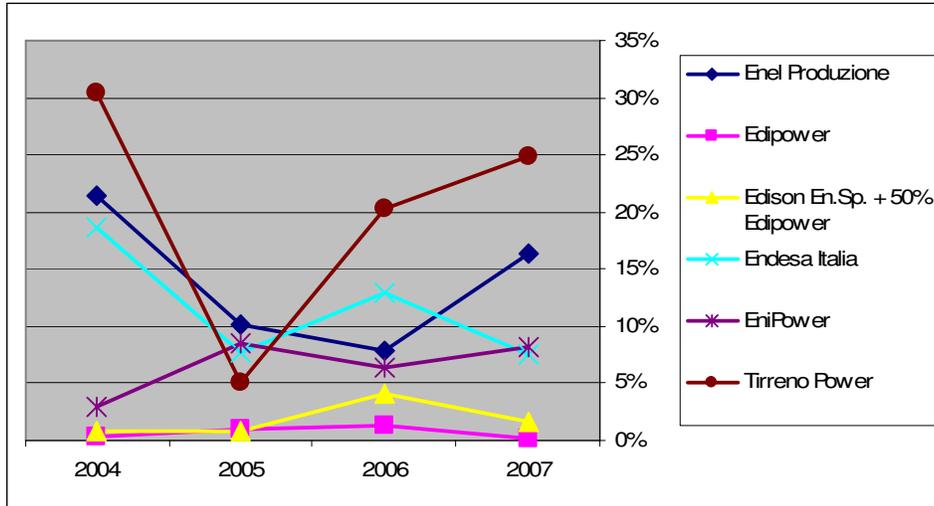


Figura 41: ROE dei principali operatori elettrici

Bibliografia

- AEEG – AGCM, 2005, Indagine Conoscitiva sullo Stato della Liberalizzazione del Settore dell'Energia Elettrica.
- AEEG, Relazione annuale 2004, 2005, 2006, 2007.
- Barmack M., Kahn E., Tierney S., Goldman C., 2008, Econometric models of power prices: An approach to market monitoring in the Western US. *Utilities Policy* 16 (2008) 307-320.
- Boffa F., Pingali V., 2006, Zonal pricing in the Italian Electricity Spot Market. *Quaderni di ricerca REF.* n. 25.
- Borenstein S., 1999, Understanding competitive pricing and market power in wholesale electricity markets. University of California Energy Institute *POWER Working paper* PWP-067.
- Borenstein S., Bushell J., Stoft. S., 2000, The competitive effects of transmission capacity in a deregulated electricity industry, *RAND Journal of Economics*, 31(2), 294-325.
- Borenstein S., Bushnell J., Knittel C.R., 1999, Market Power in Electricity Markets: Beyond Concentration Measures. *The Energy Journal* vol. 20, n. 4, p. 68.
- Borenstein S., Bushnell J., Wolak F., 2000, Diagnosing Market Power in California's Restructured Wholesale Electricity Market.
- Campidoglio C., 2005, Modelli organizzativi per il settore elettrico in regime di concorrenza. Scuola Enrico Mattei, Roma.
- Carlton D.W., Perloff J.M., 2005, Organizzazione industriale. McGraw-Hill, Milano. Seconda edizione.
- Cho I.-K., Kim H., 2007, Market power and network constraint in a deregulated electricity market. *The Energy Journal*, 28(2).
- Crampes C., Creti A., 2005, Capacity competition in electricity markets. *Economia delle Fonti di Energia e dell'Ambiente* n. 2, Franco Angeli, Milano.
- De Novellis F., Di Renzo A., 2007, Tendenze del settore dell'energia elettrica in Italia. *Quaderni di ricerca REF.* n. 36 (studio realizzato per conto di Assoelettrica).
- De Novellis F., Di Renzo A., Cirillo M., 2007, Tendenze del settore dell'energia elettrica in Europa. *Quaderni di ricerca REF.* n. 37 (studio realizzato per conto di Assoelettrica).

- Dechenaux E., Kovenock D., 2007, Tacit collusion and capacity withholding in repeated uniform price auctions. *The RAND Journal of Economics*. Volume 38, Issue 4, Pages 1044-1069.
- Fabra N., 2003, Tacit Collusion in Repeated Auctions: Uniform Versus Discriminatory. *The Journal of Industrial Economics*. Volume 51, Issue 3, Pages 271-293.
- Fumagalli E., Garrone P., 2005, Potere di mercato nella borsa elettrica, Politecnico di Milano.
- Fumagalli E., Garrone P., Internullo M., 2005, Concorrenza ed espansione della rete elettrica di trasmissione: un'analisi del comportamento strategico degli operatori. *Economia delle Fonti di Energia e dell'Ambiente* n. 1, Franco Angeli, Milano.
- Geman H., Roncoroni A., 2006, Understanding the Fine Structure of Electricity Prices. *The Journal of Business*, vol. 79, no. 3.
- GME, Relazione annuale 2004, 2005, 2006 e 2007.
- Green R.J., Newbery D.M., 1992, Competition in the British Electricity Spot Market. *Journal of Political Economy*, vol. 100, no. 5.
- Joskow P., Kahn E., 2002, A Quantitative Analysis of Pricing Behavior In California's Wholesale Electricity Market During Summer 2000: The Final Word. *The Energy Journal*, Vol 23, No. 4.
- Kahn E.P., 1998, Numerical Techniques for Analyzing Market Power in Electricity. *The Electricity Journal*. Volume 11, Issue 6, Pages 34-43.
- Kahn A.E., Cramton P.C., Porter R.H., Tabors R.D., 2001, Uniform Pricing or Pay-as-Bid Pricing: A Dilemma for California and Beyond. *The Electricity Journal*. Volume 14, Issue 6, Pages 70-79.
- Knittel C.R., Roberts M.R., 2005, An empirical examination of restructured electricity prices. *Energy Economics*, Volume 27, Issue 5, Pages 791-817.
- Marroncelli F., Verde S., 2005, Il potere di mercato nel settore elettrico tra abusi e normativa antitrust. *ENERGIA* 2/2005.
- Migliavacca G., 2004, Analisi della letteratura sul tema della Teoria dei Giochi applicata alla modellazione dei mercati elettrici. *Rapporto CESI*
- Motta M., Polo M., 2005, Antitrust: economia e politica della concorrenza. Bologna, Il Mulino.
- Twomey P., Green R., Neuhoff K., Newbery D., 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.

- Sheffrin A., 2002, Predicting market power using the Residual Supply Index. Presentation to the FERC Market Monitoring Workshop. December 3-4.
- Sheffrin A., Chen J., Hobbs B.F., 2004, Watching Watts to Prevent Abuse of Power. *IEEE power & energy magazine*. Volume 2, Issue 4, pages 58-65.
- Sweetser A., 1998, Measuring a dominant firm's market power in a restructured electricity market, a case study of Colorado. *Utilities Policy* 7, 243–257.
- Swinand G., Scully D., Ffoulkes S., Kessler B., 2007, Modelling EU Electricity Market Competition Using the Residual Supply Index – Recent Research from London Economics-Global Energy Decision/Ventyx and the DG Competition.
- Terna, 2005, Proposta di calcolo degli indici di monitoraggio del mercato elettrico.
- Terna, 2008, Individuazione zone della rete rilevante.
- Terna, Dati statistici sull'energia elettrica in Italia 2004, 2005, 2006, 2007.
- Wolak F., 2003, Measuring Unilateral Market Power in Wholesale Electricity Markets: The California Market, 1998–2000. *American Economic Review*, Volume 93, Issue 2, Pages 425-430.
- Wolak F., Patrick R., 2001, The Impact of Market Rules and Market Structure on the Price Determination Process in the England and Wales Electricity Market. *NBER Working Paper* No. W8248.
- Wolfram C., 1999, Measuring Duopoly Power in the British Electricity Spot Market. *American Economic Review*, 89, 805.

Riferimenti normativi:

- Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79, "Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica" (Decreto Bersani)
- Legge 9 aprile 2002, n. 55, "Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 7 febbraio 2002, n. 7, recante misure urgenti per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale" (Decreto sblocca centrali)
- Legge 27 ottobre 2003, n. 290, "Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 29 agosto 2003, n. 239, recante 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 per pubblica utilità"
- Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004, "Criteri, modalità e condizioni per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione"

Legge 23 agosto 2004, n. 239, "Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia" (Legge Marzano)

Delibera AEEG n. 50/05, "Disposizioni in materia di monitoraggio del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e del mercato per il servizio di dispacciamento"

Siti web:

<http://www.terna.it/>

<http://www.mercatoelettrico.org/It/Default.aspx>

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