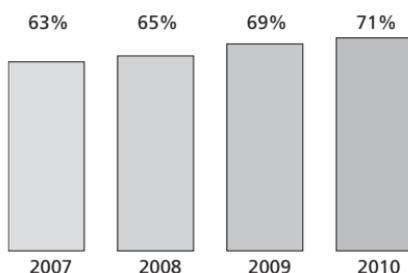


Capitolo 1

Mercato elettrico

di Massimo Beccarello e Daniela Floro



Il mercato elettrico italiano è stato interessato nel corso del 2009 da un ampio processo di completamento della piattaforma commerciale e riorganizzazione del mercato. In particolare, la legge n. 2 del 28 gennaio 2009, all'art. 3 co. 10-13, dispone un processo di riforma del mercato elettrico distinto in tre fasi:

- una prima fase caratterizzata dal completamento dell'attuale mercato con l'introduzione di un mercato infragiornaliero, la riforma del mercato dei servizi di dispacciamento, la realizzazione del *market coupling* con i mercati elettrici dei paesi limitrofi e il potenziamento dei mercati a termine;
- una seconda fase caratterizzata dall'accorpamento in tre macro-zone della suddivisione del mercato elettrico (lato domanda);
- una terza fase caratterizzata dal passaggio dall'attuale sistema di formazione del prezzo nel mercato dell'energia, ora basato sul *system marginal price*, a un meccanismo di tipo *pay as bid*.

Il provvedimento legislativo nasceva dall'esigenza di superare alcune criticità del mercato elettrico avviato nel 2004. In particolare, il sistema di negoziazioni sentiva l'esigenza di sviluppare progressivamente un mercato *forward* fisico e finanziario organizzato e trasparente, per fornire chiari riferimenti di prezzo e offrire prodotti con orizzonti temporali differenti e diversificati strumenti di copertura. Inoltre, era necessaria una revisione delle regole di funzionamento del mercato *spot* volta a istituire un mercato più liquido con un numero sufficiente di sessioni *intraday*, per garantire riferimenti di prezzo significativi e permettere agli operatori – lato domanda e offerta – di negoziare posizioni bilanciate a ridosso del tempo reale. Infine, era necessario completare la piattaforma commerciale istituendo un mercato del dispacciamento strutturato per permettere una partecipazione attiva anche della domanda e, soprattutto, incrementare il livello di trasparenza nel mercato dei servizi ancillari del sistema.

I principi di riforma della legge 2/09 sono stati in larga misura attuati con il decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 30 aprile 2009. In tale decreto viene attuata la prima parte della riforma associata al completamento della piattaforma commerciale del mercato elettrico italiano che è stata completata con l'avvio del nuovo mercato dei servizi di dispacciamento con il mese di gennaio 2010. Rimangono da attuare entro il 2012 la riorganizzazione del mercato in tre macrozone con un sistema di prezzi differenziato lato domanda e il contestuale passaggio al meccanismo di prezzo *pay as bid*.

Sicuramente tali riforme avranno un effetto significativo sul funzionamento del mercato, tuttavia per una corretta valutazione degli effetti sarà necessario attendere i dati ufficiali 2010.

Nella nostra analisi i dati di riferimento sono quelli del 2008 pubblicati nelle relazioni ufficiali dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas del 2009. Il principale criterio utilizzato per valutare l'efficacia del processo di liberalizzazione del mercato elettrico è l'analisi del grado di contendibilità del mercato. Nel capitolo è stato

analizzato in via prioritaria il segmento della generazione elettrica, che negli ultimi anni si sta sempre più orientando verso l'utilizzo del gas naturale quale combustibile principale per la produzione di elettricità.

Il secondo segmento della filiera analizzato è il settore della vendita all'ingrosso, che ha evidenziato segnali di grande vitalità sotto il profilo degli scambi complessivi, nonostante i forti ritardi nel completamento del mercato delle negoziazioni a termine.

Infine, l'ultimo segmento considerato è il settore della vendita ai clienti finali.

Come nelle edizioni precedenti l'analisi è stata condotta utilizzando i dati, pubblicamente disponibili, riguardanti le caratteristiche strutturali del settore pubblicati: dalla Autorità di vigilanza del settore, dal Gestore del mercato elettrico e dai principali operatori.

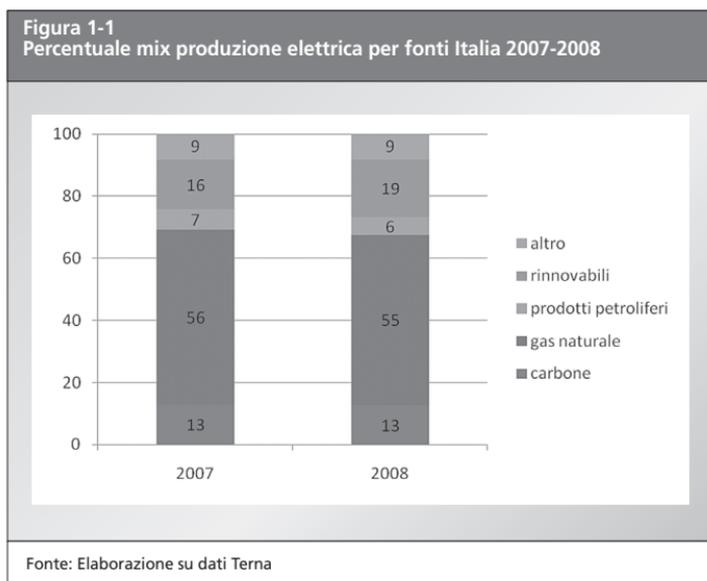
1. Struttura della generazione elettrica

Il settore della generazione elettrica, nel 2008 ha evidenziato le forti criticità tipiche dei paesi fortemente esposti alla dipendenza dai combustibili fossili. Inoltre, i vincoli sempre più restrittivi sulle emissioni di gas climalteranti adottati in sede europea hanno portato il nostro paese a sviluppare impianti a gas naturale rispetto agli altri paesi europei.

Nel corso del 2008 la produzione netta di energia elettrica è stata pari a 307 TWh, registrando un aumento dell'1,9% rispetto all'anno precedente. Il fabbisogno italiano è stato coperto per 88,2% con la produzione nazionale e per il restante 11,8% mediante il saldo tra le importazioni e le esportazioni, in calo del 13,5% rispetto al 2007. Il miglioramento del saldo estero è dovuto in parte al calo delle importazioni a causa della riduzione della domanda dovuta alla crisi economica, e in parte all'aumento delle esportazioni registrato a seguito della maggior produzione da fonte idroelettrica.

Il confronto del mix della generazione elettrica tra il 2007 e il 2008 evidenzia l'aumento della produzione da fonte rinnovabili, dovuta alla crescita della produzione idroelettrica (+22,9%) ed eolica (+20,3%), e alla contem-

poranea riduzione della produzione da fonti termoelettrica (-1,5%) e geotermoelettrica (-0,9%).



In particolare, il 2008 è stato caratterizzato dal boom della produzione fotovoltaica che rispetto al 2007 è quadruplicato.

Per quanto riguarda la produzione termoelettrica il gas naturale si conferma ancora una volta il combustibile più utilizzato rappresentando circa il 67% della produzione termoelettrica totale. A fronte di tale aumento si è registrata una diminuzione del 2% della produzione a carbone e del 16,5% dei prodotti petroliferi.

Per quanto riguarda la contendibilità del mercato della generazione elettrica italiana, bisogna notare come questa sia in continuo miglioramento. Nonostante nell'ultimo anno il contributo dell'*incumbent* nazionale alla produzione lorda sia aumentato dell'0,1% rispetto all'anno precedente,¹ sia l'indice di concentrazione dei primi quattro operatori che l'indice Herfin-

dahl-Hirschman (HHI) evidenziano una contrazione negli ultimi 5 anni.

L'aumento della competitività nel settore della generazione elettrica negli ultimi anni può essere attribuito non soltanto alla riduzione della quota di mercato di ENEL, ma soprattutto a una crescita omogenea degli altri operatori e in particolare di quelli di minori dimensioni.

Grazie a queste due dinamiche, l'indice HHI della generazione lorda si è ridotto di 60 punti negli ultimi due anni, raggiungendo quota 1380 e confermando la natura competitiva del mercato della generazione elettrica italiana. Si noti infine che negli ultimi cinque anni, l'indice ha subito una riduzione pari 840 punti.

Tabella 1-1
Contributo dei principali operatori alla produzione nazionale lorda (2004-2008)

Operatori	2004	2005	2006	2007	2008
Gruppo Enel	43,5	38,8	34,9	31,7	31,8
Gruppo Edison	12	11,7	13,1	13,5	11,8
Gruppo Eni	5,9	8,9	9,3	9,7	8,6
E.On (Ex Endesa Italia)	7,3	8,1	9,7	8,1	7
Edipower	8,9	8	8,3	8,1	7,8
Tirreno Power	2,2	3,8	4	3,9	4,2
Gruppo Erg	1,9	1,8	1,7	1,6	1,4
Electrabel/Acea	1,3	1,5	1,8	1,5	1,5
Gruppo Saras	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4
Aem Milano	1,5	1,2	1,6	1,6	
Asm Brescia	0,9	0,9	1,1	0,9	
A2A (fusione Aem Milano/Asm Brescia)					2,5
EGL AG				0,8	2,2
Sorgenia				1,4	1,4
Iride (Ex Aem Torino)	0,6	1,1	1,3	1,1	1,2
Altri produttori	12,5	12,7	11,7	14,6	17,2
CR4	65,6	67,5	67	63	59,2
HHI	2220	1900	1660	1440	1380
Fonte: Elaborazione su dati AEEG					

In riferimento alla capacità netta disponibile anche in questo caso si evidenzia una riduzione della concentrazione rispetto al 2007. La capacità massima netta disponibile nel 2008 è stata pari a 98.625 MW, mentre quella disponibile per almeno il 50% delle ore è stata pari a 83.813 MW. Gli operatori con quota di mercato della capacità netta disponibile superiore al 5% sono stati cinque: Enel (40,9%), Edison (8,6%), Edipower (8,2%), EON (6,8%) e Eni (6,2%). L'indice di concentrazione delle prime quattro imprese è risultato pari a 64,5%, mentre l'indice HHI è stato pari a 1.921 registrando una diminuzione di 205 punti rispetto al 2007.

Nonostante l'indice HHI valutato sulla produzione indica un mercato competitivo, l'indice HHI valutato sulla capacità netta disponibile evidenzia una struttura di mercato concentrata.

Infine, l'analisi della concentrazione nel mercato della generazione elettrica destinata al consumo conferma una contrazione dell'indice HHI, in linea con quanto registrato negli ultimi anni. In questo segmento si è registrata una diminuzione pari a 49 punti, portando l'indice di concentrazione nel 2008 a quota 1590.

La presenza della problematica autorizzativa, che solitamente ha caratterizzato il nostro paese in passato, non ha ostacolato l'ingresso di nuova capacità di generazione efficiente per 5027 MW (+5,4% rispetto al 2007), registrando il più forte aumento avvenuto negli ultimi cinque anni. Rispetto al 2007, la crescita della capacità produttiva è stata pari a: oltre il 5,3% per gli impianti termoelettrici, 30,5% per quelli eolici, e infine del 400% per gli impianti fotovoltaici. A differenza degli anni precedenti l'aumento della capacità produttiva ha interessato maggiormente l'Italia meridionale. I maggiori incrementi si sono registrati in: Piemonte (+1.139 MW, +14,8%), Emilia Romagna (+954 MW, +15%), Calabria (+838 MW, +20%), Abruzzo (+756 MW, +46,8%) e Basilicata (+74 MW, +12,9%).

2. Struttura del mercato all'ingrosso e le vendite al dettaglio

Il mercato elettrico all'ingrosso si è fortemente sviluppato con l'avvio della borsa elettrica italiana. Tuttavia è opportuno ricordare che il suo funzionamento ha sempre risentito delle forti difficoltà di coniugare adeguatamente gli esiti commerciali della borsa elettrica (IPEX) con la dispacciabilità effettiva dei flussi fisici di energia da parte dell'operatore del dispacciamento (Terna Spa). Queste difficoltà sono dovute a cause storiche che negli ultimi 5 anni di funzionamento del mercato non hanno mai trovato un'adeguata soluzione:

- a. La prima causa è imputabile al fatto che al momento dell'avvio del mercato elettrico è stata adottata una soluzione semplificata per il mercato dei servizi di dispacciamento. In altri termini, il mercato del giorno prima (borsa elettrica) doveva fornire un sistema di prezzi di riferimento per la gestione dei servizi ancillari di risoluzione delle congestioni, riserva e bilanciamento all'operatore di rete. Questa imperfezione ha comportato l'impossibilità di qualificare il costo dell'energia utilizzata in relazione al servizio specifico con il rischio di scarsa trasparenza e inefficienze (dovute anche al più ampio spazio per comportamenti opportunistici degli operatori) nella gestione dei servizi ancillari del sistema;
- b. La seconda causa di tipo fisico-strutturale riguarda lo sviluppo della rete. Quanto più la rete è congestionata tanto più difficile risulta la possibilità di favorire il confronto competitivo tra gli impianti costruiti negli anni recenti e di conseguenza la possibilità di limitare i costi (dei servizi ancillari) per far sì che gli esiti del mercato commerciale (ordine di merito del mercato elettrico) siano sostenibili dal punto di vista dei flussi fisici tra generatori e centri di consumo (servizi ancillari del dispacciamento);
- c. La terza causa risiede nel forte ritardo con cui si

sono sviluppati i mercati a termine sia fisici che finanziari rispetto agli altri paesi europei.

Al fine di garantire una maggiore coerenza con le versioni precedenti dell'indice abbiamo utilizzato i dati disponibili per il 2008. I dati del 2008 evidenziano un aumento delle operazioni sulla borsa elettrica italiana (IPEX) del 4,8% rispetto all'anno precedente, raggiungendo quota 232,6 TWh. Si conferma pertanto l'aumento della liquidità media del mercato, raggiungendo il massimo storico del 69,0% nel 2008 contro il 67,1% nel 2007 e il 59,6% nel 2006.

L'aumento della liquidità può essere spiegato attraverso due dinamiche intervenute durante il 2007 e confermate nel 2008. Da un lato, si conferma l'aumento della partecipazione dal lato dell'offerta sia degli operatori nazionali (+2,8%), ma soprattutto di quelli esteri (+29,4%). Dall'altro lato, il completamento del processo di liberalizzazione e la conseguente apertura del mercato a tutti i soggetti dal 1° luglio 2007 ha comportato una contrazione della domanda dell'Acquirente Unico (-25,7%) e un incremento delle offerte di acquisto degli altri operatori non istituzionali (da 99,76 TWh nel 2007 a 137,9 TWh nel 2008).

A fronte dell'aumento della liquidità del mercato si è registrato un minor ricorso ai contratti bilaterali (-4,3%). Tale andamento è riconducibile alla riduzione dei volumi negoziati con l'estero (-23,2%) e in misura minore ai contratti bilaterali conclusi da operatori nazionali diversi dall'Acquirente Unico (-8,3%) ed è parzialmente bilanciata dai contratti bilaterali conclusi dall'Acquirente Unico (+20,3%).

Dopo aver analizzato l'andamento della liquidità del mercato IPEX, è importante analizzare il comportamento del Prezzo Unico Nazionale (PUN). In termini medi il PUN è stato pari a 86,99 €/MWh, in aumento del 22,5% rispetto al 2007; raggiungendo il massimo storico di 99,07 €/MWh nel mese di ottobre (+41,8% rispetto al mese di ottobre del 2007). L'aumento del PUN è da attribuire all'aumento dei prezzi dei combustibili registrato

a partire da fine 2007, che ha raggiunto il suo massimo durante il primo semestre del 2008. Grazie al calo nelle quotazioni dei prezzi degli idrocarburi nel secondo semestre 2008 e alla contrazione della domanda a fronte della crisi economica internazionale il PUN è poi diminuito a 85 €/MWh nel mese di dicembre.

È interessante notare come l'aumento del PUN abbia colpito generalmente tutti i gruppi di ore, ma in particolare quelle di fuori picco e dei festivi, raggiungendo rispettivamente i 67,75 €/MWh (+41%) e i 77,88 €/MWh (+33%). Invece, nelle ore di picco il PUN è cresciuto mediamente del 9% rispetto al 2007.

Il confronto dei differenziali tra ore di picco e fuori picco, e ore fuori picco e festivi mostra dinamiche contrastanti. Se da un lato, per la prima volta in quattro anni si è registrata la riduzione del differenziale tra ore di picco e fuori picco, evidenziando un mercato maggiormente competitivo in tutti i gruppi di ore. Dall'altro lato, il confronto del differenziale tra ore fuori picco e festivi ha registrato un massimo storico di 10,13 €/MWh, indicando una notevole differenza della struttura competitiva caratterizzante il mercato del giorno prima nelle ore non di picco. Questo risultato sembra indicare un mercato più concentrato nei giorni festivi che durante la settimana.

Tabella 1-2 Andamento del PUN 2008-2004						
Prezzo	2008	2007	2006	2005	2004	Var 2008/2007
Medio	86,99	70,99	74,75	58,59	51,66	-22,5%
Medio Lavorativo	91,06	76,48	81,43	64,98	57,69	19,1%
Medio Picco Lavorativo	114,38	104,9	108,73	97,8	76,5	9%
Medio Fuori Picco	67,75	48,06	54,12	42,15	38,88	41%
Medio Festivo	77,88	58,58	60,25	44,33	37,48	33%
Minimo	21,54	21,44	15,06	10,42	1,1	0,4%
Massimo	211,99	242,42	378,47	170,61	189,19	-12,6%
Fonte: Elaborazione su dati Gme						

Le dinamiche del PUN sopra esposte possono essere spiegate da diversi fattori. In primo luogo, il poderoso aumento dei prezzi dei combustibili, anche se in parte attenuati dal perdurante deprezzamento del dollaro sull'euro, aumentati tra il 43-55% nel caso degli oli combustibili e tra il 66-69% nel caso di gas e carbone.²

Inoltre, il confronto del PUN con il costo dei combustibili evidenzia un andamento di lungo periodo stabile, dove tuttavia il primo reagisce alle variazioni del secondo soltanto con qualche mese di ritardo. Pertanto, la riduzione del prezzo dei prodotti petroliferi registrata a fine 2008 ha comportato una riduzione del PUN nel 2009. L'assottigliamento del differenziale dei prezzi di picco e di fuori picco che ha visto un aumento dei secondi di 20 €/MWh, deve essere attribuito al diverso combustibile utilizzato nei due gruppi di ore e al relativo andamento del prezzo. Se il prezzo nelle ore di picco risente maggiormente dell'andamento del prezzo dell'olio combustibile, nel secondo caso è il prezzo del gas naturale a influenzare le dinamiche del PUN. Dato che il prezzo del gas naturale reagisce alle variazioni dell'olio combustibile con un ritardo da 6 a 9 mesi, è possibile aspettarsi nel corso del 2009 una riduzione del prezzo fuori picco e un conseguente incremento del differenziale tra i due gruppi di ore, a differenza di quanto registrato nel 2008.

Considerando infine l'aumento dell'offerta a fronte dell'aumento della capacità produttiva, la contrazione della domanda dovuta alla crisi economica e la riduzione del prezzo dei combustibili nel corso del 2009 si dovrebbe registrare un aumento dell'assetto competitivo del mercato.

Tuttavia osservando i dati più recenti, nonostante il processo liberalizzazione e la recente riforma del mercato elettrico³ il prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica nel nostro paese si mantiene mediamente più alto rispetto al prezzo medio delle principali borse europee.

Tabella 1-3
Confronto prezzo medio borse elettriche europee (€/MWh)

	IPEX	EEX	Nord Pool	OMEL	PowerNext	PUN-PME*
2006	74,75	50,78	48,59	50,53	49,29	24,3
2007	70,99	37,99	27,93	39,35	40,88	32,2
2008	86,99	65,76	44,73	64,44	69,15	20,4
2009	63,72	38,85	35,02	36,96	43,01	23,8

*PME: indice sintetico del costo dell'energia alle frontiere italiane calcolato come media dei prezzi quotati su EEX, Powernext ed EXAA, ponderata per i rispettivi volumi. Fonte: GME

Il confronto del PUN con i prezzi dell'energia elettrica delle altre principali borse europee per l'anno 2008 evidenzia due dinamiche fondamentali. Da un lato si conferma il processo di convergenza dei prezzi quotati sulle principali borse europee. Nel corso del 2008 tutte le principali borse europee sono state caratterizzate da un aumento delle quotazioni: tra il 60% di NordPool e il 73% di EEX, raggiungendo quotazioni comprese tra i 64,44 €/MWh di Omel e i 69,15 €/MWh di Powernext. Dall'altro lato, il PUN nel corso del 2008 è aumentato in misura minore rispetto al prezzo delle altre borse europee, restringendo il differenziale con i prezzi quotati sulle altre borse europee. Nonostante, il PUN medio del 2008 sia in termini assoluti maggiore rispetto alle quotazioni delle altre borse, dovuto in prevalenza a un parco produttivo meno efficiente, l'aumento medio registrato è risultato più contenuto (+22,5%). Si è pertanto registrata una riduzione del differenziale tra PUN e Prezzo Medio Europeo (PME) di 20,4 €/MWh, in netto calo sia rispetto al 2006 che al 2007. Tale variazione può essere imputata a un miglioramento della competizione caratterizzante il mercato elettrico italiano. Tuttavia il dato del 2009 non sembra confermare questo processo di convergenza.⁴ Il prezzo medio annuo dell'energia elettrica nel mercato all'ingrosso (PUN) si è attestato a 63,72 €/MWh. Il divario tra la borsa italiana (IpeX) e le altre borse europee si è attestato a +23,8 €/MWh, in crescita rispetto al 2008 (+3,4 €/MWh).

L'incremento del PUN registrato durante il 2008 rappresenta la sintesi dei sensibili aumenti dei prezzi zona-

li che hanno registrato ovunque il proprio massimo storico. Come è ben noto, infatti, il prezzo PUN è calcolato come media dei prezzi delle diverse macro-zone. Tali aumenti tuttavia non sono stati omogenei come indicato in tabella 1-4.

Tabella 1-4
Andamento del PUN nelle diverse macrozone (2004-2008)

	2004	2005	2006	2007	2008	
euro/MWh	Media	Media	Media	Media	Media	Var. tendenziale '08/'07
NORD	48,94	57,71	73,6	68,47	82,92	21,1%
CENTRO NORD	53,03	58,62	74,98	72,80	84,99	16,7%
CENTRO SUD	54,18	59,03	74,99	73,05	87,63	20,0%
SUD	54,18	59,03	74,98	73,04	87,39	19,6%
CALABRIA		59,83	75,67	73,22	87,99	20,2%
SICILIA	55,22	62,77	78,96	79,51	119,63	50,5%
SARDEGNA	59,98	60,38	80,55	75,00	91,84	22,5%

Fonte: Elaborazione su dati Gme

A fronte di un aumento medio tra il 17-22% nelle diverse zone, la Sicilia è risultata la zona con la maggiore variazione +50,5%. Nel dettaglio, il Nord si conferma la zona meno costosa (82,92 €/MWh), seguita dalle altre zone continentali (85-88 €/MWh), Sardegna (91,84 €/MWh) e infine la Sicilia (119,63 €/MWh). L'analisi dei prezzi zionali mostra come si stia riducendo il differenziale dei prezzi dell'Italia continentale, mentre le isole siano ancora caratterizzate da un maggior prezzo. Diverse sono le cause che danno origine a tali differenze. In particolare, nel caso della Sardegna l'analisi dei prezzi mensili rivela che il picco raggiunto nel mese di maggio sia stato dovuto a un'inibizione del transito con la zona Centro Nord e alla contestuale riduzione della capacità disponibile interna. Per quanto riguarda la Sicilia, il maggior picco è da attribuirsi non soltanto ai problemi di connessione con il continente, ma soprattutto alla carenza di riserva interna, intesa come la differenza tra la quantità di energia offerta e la quantità accettata, comportando elevati prezzi ed elevata con-

centrazione a livello zonale, come vedremo in seguito. Si noti inoltre, che i maggiori prezzi registrati in Sicilia hanno comportato un aumento del PUN di 2,12 €/MWh, solo in parte compensati dal corrispondente aumento della rendita di congestione 0,11 €/MWh. Inoltre, è da notare come lo sviluppo delle fonti rinnovabili, in particolare del parco eolico, nelle zone meridionali e insulari stia effettuando da traino all'entrata di nuovi operatori nei diversi mercati zionali. La priorità di dispacciamento e la modesta dimensione dell'investimento rendono questa tecnologia la risorsa più adatta per aprire effettivamente questi mercati alla concorrenza.

L'andamento dei prezzi zionali evidenzia ancora una volta come le carenze strutturali dovute a un'insufficiente capacità di interconnessione tra le diverse zone giochino un ruolo fondamentale nello sviluppo degli effetti pro-competitivi.

Non bisogna infine dimenticare che il nostro paese prevede le cosiddette zone virtuali nazionali. Queste zone sono rappresentate da singole unità di produzione servite da un'insufficiente capacità di trasporto della rete (c.d. poli di produzione limitata) che, dati i propri costi relativamente bassi, genererebbero strutturalmente congestioni di rete, con i conseguenti costi di dispacciamento e i connessi rilevanti problemi di potere di mercato. Per risolvere tali criticità Terna determina ora per ora la capacità massima di transito, ovvero la domanda di produzione della zona virtuale applicata poi dal Gestore del Mercato elettrico. In questo modo è possibile non separare il polo di produzione limitata dalla zona limitrofa e quindi permettere l'accesso al prezzo più remunerativo. Gli esiti di mercato per il 2008 dimostrano che i prezzi dei poli si sono differenziati da quelli delle zone limitrofe per il 3,9% delle ore e per non più di 0,6 €/MWh, a eccezione del polo di Priolo con 1,17 €/MWh.

Analizzando le singole serie storiche di prezzo si può poi notare che vi è un rapporto di correlazione tra prezzi e volatilità di mercato. L'aumento dei prezzi zionali ha favorito l'aumento della loro volatilità e anche

in questo caso l'incremento maggiore è stato registrato in Sicilia 30,6 €/MWh (+15,3%). La correlazione tra incremento di prezzo e maggior volatilità è imputabile alla limitata capacità di generazione di riserva e ai limitati collegamenti con la zona continentale.

Per quanto concerne le configurazioni zonali, nonostante l'architettura zonale sia rimasta inalterata rispetto al 2007, due principali tendenze sono confermate. Da un lato, si è assistito alla riduzione della frammentazione, specialmente nell'Italia continentale quasi vicina ai minimi storici di 1,35, indicando una condizione di crescente omogeneità nella struttura e nei comportamenti di offerta tra Nord e Sud. Dall'altro lato, si è registrato un ulteriore aumento della rendita da congestione, che ha raggiunto il suo massimo storico di 156 milioni di €, segnalando un aumento del 29% rispetto al 2007 e quadruplicando rispetto al 2005. Queste due dinamiche pur di segno opposto evidenziano come il sistema elettrico italiano necessita di un importante miglioramento di rete risultante nella riduzione delle perdite e delle congestioni.

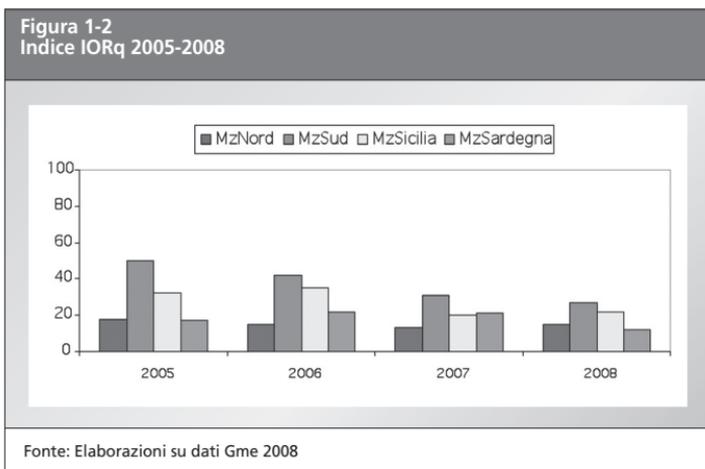
Inoltre, per comprendere a pieno le dinamiche degli esiti dei mercati zonali è necessario considerare il grado di concentrazione caratterizzante le singole zone. Infatti, una minore concentrazione permette il raggiungimento di esiti maggiormente competitivi.

Al fine di comprendere il grado di competizione nelle offerte di mercato si possono utilizzare diversi indici: IORq, IORh e IOM. Questi tre indici possono essere studiati a livello nazionale e a livello di macro zona.

In termini complessivi, la quota degli operatori diversi dai primi 3 e dalla quota del GSE ha raggiunto il 34%. In particolare la quota dell'operatore "A" è rimasta costante al 31%, confermando il passaggio da un modello *leader-follower* a un modello di oligopolio *a la Cournot* con *competitive fringe*. Inoltre, il sistema italiano ha messo in luce come la quota di mercato non contendibile (IORq) sia diminuita dell'1% rispetto al 2007. Allo stesso modo il potere di determinazione del prezzo dell'operatore "A" (IOM) si è ridotto di 29 punti,

attestandosi a livelli medi del 51%.

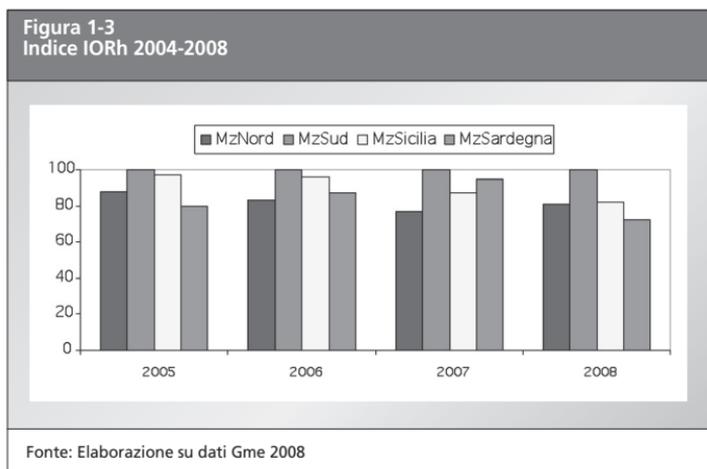
A livello zonale gli indici IOM e IOR mostrano notevoli differenze. In primo luogo l'indice IOR_q, che indica la quota di vendita in assenza di concorrenza, ha mostrato negli ultimi anni una marcata riduzione in tutte le macro zone. Da rilevare l'aumento del 2% dell'indice nella macrozona Nord e la diminuzione nella macrozona Sardegna di 9%. A livelli assoluti la zona Sud rimane quella con la maggior quota di mercato non contendibile (27%).



Gli stessi risultati, ma letti in maniera diversa, sono presenti nell'indice IOR_h, cioè il numero di ore in cui il mercato non era contendibile. Anche questo indice mostra segnali preoccupanti nella macrozona Sud e un'inversione di tendenza nella macrozona Nord. Infatti, per il 100% delle ore la zona Sud non è stata contendibile; mentre la macrozona Nord ha registrato un incremento del numero di ore in cui il mercato non era contendibile di 4 punti, passando da quota 77% nel 2007 a 81% nel 2008. Questo risultato è da attribuire alla crescita tendenziale delle vendite macrozonalindotta dall'aumento delle esportazioni verso l'estero. Ad ogni

modo, la macrozona Nord rimane anche per il 2008 quella caratterizzata dalla struttura di mercato più concorrenziale.

L'analisi dell'indice IOM, indice di operatore marginale, con riferimento all'operatore "A" mostra interessanti risultati. In primo luogo, nel corso del 2008 questo si è ridotto sensibilmente in tutte le macrozone. In secondo luogo, tale riduzione non è andata a favore del secondo operatore, ma in generale ha interessato tutta la frangia competitiva, il cui IOM complessivo è cresciuto dal 5% al 22%. Inoltre, la riduzione ha interessato sia le ore di picco che quelle di fuori picco. Infine, la riduzione dell'indice IOM dell'operatore "A" è coincisa con l'esplosione dei volumi su cui il prezzo è stato fissato dai cicli combinati (dal 29% al 44%) e dalla quota su cui il prezzo è stato fissato dalla macrozona estera maggiormente nei festivi (2% al 13%).



In conclusione, gli indici di concentrazione IOM e IOR mettono in luce un miglioramento della struttura competitiva del mercato, dovuta in parte all'introduzione di nuova capacità produttiva e all'aumento del numero di operatori attivi nel mercato e del loro relativo peso nel contrastare il potere di mercato dell'*incum-*

bent. Tuttavia, il raggiungimento di una struttura di mercato effettivamente competitiva richiede la completa soluzione al problema delle frammentazioni zonali del mercato.

3. Analisi della domanda di energia

Nella seguente tabella sono riportate le caratteristiche salienti della domanda di energia elettrica in Italia nel periodo 2000-2008. Nel 2008, a seguito della crisi economica, la domanda di energia elettrica ha registrato un primo calo dopo quasi 30 anni di continua crescita.⁵ La domanda nazionale di energia elettrica è risultata pari a 339,5 TWh con una diminuzione dell'0,1% rispetto al 2007. Secondo i dati ISTAT l'indice della produzione industriale ha subito una generale marcata contrazione e ha interessato maggiormente le industrie *energy intensive* per la produzione di beni intermedi (-4,8%), seguite dalle industrie di beni strumentali (-4,1%) e da quelle di beni al consumo (-2,3%).

Tabella 1-5 Caratteristiche domanda di energia elettrica							
Anno	Domanda totale (GWh)	Export (GWh)	Import (GWh)	(Import + export) / domanda	Domanda vincolata (TWh)	Domanda libera (TWh)	Domanda libera/ domanda totale
2000	279319,5	484	44831	0,16	209,4	46,1	0,17
2001	285492,1	549,3	48926,6	0,17	187,2	76	0,27
2002	290959,5	922,3	51519,1	0,18	170,5	98,2	0,34
2003	299788,6	518,3	51485,9	0,17	165,6	113,1	0,38
2004	304489,6	790,8	46425,7	0,16	156,3	127,1	0,42
2005	309816,8	1109,5	50264	0,17	153	136,7	0,44
2006	316047	1605	46323	0,15	138,5	149,7	0,47
2007	339928,2	2648,1	48931	0,15	119,3	181,7	0,55
2008	339480,9	3398,4	43432,5	0,14	90	206,4	0,61

Fonte: Elaborazione su dati Aeg

A fronte della flessione della domanda e l'incremento della produzione da fonte rinnovabile si è registrato un miglioramento del saldo con l'estero e un minor ricorso alle importazioni per il soddisfacimento della

domanda nazionale.

Per quanto concerne la contendibilità della domanda, ovvero la scelta libertà del fornitore, nel corso del 2008, si è registrata una flessione della domanda vincolata (-19,4% rispetto al 2007) a favore di quella libera rispetto al 2007. L'aumento della domanda libera (+10,5%) è dovuto alla progressiva contrazione del mercato vincolato e alla completa liberalizzazione del settore della vendita stabilita a partire dall'1 luglio 2007, come indicato in tabella 1-5.

Il confronto degli ultimi otto anni permette di affermare che la contendibilità della domanda sia notevolmente migliorata soprattutto grazie a due fattori: l'apertura del mercato *retail* e il ruolo dei nuovi operatori che hanno proposto tariffe sempre più in grado di competere con quelle dell'*incumbent* nazionale.

Una maggiore partecipazione della domanda è un fattore fondamentale del processo competitivo. Infatti, solo attraverso una domanda attiva è possibile raggiungere risultati di mercato competitivi. Grazie a tale attivismo, il mercato è poi indotto a introdurre tecnologie più efficienti riducendo il costo di produzione e il prezzo di vendita.

4. Conclusioni

Al fine di poter confrontare i risultati competitivi del settore elettrico italiano, utilizzeremo nuovamente l'indice di liberalizzazione utilizzato negli anni precedenti.

Tale indice si compone di un primo elemento, il quale ha l'obiettivo di analizzare la concentrazione di mercato nel segmento *wholesale*. Ancora una volta si è deciso di utilizzare una media pesata di due sotto-indici:

- complementare dell'indice CR3 (60%);
- numero di imprese con quota superiore al 5% (40%).

Il segmento *wholesale*, essendo la parte della filiera maggiormente importante, riceverà nell'indice di liberalizzazione un peso pari al 50% dell'indice totale.

Per quanto riguarda il segmento della domanda, si è assegnato un peso del 30% alla percentuale di soggetti che non hanno utilizzato il mercato regolamentato.

Terzo, e ultimo elemento, è invece rappresentato dal livello istituzionale. Al fine di cogliere questo elemento si è utilizzata la tipologia di *unbundling*. Essendo una variabile discreta essa può assumere valori uguali a:

- 100 se la separazione è di tipo proprietario;
- 70 se la separazione è di tipo societaria o legale;
- 23 quanto è di tipo manageriale;
- 10 quando è di tipo contabile.

Nella seguente tabella si è quindi proposto un confronto con i nostri maggiori *partners* commerciali europei. Come è possibile notare, in tutti gli Stati si è completata l'apertura del mercato. Infatti, l'apertura è ora pari al 100%. Sul piano amministrativo l'Italia mostra come le sue scelte siano state coerenti con quelle degli altri *partners* europei. Infatti, l'Italia ha utilizzato una separazione proprietaria per la rete di trasporto e una separazione legale per la rete di distribuzione.

Tabella 1-6 Il confronto internazionale			
	Apertura del mercato	TSO	DSO
Austria	100	legale	Legale
Francia	100	legale	Manageriale
Germania	100	contabile	Contabile
Italia	100	proprietaria	Legale
Spagna	100	proprietaria	Legale
UK	100	proprietaria	Legale
Fonte: Commissione Europea			

Ancora una volta, si è utilizzato come *benchmark* il mercato inglese. Il numero di imprese con quota di mercato superiore al 5% sono rimaste costanti a 8 nel corso del 2008. Per quanto riguarda il CR3 questo è risultato pari al 43%.

Nelle tabelle 1-7 e 1-8 si presenta la valutazione dell'indice delle liberalizzazioni nel 2007 e nel 2008. Si è preferito riportare anche l'indice del 2007 a seguito della disponibilità dei dati definitivi.

Tabella 1-7 Indice di liberalizzazione (su dati riferiti all'anno 2007)					
Indicatore	Peso (%)	Sottoindicatori	Peso (%)	Punteggio parziale (%)	Punteggio totale (%)
Concentrazione dell'offerta nel segmento wholesale	50	Imprese con almeno il 5%	40	37,18	32,12
		100-CR3	60	27,06	
Switching factor	30			55	16,5
Modello di unbundling	20			100	20
Valutazione complessiva					68,62

Tabella 1-8 Indice di liberalizzazione (su dati riferiti all'anno 2008)					
Indicatore	Peso (%)	Sottoindicatori	Peso (%)	Punteggio parziale (%)	Punteggio totale (%)
Concentrazione dell'offerta nel segmento wholesale	50	Imprese con almeno il 5%	40	37,65	33,16
		100-CR3	60	28,68	
Switching factor	30			61	18,3
Modello di Unbundling	20			100	20
Punteggio totale					71,46

Il confronto tra i due indici evidenzia un miglioramento del grado di liberalizzazione caratterizzante il mercato elettrico. In particolare, si è registrato un aumento di circa 3 punti percentuali, attestandosi a quota 72 nel 2008. Questo miglioramento è sicuramente imputabile alla riduzione della concentrazione del mercato. Infatti, il completare dell'indice CR3 è aumentato da circa il 45% nel 2007 al 47% nel 2008. Un'ulteriore

determinante del miglioramento della *performance* del mercato è rappresentata dall'aumento della domanda che ricorre al mercato libero rispetto a quella vincolata.

In conclusione, il settore elettrico italiano, ha mostrato ulteriori segni di miglioramento in tutte le fasi della filiera. Non mancano però segnali preoccupanti per il futuro. In primo luogo, il Sistema Italia necessita di miglioramenti, non solo nella fase di generazione, ma anche nella fase di trasporto. Per questa ragione sospendiamo la valutazione in attesa di verificare gli effetti della riforma del mercato prevista dal decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 30 aprile 2009. In particolare, dai dati che si renderanno disponibili sarà possibile valutare le relazioni tra funzionamento dei mercati e gestioni dei servizi ancillari di sistema, strettamente collegati allo sviluppo delle infrastrutture di dispacciamento.

Infine, i confronti europei mettono in luce che l'Italia dovrà affrontare la questione del mix di combustibili impiegati per la generazione elettrica e gli effetti dello sviluppo delle rinnovabili. In entrambi i casi si tratta di due strategie legati agli obiettivi di sostenibilità europei che dal prossimo anno sarà necessario integrare nella valutazione dell'indice di liberalizzazione del mercato italiano.

Settore: Elettricità Benchmark: Regno Unito					
Indicatore	Peso (%)	Sottoindicatori	Peso (%)	Punteggio parziale (%)	Punteggio (%)
Concentrazione dell'offerta nel segmento wholesale	50	Imprese con almeno il 5% di capacità sul totale	40	94	66
		(100-CR3)	60	48	
Switching factor	30				61
Modello di unbundling	20				100
Valutazione complessiva					71

Note

1. Si noti tuttavia che i dati relativi al 2008 non sono definitivi. Inoltre, secondo i dati Eurostat la quota di mercato di ENEL è rimasta stazionaria tra il 2007 e il 2008 pari a 31,3%.

2. In particolare, l'indice ITEC elaborato da Ref-Morgan Stanley, che misura il costo variabile medio di produzione sul mercato italiano, evidenzia un aumento del 47% su base annua (70 €/MWh), indicando che l'aumento in termini assoluti del PUN nasconde una riduzione in termini relativi.

3. Il riferimento è alla Legge 3/09 e al decreto Ministero Sviluppo Economico 30/04/09.

4. Il dato del 2009 deve essere tuttavia considerato nell'ambito del forte shock recessivo che ha colpito tutti i settori economici provocando un forte calo della domanda di energia che ha generato peraltro forti inefficienze nel funzionamento dei nuovi impianti a ciclo combinato.

5. Nel 1981 la domanda nazionale di energia elettrica aveva subito una diminuzione dello 0,6%.