

INDICE GENERALE

1. INTRODUZIONE.....	pag. 3
2. FINALITA' , ORGANIZZAZIONE E FUNZIONAMENTO DEL MERCATO ELETTRICO NAZIONALE.....	5
2.1 Funzionamento e organizzazione del sistema elettrico.....	5
2.1.1 Vincoli tecnici del sistema elettrico.....	5
2.1.2 Gestione del sistema elettrico.....	6
2.2 Finalità e funzionamento del Mercato Elettrico.....	7
2.3 Organizzazione e funzionamento del Mercato Elettrico.....	10
3. I MERCATI ELETTRICI IN EUROPA.....	11
3.1 Il Mercato Elettrico di Inghilterra e Galles.....	11
3.2 Il Mercato Nordico.....	15
3.3 La composizione del prezzo nel Nord Pool.....	16
3.4 L'Europa Continentale.....	19
La Spagna e il Mercato Iberico.....	20
La Germania.....	22
La Polonia.....	24
4. IL MERCATO DELLA CALIFORNIA.....	27
4.1 Introduzione.....	27
4.2 Attori del sistema.....	27
4.3 Strumenti di mercato.....	30
4.4 Servizi ausiliari di sistema.....	31
5. LA FORMAZIONE DEL PREZZO E LE PRINCIPALI CARATTERISTICHE DEI PREZZI ELETTRICI.....	33
6. APPROCCI E MODELLI PER L'ANALISI E LA PREVISIONE DEI PREZZI.....	37

6.1 Introduzione.....	37
6.2 La metodologia applicata.....	38
6.3 Approcci di modellazione.....	40
7. CASO DI STUDIO: IL MERCATO DEI PREZZI ORARI DELLA CALIFORNIA.....	45
7.1 I dati.....	45
7.2 Le analisi descrittive.....	48
7.3 I modelli utilizzati.....	52
7.4 Le previsioni.....	54
8. CONCLUSIONI.....	61
APPENDICE	63
BIBLIOGRAFIA	75
RINGRAZIAMENTI	77

1. INTRODUZIONE

Fino agli anni 90' il mercato dell'elettricità era un monopolio nella maggior parte dei paesi, spesso di proprietà del governo o di aziende pubbliche integrate verticalmente, e comunque altamente regolamentato. In quanto tale, i prezzi dell'elettricità riflettevano le politiche industriali e sociali del governo, e qualsiasi previsione di prezzo intrapresa veniva focalizzata sul pensiero di una riduzione dei costi. In un scenario di mercati non liberalizzati, i prezzi avevano variazioni minime in quanto sottoposti a rigidi controlli da parte delle commissioni statali, mentre l'unica variabile che poteva cambiare era la domanda e quindi il grado di incertezza era veramente piccolo.

Tuttavia durante gli anni 90' c'è stato un drammatico mutamento nel panorama internazionale. Seguendo gli esempi delle riforme strutturali e della liberalizzazione dei mercati in Cile, Gran Bretagna, Argentina e Australia nei primi anni 90', altri paesi europei come Spagna e Germania hanno fatto seguito alcuni anni più tardi, come anche varie regioni nel Nord e Sud America tra cui la California, e questo trend è continuato fino a che la riforma nel settore dell'energia è diventata oggi una delle maggiori questioni su scala mondiale.

A seguito di questi cambiamenti i prezzi vengono determinati dall'interazione e, più concretamente, dall'incrocio tra le curve di domanda e di offerta. Questi prezzi, così formati, hanno la caratteristica di possedere una consistente volatilità, superiore e più complessa rispetto agli altri mercati finanziari.

La proprietà nel settore elettrico è generalmente diventata privata piuttosto che pubblica, sono stati introdotti i mercati concorrenziali (energia elettrica, gas e petrolio) per il commercio all'ingrosso e i mercati al dettaglio sono stati gradualmente liberalizzati per combattere le concessioni locali. Tipicamente il settore elettrico è stato diviso in società distinte per garantire la generazione, la trasmissione, la distribuzione locale e la fornitura al dettaglio. La trasmissione e la distribuzione sono servizi di rete e, come monopoli naturali, sono regolamentati. La generazione è progressivamente deregolamentata come lo sviluppo della concorrenza tra un sufficiente numero di società per promuovere un efficiente mercato su vasta scala. I fornitori al dettaglio acquistano dal mercato all'ingrosso e vendono agli utilizzatori del servizio. I clienti

industriali e commerciali sono stati generalmente i primi a ricevere la piena liberalizzazione del mercato. Il settore residenziale è stato aperto in molti paesi, ma spesso molto lentamente, e in molti casi non del tutto. Tutti questi cambiamenti strutturali sono stati provocati dalla fiducia nell'abilità delle forze concorrenziali nel creare un'industria più efficiente ed intraprendente, rispetto a quello che può dare il settore pubblico o i monopoli regolamentati. Di certo, è il prospetto del rischio d'impresa che dovrebbe guidare i rendimenti da guadagno, e il maggiore nuovo elemento di rischio è l'incertezza del prezzo all'ingrosso.

In quello che la maggioranza dei nuovi mercati spot all'ingrosso sono imperfetti e inefficienti, e i mercati emergenti dell'energia incompleti, nel senso finanziario, e insufficientemente liquidi, il bisogno di una modellazione attenta e dettagliata dei prezzi diventa un aspetto essenziale della gestione del rischio nell'industria elettrica. Se la concorrenza è così efficiente al punto che i prezzi riflettono i costi marginali, anche in periodi di punta della domanda, quindi ci si aspetta una completa convergenza del prezzo dell'elettricità con i più bassi costi pieni (esempio il gas), e la modellazione del prezzo spot dovrebbe essere relativamente semplice da specificare.

Lo scopo di questa tesi è quello di prevedere il comportamento dei prezzi orari del mercato elettrico della California attraverso opportuni modelli statistici lineari e di fare delle previsioni con i dati disponibili per il breve periodo al fine di ottenere un modello ottimale di riferimento per il mercato considerato.

L'opera è strutturata come segue: nel capitolo 2 si analizzano le caratteristiche del mercato elettrico italiano, nel capitolo 3 si considerano i principali mercati dell'elettricità attivi a livello europeo, nel cap.4 si analizza il mercato dei prezzi orari della California, nel cap.5 si considerano gli aspetti e le caratteristiche principali dei prezzi elettrici, nel cap.6 si possono vedere gli approcci e i modelli che generalmente vengono utilizzati per l'analisi e la previsione dei prezzi, nel cap.7 si prende in esame il mercato elettrico dei prezzi orari della California e si fanno una serie di analisi sui dati di prezzo al fine di individuare dei modelli lineari per operare delle successive previsioni e nel cap.8 infine si fanno delle considerazioni di carattere conclusivo.

2. FINALITA' , ORGANIZZAZIONE E FUNZIONAMENTO DEL MERCATO ELETTRICO NAZIONALE

2.1 Funzionamento e organizzazione del sistema elettrico

Il sistema elettrico è un sistema a rete, in cui l'energia prelevata dai consumatori finali è complessivamente prodotta e immessa in rete dagli impianti di generazione disseminati sul territorio: la rete funziona quindi come un sistema di vasi comunicanti, nel quale tutta l'energia viene immessa e dal quale tutta l'energia viene prelevata, senza che sia possibile stabilire da quale impianto provenga l'energia consumata. Appartengono al mosaico del settore elettrico diverse istituzioni: Il Ministero delle Attività Produttive che definisce gli indirizzi strategici e operativi per la sicurezza e l'economicità del sistema elettrico nazionale; l'Autorità per l'energia elettrica ed il gas, che garantisce la promozione della concorrenza e dell'efficienza nel settore, con funzioni di regolazione e controllo; il gestore della rete di trasmissione nazionale (GRTN), che esercita le attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica; l'Acquirente Unico (AU), che garantisce la fornitura di energia elettrica, ed il Gestore del mercato elettrico (GME), che organizza e gestisce il mercato elettrico, secondo criteri di neutralità, trasparenza, obiettività, nonché di concorrenza tra produttori.

2.1.1 Vincoli tecnici del sistema elettrico

Il funzionamento del sistema elettrico è soggetto a vincoli tecnici molto stringenti:

- Primo, richiede un bilanciamento istantaneo e continuo tra le quantità di energia immessa in rete e quelle prelevate dalla rete, tenuto conto delle perdite di trasporto e distribuzione;
- In secondo luogo, la frequenza e la tensione dell'energia in rete devono essere mantenute all'interno di un intervallo ristrettissimo, per tutelare la sicurezza degli impianti;
- Infine, è necessario che i flussi di energia su ogni singolo elettrodotto non superino i limiti massimi di transito ammissibili sull'elettrodotto stesso.

Deviazioni anche minime da uno qualsiasi dei parametri sopra indicati, per più di qualche secondo, possono portare rapidamente a stati di crisi del sistema. Il rispetto di questi vincoli è reso ulteriormente difficile dalle caratteristiche delle tecnologie e delle

modalità con cui l'energia elettrica viene prodotta, trasportata e consumata. In particolare le difficoltà dipendono da tre fattori:

- ✓ variabilità, inelasticità e non razionalità della domanda: la richiesta di potenza sulla rete esibisce una notevole variabilità di breve periodo (oraria) e di medio periodo (settimanale e stagionale);
- ✓ assenza di stoccaggi e vincoli dinamici all'adeguamento in tempo reale dell'offerta: l'energia elettrica non può essere immagazzinata in quantità significative, se non, indirettamente, e nel caso della tipologia di impianti idroelettrici "a bacino", attraverso la quantità d'acqua contenuta nei bacini stessi; inoltre gli impianti elettrici hanno limiti minimi e massimi alla potenza erogabile nonché tempi minimi di accensione e variazione della potenza erogata;
- ✓ externalità sulla rete: una volta immessa in rete, l'energia impegna tutti gli elettrodotti disponibili come in un sistema di vasi comunicanti, ripartendosi secondo complesse leggi fisiche determinate dall'equilibrio di immissioni e prelievi; ciò rende non tracciabile il percorso dell'energia per cui ogni squilibrio locale, non tempestivamente compensato, si propaga su tutta la rete attraverso variazioni di tensione e frequenza.

2.1.2 Gestione del sistema elettrico

L'elevato grado di complessità e coordinamento necessari a garantire il funzionamento del sistema impongono l'individuazione di un coordinatore centrale dotato di un potere di controllo su tutti gli impianti di produzione facenti parte del sistema. Tale soggetto, noto come *dispacciatore*, rappresenta il fulcro del sistema elettrico: è lui a garantire che la produzione eguagli sempre il consumo e che la frequenza e la tensione non si discostino dai valori ottimali, nel rispetto dei limiti di transito sulle reti e dei vincoli dinamici sugli impianti di generazione. A tal fine, in regime di monopolio, il dispacciatore svolge le seguenti due attività fondamentali:

- 1) **DEFINIZIONE DI PROGRAMMI DI IMMISSIONE E PRELIEVO:** il dispacciatore predispone con largo anticipo (la settimana prima o il giorno prima) i programmi di produzione di ciascuna unità al fine di soddisfare il fabbisogno atteso al minimo costo. I programmi definiscono, per ogni ora del giorno successivo, la quantità di energia immessa in rete. Tali programmi, oltre a

rispettare i limiti operativi delle singole unità di produzione e i limiti di trasporto attesi sulla rete elettrica, devono prevedere la disponibilità di un adeguato margine di riserva di produzione mediante il quale fare fronte, nel giorno successivo, a qualsiasi evento impreveduto (aumenti della domanda, perdite di unità di produzione o di linee di trasporto).

- 2) **BILANCIAMENTO DEL SISTEMA IN TEMPO REALE:** il necessario equilibrio tra immissioni e prelievi in ogni istante ed in ogni nodo della rete è garantito dai sistemi di regolazione e controllo automatici delle unità di produzione (riserva primaria e secondaria), che aumentano o riducono l'immissione in rete in modo da compensare ogni squilibrio sulla rete stessa. Il dispacciatore interviene attivamente – inviando alle unità di riserva terziaria ordini di accensione, aumento o riduzione della potenza erogata – solo quando i margini operativi dei sistemi di regolazione automatici sono inferiori agli standard di sicurezza, al fine di reintegrarli.

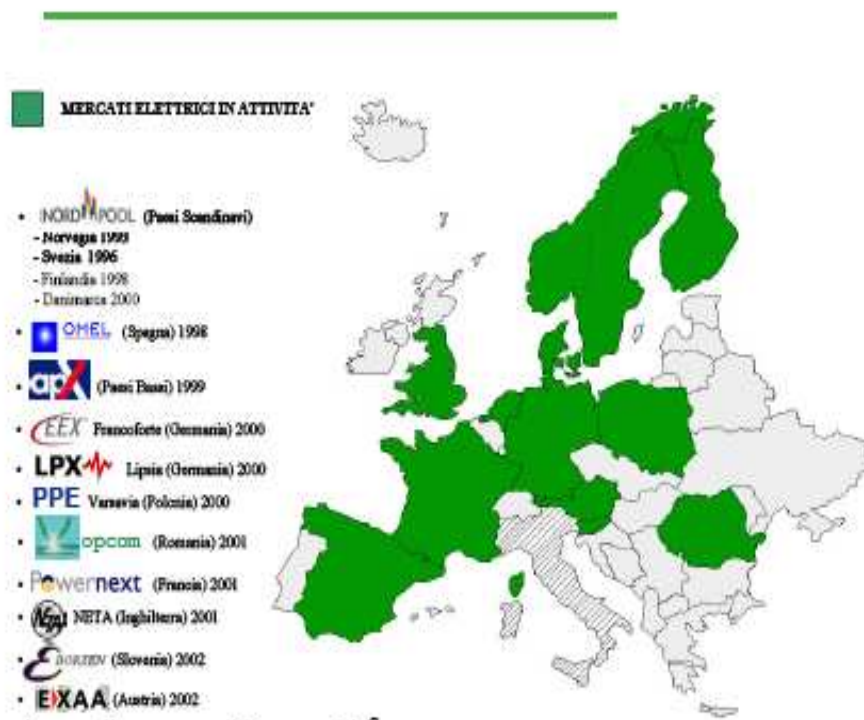
2.2 Finalità e funzionamento del Mercato Elettrico

Il Mercato Elettrico, come definito dal nuovo assetto del settore elettrico in base al d.lgs. n. 79/99, presenta gli elementi caratteristici di seguito indicati.

1) MERCATI DELL'ENERGIA. La programmazione delle unità di produzione per il giorno successivo continua a svolgersi ma è affidata al GME, che a tal fine raccoglie dai produttori offerte di vendita sui mercati dell'energia per ogni punto di offerta e per ogni ora. Il fabbisogno atteso di energia per ogni ora del giorno successivo non viene stimato dal GRTN, ma è espresso direttamente dai consumatori (o dai loro fornitori) attraverso offerte orarie di acquisto sul Mercato elettrico. La legge distingue tra clienti che hanno facoltà di scegliere liberamente il proprio fornitore (clienti idonei) e clienti tenuti ad approvvigionarsi tramite il proprio distributore locale (clienti vincolati). In particolare, i primi sono liberi di scegliere di acquistare sul Mercato elettrico direttamente o tramite i propri fornitori; i secondi acquistano necessariamente sul Mercato Elettrico attraverso la mediazione dell'AU. In tale contesto i programmi orari di produzione e consumo sono determinati selezionando le offerte in ordine di merito economico (prezzo di vendita crescente o prezzo di acquisto decrescente), in maniera da garantire sia il soddisfacimento al minimo costo della domanda espressa dai consumatori, sia il rispetto

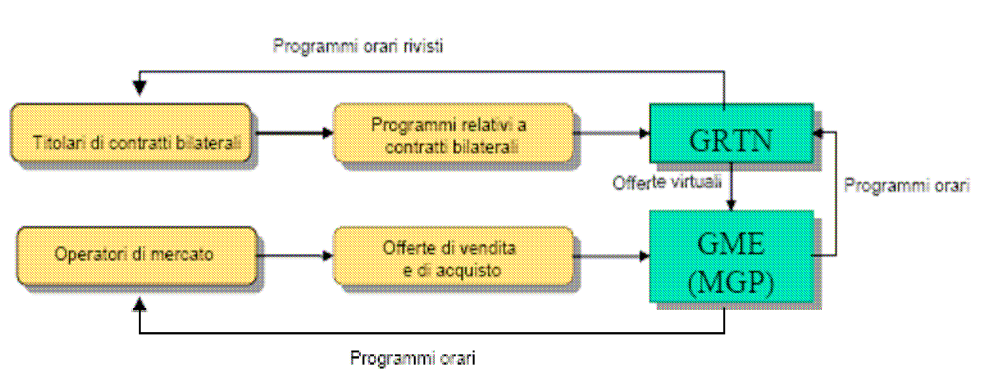
dei vincoli di trasporto sulla rete stabiliti dal GRTN. A differenza di altri mercati europei dell'energia (Figura 2.1) come Powernext in Francia o EEX in Germania, il mercato del GME non è quindi un mercato puramente finanziario finalizzato solo alla determinazione di prezzi e quantità, ma è un vero e proprio mercato fisico, dove si definiscono programmi fisici di immissione e prelievo.

Figura 2.1 – Mercati elettrici organizzati attualmente operativi in Europa



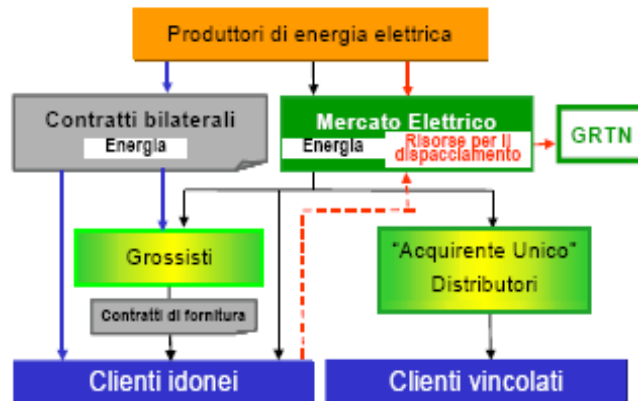
2) CONTRATTI BILATERALI. Produttori e clienti idonei possono vendere ed acquistare energia elettrica non solo attraverso il mercato organizzato dal GME, ma anche stipulando contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte (contratti bilaterali). In questo ultimo caso le forniture, ovvero i programmi di immissione e prelievo, nonché il prezzo di valorizzazione dell'energia sono liberamente determinati dalle parti. Tuttavia, anche i contratti bilaterali sono soggetti alla verifica di compatibilità con i vincoli di trasporto. A tal fine il GRTN comunica al GME i programmi di immissione ed i programmi di prelievo relativi ai contratti bilaterali sotto forma di offerte di vendita e di acquisto aventi massima priorità di prezzo, cioè rispettivamente aventi prezzo zero e senza indicazione di prezzo (Figura 2.2).

Figura 2.2 – Determinazione programmi e risoluzione congestioni



3) MERCATO DEL SERVIZIO DI DISPACCIAMENTO. La disponibilità di un'adeguata quantità di riserva è garantita dal GRTN attraverso la selezione di offerte di variazione dei programmi presentate dagli operatori sul mercato del servizio di dispacciamento, organizzato dal GME, che svolge le attività di raccolta delle offerte e la comunicazione degli esiti e gestito dal GRTN per quanto concerne l'accettazione delle offerte. Tale riserva è eventualmente utilizzata dal GRTN in tempo reale in funzione di bilanciamento.

Figura 2.3 – assetto organizzativo del mercato elettrico in Italia



4) DISCIPLINA DEGLI SBILANCIAMENTI. La disciplina degli sbilanciamenti promuove comportamenti virtuosi da parte di produttori e consumatori, in merito al rispetto dei programmi determinati in esito al mercato o in attuazione di contratti bilaterali.

2.3 Organizzazione e funzionamento del Mercato Elettrico

Il Mercato Elettrico organizzato dal GME si articola in 3 mercati.

- **IL MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)**, finalizzato allo scambio di energia all'ingrosso tra produttori e grossisti (o clienti idonei), alla definizione di programmi di immissione e prelievo per ciascuna ora del giorno dopo e all'allocazione della capacità di transito disponibile, per ogni coppia di zone, a contratti bilaterali e operatori di mercato. Tale mercato si svolge, indicativamente, nella mattinata del giorno precedente al giorno di consegna, e possono parteciparvi tutti gli operatori in relazione a tutti i punti di offerta.
- **IL MERCATO DI AGGIUSTAMENTO (MA)**, sul quale gli operatori possono modificare i programmi definiti in esito al MGP presentando ulteriori offerte di vendita o di acquisto. Tale mercato si svolge subito dopo il MGP, indicativamente nelle prime ore del pomeriggio, e possono parteciparvi tutti gli operatori in relazione a tutti i punti di offerta.
- **IL MERCATO PER IL SERVIZIO DI DISPACCIAMENTO (MSD)**, sul quale gli operatori presentano offerte di disponibilità di aumento o riduzione della potenza immessa o prelevata in ogni ora, che il GRTN utilizza: a) a programma, per correggere i programmi che violano i limiti di transito sulla rete e costituire margini di riserva per il giorno successivo; b) nel tempo reale, per bilanciare il sistema a fronte di scostamenti dai programmi. A tale mercato possono partecipare solo gli utenti di dispacciamento dei punti di offerta abilitati dal GRTN.

Figura 2.4 – Schema organizzativo del mercato

	Mercato del Giorno Prima (MGP)	Mercato di Aggiustamento	Mercato del Servizio di Dispacciamento	
Risorse scambiate	Energia	Energia	Energia per la soluzione delle congestioni e per i margini di riserva	Energia per il bilanciamento in tempo reale
Punti di offerta ammessi a partecipare	Tutti i punti di offerta in Immissione + Tutti i punti di offerta in prelievo		Tutti i punti di offerta in Immissione e prelievo abilitati dal GRTN alla fornitura dei servizi di dispacciamento	
Operatori ammessi a partecipare	Operatori di Mercato	Operatori di Mercato	Utenti di dispacciamento	Utenti di dispacciamento
Prezzo	Prezzo di Equilibrio	Prezzo di Equilibrio	Prezzo offerto	Prezzo offerto

Per sessione di mercato si intende l'insieme delle attività relative al ricevimento e alla gestione delle offerte, nonché alla determinazione dell'esito del mercato. Nell'ambito di ogni sessione è fissato un intervallo di tempo per la ricezione delle offerte: tale intervallo prende il nome di seduta.

3. I MERCATI ELETTRICI IN EUROPA

Nella sezione a seguire si faranno brevemente dei riferimenti sui cambiamenti che hanno preso posto e sulle principali caratteristiche dei vari mercati concorrenziali dell'energia elettrica. Alcune delle descrizioni diventeranno superate nel giro di qualche anno in quanto i mercati dell'energia sono ad un primo stadio di sviluppo caratterizzato da rapidi e spesso drastici cambiamenti. Malgrado le sue limitazioni, questa analisi fornirà una migliore comprensione sui problemi, sulle soluzioni e sulla varietà dei mercati elettrici dei giorni nostri. Prendendo il mercato Nordico di scambio dell'energia come esempio, verranno anche descritte le norme di acquisto e le procedure di collocazione del prezzo spot. Si inizierà considerando i mercati europei più vecchi in ordine cronologico e successivamente i primi mercati dell'elettricità del giorno avanti su scala mondiale.

3.1 Il Mercato Elettrico di Inghilterra e Galles

La creazione di mercati elettrici organizzati è iniziata in Europa nel 1989 come risultato della legge sull'elettricità da parte del Regno Unito. I due aspetti principali della riforma consistevano nella dimissione della Direzione Centrale per la Generazione di Elettricità (CEGB), in precedenza un monopolio integrato verticalmente sia per la produzione che per il trasporto, e nella fondazione di un pool o consorzio di imprese. Da qui hanno avuto origine tre società, ma solamente due, la National Power (con il 50% di azioni) e la Powergen (col 30% di azioni), sono state dominanti nella determinazione del prezzo. Queste due possedevano tutti gli impianti di combustibili fossili, con la terza società (Nuclear Electric) fornivano inoltre la base di carico dell'energia nucleare ed erano essenzialmente un'impresa che accettava il prezzo di mercato come dato (price taker).

Il Pool di Elettricità di Inghilterra e Galles ha iniziato ad essere operativo nel 1990 ed era il primo mercato organizzato al mondo per la vendita all'ingrosso dell'energia elettrica. Il pool era un'asta obbligata per l'ultimo prezzo di un giorno avanti con un insieme di offerte non fisse, capacità nei pagamenti per impianto dichiarata disponibile e solidi diritti di accesso alla trasmissione. L'elettricità veniva comprata e venduta sulla base di mezzora. Il pool era anche un mercato con un'unica sezione perché a quel tempo era considerato impossibile includere dei venditori.

L'operatore di sistema ha stimato la domanda per ogni 30 minuti. Ogni offerente presentava un programma completo di prezzi e quantità. Il libero Sistema Marginale del Prezzo (SMP) era definito dall'intersezione della domanda prevista ogni mezzora dall'operatore di sistema con la funzione aggregata di offerta fornita dai produttori, si veda la figura 3.1. Il prezzo pagato ai produttori, il Prezzo d'Acquisto Pool (PPP), era l'SMP più una capacità di pagamento (eseguito in caso di congestione). Il prezzo pagato dal fornitore, il Prezzo di Vendita Pool (PSP), era calcolato considerando il valore della produzione attuale dei produttori con il costo addizionale per i servizi ausiliari e i vincoli di sistema. In aggiunta al pool, produttori e fornitori solitamente firmavano contratti finanziari bilaterali per proteggersi contro il rischio di una volatilità di prezzo pool.

Questi accordi, chiamati Contratti per Differenze (CfD), specificavano un prezzo e un volume scoperto ed erano fissati in riferimento al prezzo pool. Se il prezzo pool era più alto rispetto al prezzo concordato sul CfD, il produttore pagava la differenza al consumatore; se il prezzo pool era più basso, il consumatore pagava la differenza al produttore.

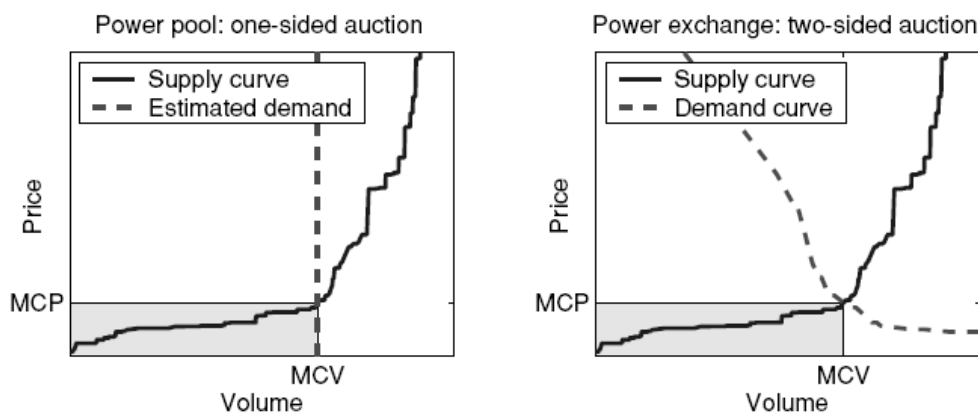


Figura 3.1 Meccanismo di formazione del prezzo in un pool dell'energia a confronto con un mercato di scambio dell'energia. Nel grafico di sinistra il prezzo di scambio (MCP) è determinato, tramite un'asta ad una sezione, come l'intersezione tra la curva di offerta (costruita sull'offerta aggregata di acquisto) e la domanda stimata (che definisce automaticamente il volume di scambio, MCV). Nel grafico di destra l'MCP è stabilito, attraverso un'asta a due sezioni, come l'intersezione della curva di offerta (sempre basata sull'offerta aggregata di acquisto) con la curva di domanda (costruita sulla domanda aggregata di acquisto).

Il pool doveva affrontare molte critiche: mancanza di trasparenza nel processo di determinazione del prezzo (la composizione del prezzo era estremamente complessa), inadeguatezza nella capacità e disponibilità di pagamenti (che riguardava i produttori per rendere gli impianti disponibili, non per farli funzionare) e ammissione nel mantenere i prezzi di mercato ben sopra i costi marginali di produzione. Infatti, l'ultima critica era maggiormente dovuta al duopolio tra National Power e Powergen piuttosto che al frammentato modello del pool.

Dall'inizio del mercato, le due società hanno regolarmente aumentato i prezzi così tanto che, entro il 1994, i prezzi spot all'ingrosso erano quasi due volte il costo marginale. Il prospetto di grandi profitti ha portato, a sua volta, nuovi concorrenti nel mercato. Questo processo ha acquistato velocità nel 1999 con la separazione dell'offerta di vendita al dettaglio. Nell'impeto di diventare entità verticalmente integrate, la National Power e la Powergen hanno iniziato a vendere le loro attività. Con l'eccesso di capacità e una ridotta concentrazione di mercato i prezzi all'ingrosso hanno iniziato a diminuire dopo l'anno 2000. I prezzi domestici o per famiglia sono rimasti alti, sebbene, ne traevano vantaggio le compagnie integrate verticalmente ed eventualmente portavano al fallimento di alcune società di sola produzione alcuni anni più tardi.

Nel marzo 2001 sono stati introdotti i Nuovi Accordi Commerciali per l'Elettricità (NETA), che sostituiscono il pool con un sistema di liberi mercati bilaterali e Borse dell'energia. Subito dopo l'introduzione del NETA, il commercio dell'energia è aumentato in modo significativo nei mercati OTC (over-the-counter). L'Operatore di Mercato della Borsa di Londra (OM London Exchange) ha istituito il UK Power Exchange (UKPX) e ha lanciato un mercato elettrico di prodotti derivati (futures). Nove mesi più tardi, come il pool di elettricità ha cessato ogni operazione, l'UKPX ha aggiunto un mercato spot nel quale venivano scambiati contratti spot con frequenza di 30 minuti, si veda la Tabella 3.1. Allo stesso tempo, altri due mercati indipendenti dell'energia hanno iniziato le loro operazioni: l'UK Automated Power Exchange (APX UK) ha aperto un mercato spot e l'International Petroleum Exchange (IPE; attualmente Intercontinental Exchange, ICE) ha lanciato un mercato futures. Nel 2003 APX UK è stata acquisita dalla tedesca APX e nel 2004 sono stati assorbiti assieme al UKPX dal Gruppo APX, attualmente il più grande mercato spot elettrico in Gran Bretagna.

Tabella 3.1 Linea del tempo dei mercati elettrici organizzati del giorno avanti

Country	Year	Name
UK	1990	England & Wales Electricity Pool ^a
Norway	1992	Nord Pool ^b
Sweden	1996	Nord Pool
Spain	1998	Operadora del Mercado Español de Electricidad (OMEL) ^c
Finland	1998	Nord Pool
USA	1998	California Power Exchange (CalPX) ^d
Netherlands	1999	Amsterdam Power Exchange (APX)
USA	1999	New York ISO (NYISO)
Germany	2000	Leipzig Power Exchange (LPX) ^e
Germany	2000	European Energy Exchange (EEX)
Denmark	2000	Nord Pool
Poland	2000	Towarowa Gielda Energii (Polish Power Exchange, PolPX)
USA	2000	Pennsylvania–New Jersey–Maryland (PJM) Interconnection
UK	2001	UK Power Exchange (UKPX) ^f
UK	2001	Automated Power Exchange (APX UK) ^g
Slovenia	2001	Borzen
France	2002	Powernext
Austria	2002	Energy Exchange Austria (EXAA)
USA	2003	ISO New England
Italy	2004	Italian Power Exchange (IPEX)
Czech Rep.	2004	Operátor Trhu s Elektřinou (OTE)
USA	2005	Midwest ISO (MISO)
Belgium	2006	Belgian Power Exchange (Belpex)

^a In March 2001, the Pool was abolished and replaced by NETA.

^b Despite the name, Nord Pool is a power exchange.

^c Although officially called a power exchange, OMEL is more like a power pool.

^d CalPX ceased operations in January 2001 and subsequently went bankrupt.

^e LPX merged with EEX in 2002.

^f Since 2004, UKPX is part of the APX Group (formerly APX).

^g APX acquired APX UK in February 2003.

Come nei mercati dell'Europa continentale, la liquidità nel mercato di Inghilterra e Galles ha sofferto a causa del recesso da parte di negozianti americani nel 2002-2003 (è stata riportata una diminuzione di circa il 30%). Inoltre, con le società dell'energia integrate verticalmente che dominavano a quel tempo, il mercato all'ingrosso ha perso la sua importanza come fonte di reddito per i maggiori concorrenti. Un declino nei prezzi all'ingrosso è diventato semplicemente un trasferimento interno di profitti dal settore della produzione a quello della vendita al dettaglio di una società. Come un sottoprodotto, il mercato è diventato meno attraente ai nuovi competitori. Il modello consolidato d'impresa verticale che è emerso è notevolmente differente dalle sue origini con una produzione frazionata, e in modo ironico simile al modello pre-liberalizzazione.

Malgrado tutto questo, il mercato di Inghilterra e Galles è ancora un mercato commerciale liquido. Tuttavia, i volumi spot scambiati in Borsa ammontano ad una quota molto piccola del mercato all'ingrosso, circa l'1,5% della domanda totale nel 2004. Dato che il mercato è disperso in modo bilaterale e basato sugli intermediari

commerciali, non ha un singolo indice, ma piuttosto differenti indici di prezzo competitivi. I prezzi quotati dagli intermediari sono disponibili fino a 36-42 mesi in avanti. L'UKPX offre limitate compensazioni sul mercato OTC, ma nessuna compensazione centralizzata è attualmente disponibile.

3.2 Il Mercato Nordico

Il Mercato Nordico delle materie prime per l'energia elettrica è conosciuto come Nord Pool. E' stato costituito nel 1992 come conseguenza della legge del 1991 sull'energia dell'elettricità in Norvegia. A quel tempo era un mercato Norvegese, ma negli anni a seguire Svezia (1996), Finlandia (1998) e Danimarca (2000) sono entrate a farne parte. Solo da questo momento in avanti è corretto parlare di un mercato dell'energia per le regioni Nordiche.

Il Nord Pool era il primo mercato internazionale al mondo per lo scambio di energia elettrica. In questo mercato, i concorrenti che sono al di fuori della regione Nordica sono ammessi a partecipare alle stesse condizioni dei membri "locali" del mercato. Per partecipare al mercato spot (fisico), chiamato *Elspot*, una rete di distribuzione permette all'energia di essere spedita o prelevata dalla rete principale dove è richiesta. Circa il 40% del consumo totale di energia nella regione Nordica è scambiato in questo mercato (si veda la Tabella 3.2) e la frazione è stata regolarmente in crescita dall'inizio del mercato negli anni 90'. Inoltre, un mercato continuo avanti di un'ora detto *Elbas* è anche operativo in Finlandia, Svezia e Danimarca.

Nel mercato finanziario dei derivati per l'energia chiamato *Eltermin*, vengono scambiati i forwards (fino a 3 anni in avanti), i futures, le opzioni e i contratti per differenze (CfD; per differenze di prezzo per area, viene usato il sistema del prezzo avanti di un giorno come prezzo di riferimento). Nel 2004 i prodotti derivati scambiati al Nord Pool incidevano per 590 TWh, che è oltre il 150% del consumo totale di energia nelle regioni Nordiche (389 TWh), da Tabella 3.2. In aggiunta ai propri contratti, il Nord Pool offre un servizio di *clearing* (regolamento degli scambi commerciali tra paesi senza scambio di valuta ma compensando importazioni ed esportazioni) per i contratti finanziari OTC, permettendo ai negozianti di evitare equivalenti rischi di credito. Questa è un'attività di elevato successo, con un volume dichiarato di contratti OTC tramite il mercato che sorpassa tre volte il consumo totale di energia nel 2004. Nel 2005 i volumi sono

cresciuti ulteriormente. In aggiunta, l'11 febbraio del 2005 Nord Pool è diventato il primo mercato al mondo a iniziare il commercio nell'Unione Europea delle autorizzazioni (o permessi) per le emissioni di anidride carbonica. Da quella data fino al 31 dicembre, 28 milioni di tonnellate di CO₂ sono state scambiate e liquidate attraverso il Nord Pool, rendendolo il secondo mercato più grande in questo segmento.

Ci sono oggi oltre 300 partecipanti al mercato da oltre 10 paesi che sono attivi nel Nord Pool. Questi includono produttori, fornitori/dettaglianti, commercianti, grossi clienti e istituzioni finanziarie. Il successo del Nord Pool può essere spiegato da differenti fattori. Primo, la struttura dell'industria è molto frammentata con oltre 350 società di produzione. Il competitore più grande (Vattenfall) ha una quota di mercato solamente del 20%. Una simile struttura ovviamente facilita la competizione. Secondo, un largo ammontare di energia idrica permette un immagazzinamento e una flessibilità nella produzione. Terzo, la struttura della rete è relativamente semplice, confrontata all'Europa continentale, il che facilita la gestione della congestione. Infine, il livello di collaborazione tra operatori di sistema, governi e regolatori è molto alta in contrasto ai molti conflitti di interessi tra i paesi dell'Europa Continentale.

Nord Pool	2002	2003	2004	2005
Demand (DK, FI, NO, SE)	387	379	389	n.a.
Day-ahead market	124	119	167	176
Futures market	1019	545	590	786
OTC clearing	2089	1219	1207	1316
EEX	2002	2003	2004	2005
Demand (Germany)	539	550	554	n.a.
Day-ahead market	33	49	60	86
Futures market	117	151	156	262
OTC clearing	–	191	182	255

Tabella 3.2 Volumi di scambio annuali per i 2 più grandi mercati Europei dell'Elettricità. Per il confronto vengono forniti i dati del consumo totale per gli anni 2002-2004 nelle rispettive aree. Tutti i valori sono in TWh.

3.3 La composizione del prezzo nel Nord Pool

Nel Nord Pool il prezzo spot è il risultato di un'asta di prezzo uniforme a due sezioni per intervalli di tempo orari (si veda figura 3.1). E' determinato sulla base di varie

offerte presentate all'amministratore del mercato fino all'ora in cui l'asta chiude i battenti. Prima di continuare, bisogna sottolineare il fatto che le procedure di offerta sono specifiche per ogni mercato, e perciò non sono generali. Tuttavia, il sistema usato dal Nord Pool condivide molte caratteristiche comuni ad altri mercati elettrici.

Il mercato per lo scambio di energia elettrica al fine di una distribuzione fisica è chiamato *Elspot*. Esattamente, Elspot è un mercato del giorno avanti. Quello che viene scambiato sono contratti fisici sull'energia di lunghezza oraria, e il valore minimo di contratto è 0,1 MWh. A mezzogiorno di ciascun giorno (12 p.m.), i partecipanti al mercato sottopongono all'amministratore del mercato (Nord Pool) le loro offerte di acquisto e di vendita per le 24 ore successive partendo dalle 1 a.m. del giorno seguente. Questa informazione è fornita elettronicamente tramite Internet (*Elweb*) con una risoluzione di un'ora, cioè una per ciascuna ora del giorno dopo. Tale informazione dovrebbe contenere sia il prezzo che il volume delle offerte.

Per essere formalmente corretti, ci sono infatti tre possibili modi per fare delle offerte in Elspot. *Le offerte orarie* consistono di coppie di prezzo e volume per ciascuna ora. Nelle *offerte in blocco*, le offerte di prezzo e volume sono fisse per un numero di ore consecutive. *Le offerte orarie flessibili* sono delle offerte con prezzo fisso e volume di vendite dove l'ora della vendita è flessibile e determinata dal più alto prezzo spot (del giorno seguente) che è superiore al prezzo indicato dall'offerta.

I partecipanti al mercato sono liberi di stabilire una grande quantità di ordini di acquisto o vendita per ciascuna ora (per le offerte orarie). Per esempio, un produttore di energia potrebbe essere maggiormente interessato nel vendere grandi quantità di elettricità se il prezzo è alto piuttosto quando è basso. Questo viene illustrato nella Figura 3.2 che descrive gli ordini di acquisto/vendita per una data ora per un immaginario produttore di energia. Il produttore è interessato nel vendere energia elettrica se il prezzo è di 150 NOK/MWh (o superiore). Inoltre, se il prezzo è almeno di 180 NOK/MWh il produttore di energia vuole vendere anche quantità più grandi per quella particolare ora. Si osservi anche che questo partecipante al mercato, in aggiunta, è disposto a comprare elettricità se il prezzo è basso, al massimo 120 NOK/MWh.

Il fatto che i produttori di energia sono anche disposti a comprare energia non è insolito. Essi sono generalmente impegnati, ad un prezzo concordato reciprocamente, per contratti di lungo termine con grandi consumatori. Questi contratti devono essere rispettati in qualsiasi momento durante il periodo di contratto. Un produttore di energia è, di certo, interessato nell'ottimizzare il suo profitto. Questo può anche essere ottenuto comprando elettricità durante periodi di basso prezzo, e perciò risparmiando la propria produzione potenziale per periodi quando il prezzo è più alto. Una tale strategia può essere vantaggiosa specialmente nell'area Nord Pool, dove una grossa parte della produzione proviene dall'energia idrica che è facilmente variabile (la produzione futura è riferita direttamente ad una piena frazione della riserva di acqua).

Dalle 12 p.m. il Nord Pool chiude le offerte per il giorno seguente e per ogni ora continua a fornire le curve cumulative di domanda e offerta (si veda il grafico di destra in Figura 3.1). Da quando deve esserci un equilibrio tra produzione e consumo, il sistema del prezzo spot per quella particolare ora è determinato dal prezzo ottenuto dove si incrociano le curve di domanda e offerta. Da qui il nome di *mercato trasversale* o *punto di equilibrio*.

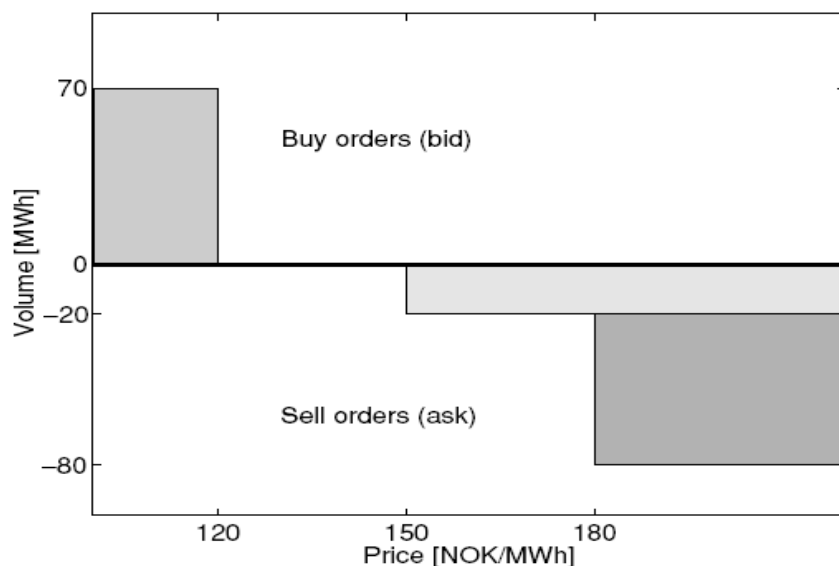


Figura 3.2 Gli ordini di acquisto e vendita per una data ora di un immaginario produttore di energia. Nel mercato *Elspot* gli ordini di acquisto sono in numero positivo, mentre quelli di vendita sono negativi. In questo particolare esempio c'è un ordine di acquisto di 70 MWh ad un prezzo massimo di 120 NOK/MWh, un ordine di vendita di -20 MWh con un prezzo minimo di 150 NOK/MWh e un secondo ordine di vendita per altre -60 MWh stabilito per almeno 180 NOK/MWh.

Lo scambio basato su questo metodo è chiamato *scambio di equilibrio, asta di scambio o determinazione simultanea del prezzo*. Se i dati non stabiliscono un punto di equilibrio, nessuna transazione avrà luogo per quell'ora.

Dopo aver determinato il sistema prezzo per una data ora per il periodo di 24 ore del giorno seguente, il Nord Pool continua con l'analizzare potenziali strozzature (congestioni di rete) nella rete di distribuzione dell'energia che potrebbero risultare da questo sistema prezzo. Se non viene trovata nessuna congestione, il sistema prezzo rappresenta il prezzo spot per l'intera area del Nord Pool. Tuttavia, se potenziali congestioni di rete potrebbero risultare dalle offerte, i cosiddetti *prezzi spot di area* (prezzi zonali), che sono differenti dal sistema prezzo, devono essere valutati attentamente. L'idea che sta dietro all'introduzione dei prezzi di area (zonali) è quella di aggiustare i prezzi dell'elettricità entro un'area geografica allo scopo di favorire il commercio locale ad un livello tale che non superi la limitata capacità della rete di distribuzione. Il modo in cui i prezzi di area vengono determinati all'interno del Nord Pool è differente tra Svezia e Norvegia, e non verrà discusso ulteriormente all'interno di questa tesi.

Si deve tenere a mente che il sistema prezzo è il prezzo determinato dal punto di equilibrio ed è indipendente da potenziali congestioni di rete. I prezzi di area (zonali) differiscono solamente da questo prezzo per quelle ore quando la capacità di distribuzione nella rete centrale è limitata. Il sistema prezzo è quindi generalmente meno volatile rispetto ai prezzi di area. In questa monografia si focalizzerà l'attenzione soprattutto sul sistema prezzi.

3.4 L'Europa Continentale

Il processo di liberalizzazione è iniziato nell'Unione Europea nel 1997 con la Direttiva 96/92/EC. Questa direttiva definiva le norme comuni per la graduale liberalizzazione dell'industria elettrica con l'obiettivo di instaurare un mercato Europeo comune. Imponeva anche la separazione di elementi di monopolio dai segmenti potenzialmente competitivi, in modo che i controllori di una parte del monopolio (principalmente la rete) non fossero in grado di abusare della loro posizione nel mercato, cioè esercitare il cosiddetto *potere di mercato*.

L'apertura del mercato prescriveva dei regolamenti sui paesi membri conformi ad un programma che permetteva a ciascun paese di definire il proprio ritmo per la liberalizzazione del mercato, in qualche luogo tra i requisiti minimi della Commissione Europea e una totale apertura immediata. Con l'introduzione della concorrenza nei mercati dell'Unione Europea ci si attendeva come risultato una crescente efficienza nell'energia e prezzi più bassi per i consumatori.

Malgrado le recenti riforme, le transazioni oltre frontiera rappresentano ancora un'importante restrizione allo sviluppo di un mercato elettrico comune nel contesto dell'Unione Europea. Tuttavia, considerevoli scambi commerciali di elettricità hanno luogo tra mercati differenti. Un'indicazione per lo sviluppo in corso dell'integrazione regionale ed Europea è la convergenza di prezzi all'ingrosso tra aree adiacenti.

La Spagna e il Mercato Iberico

Con un forte sostegno politico nazionale, la Spagna era il primo paese continentale a creare un mercato organizzato dell'elettricità. Nel 1997, la legge sul settore elettrico e il decreto reale 2019/97, hanno creato la Compagnia Operadora del Mercado Español de Electricidad (OMEL) per gestire e far funzionare il mercato organizzato di elettricità. L'OMEL è ufficialmente chiamato un mercato dell'energia; tuttavia, è una soluzione ibrida in quanto la capacità utilizzata nei pagamenti è caratteristica di un pool dell'energia.

Il mercato elettrico Spagnolo ha iniziato le operazioni nel gennaio 1998, con la compravendita di un giorno avanti. E' un libero mercato, ma in pratica il commercio bilaterale è dissuasivo perché la capacità nei pagamenti è utilizzata esclusivamente nell'OMEL. Inoltre, i distributori hanno l'obbligo di comprare tutta l'energia di cui hanno bisogno dalla Borsa. Da qui, la liquidità del mercato, misurata come la percentuale di energia scambiata relativa alla domanda totale, è molto alta e ammonta approssimativamente all'80% (dati OMEL per il 2002-2004).

Il mercato Spagnolo è largamente isolato dal resto dell'Europa a causa di una limitata capacità nella distribuzione internazionale, tuttavia sono in corso i preparativi per costituire un mercato integrato Spagnolo e Portoghese per l'elettricità (MIBEL). L'apertura del mercato è prevista per metà 2006. L'OMEL ha già cambiato il suo nome

in Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Español (OMIE, Operatore del Mercato Iberico – Ramo Spagnolo) e avrà l’incarico di gestire il mercato MIBEL del giorno avanti. Il pool comune sarà un libero mercato del giorno avanti, e sarà anche creato un mercato forward (inizialmente per contratti fisici e più tardi per quelli finanziari). I contratti bilaterali saranno ammessi o all’interno di ciascun paese o attraverso interconnettori.

Malgrado l’ottimismo iniziale, la liberalizzazione nel settore dell’energia Spagnola è attualmente concepita come un insuccesso. I due motivi principali su cui porre l’attenzione sono la struttura industriale di oligopolio e molteplici difetti di regolazione. In modo interessante, la struttura è cambiata in una serie di incorporazioni appena antecedenti all’apertura del mercato. Entro il 1998, le due maggiori compagnie, Endesa e Iberdrola, generavano l’82% della produzione totale Spagnola e riuscivano a soddisfare l’80% delle richieste di energia. Altre due società integrate verticalmente completavano il gruppo di produzione. Di recente sono intervenuti alcuni cambiamenti nella struttura e nella proprietà (che comprendono nuovi concorrenti) e la situazione è andata gradualmente migliorando.

Tuttavia, i difetti di regolazione si sono accumulati con il passare degli anni, giungendo al culmine nel 2003, quando i crescenti prezzi all’ingrosso dell’elettricità hanno prodotto un deficit di prezzo e dei costi negativi. Uno dei principali difetti regolatori è l’attuale meccanismo della capacità nei pagamenti. Primo, non procura ai produttori un incentivo per essere disponibili e per produrre elettricità quando c’è una domanda più alta. Se il produttore non è disponibile in un giorno quando non ci sono abbastanza rifornimenti nel sistema per soddisfare la domanda, egli perde la capacità di pagamento soltanto per quel giorno. Annualmente, un singolo giorno non fa molta differenza. Secondo, non garantisce che ci sarà abbastanza capacità installata per far fronte alla domanda in qualsiasi momento.

Un recente articolo di Pérez-Arriaga e altri autori del 2005 rivolge l’attenzione a queste e ad altre mancanze del sistema elettrico Spagnolo. Propone anche una riforma regolatrice, che comprende la programmazione di un’asta di mercato per la capacità aggiuntiva nel caso la stessa capacità nei pagamenti fallisca nell’attrarre abbastanza investimenti.

La Germania

Il mercato Tedesco è il più grande mercato Europeo (ad esclusione della Russia) e rappresenta più del 22% del consumo nell'Europa continentale (UCTE 2005). A differenza della maggior parte degli stati membri, la Germania non aveva nessun regolatore indipendente, lasciando l'authority federale detta *Federal Cartel Office* a fungere come un regolatore di fatto. La struttura regolatrice Tedesca è stata istituita dalla legge sul settore dell'energia dell'Aprile 1998. La totale apertura del mercato, nel senso che tutti gli utilizzatori finali potrebbero scegliere il loro dettagliante, è diventata una realtà nel recente 1999. Il processo di liberalizzazione Tedesco, tuttavia, aveva due punti controversi.

Primo, non limitava l'integrazione verticale. Solo i requisiti minimi dell'Unione Europea, sulla separazione di costi o del rischio di mercato dal rischio di credito, venivano inizialmente implementati ma, alla peggio, questi requisiti in pratica non venivano rispettati. Quando il mercato elettrico Tedesco venne liberalizzato, c'erano otto compagnie elettriche principali. Entro il 2001, le fusioni e le acquisizioni hanno ridotto il loro numero a quattro: RWE, E.On, Vattenfall Europe e EnBW. Come nel Regno Unito (ma più rapidamente), il settore si è evoluto in un modello consolidato di impresa verticale. Mentre questa struttura poteva essere conveniente per i regolatori, di certo non favoriva la concorrenza.

Secondo, in contrasto al resto dell'Europa, veniva implementato un accesso alla rete condotto in terza persona (nTPA). Questo dipendeva dall'accordo stabilito per l'accesso alla rete all'interno del settore, mentre un controllo a posteriori di un possibile abuso veniva lasciato al Cartel Office. Questo approccio in pratica ha fallito. In modo rilevante, l'nTPA conduceva ad una contrazione limite, cioè a bassi margini di profitto nella produzione e nella vendita al dettaglio. Di conseguenza, inizialmente diversi dettaglianti di successo sono andati in fallimento ed entro il 2004 solo Yello (una società affiliata a EnBW) è sopravvissuta. Il governo non era ansioso di ammettere il fallimento, ma nel recente 2004 ha approvato un cambiamento al regolamento TPA.

Fino a metà dell'anno 2000, l'elettricità veniva scambiata solo su basi bilaterali. Come nella maggior parte degli altri mercati elettrici all'ingrosso, la maggioranza delle operazioni commerciali in Germania vengono ancora svolte su basi OTC (Over The

Counter). Tuttavia, i volumi dei prodotti scambiati sul mercato sono costantemente in crescita nel corso degli ultimi anni (si veda la Tabella 3.2). Nel giugno del 2000, il Leipzig Power Exchange (LPX) è stato lanciato e appoggiato dal Nord Pool. Nell'agosto 2000, l'European Energy Exchange (EEX), fondato a Francoforte, è stato lanciato su iniziativa del mercato Tedesco dei futures detto EUREX. Nel 2002, i due mercati LPX e EEX hanno fatto la fusione e hanno creato un singolo mercato, l'European Energy Exchange (EEX), situato a Leipzig.

L'EEX funziona come un mercato con asta del giorno avanti con prodotti orari (per ciascuna ora del giorno seguente) e in blocco (carico a base giornaliera, picco giornaliero di carico, carico di base nel weekend). Il prezzo di scambio (MCP) descrive il prezzo di equilibrio determinato in un'asta oraria a prezzo costante del mercato spot dell'elettricità. I prezzi di un insieme di contratti vengono anche fissati durante la contrattazione continua. L'elettricità può essere inviata in qualsiasi delle cinque zone TSO. Nel caso di nessuna congestione, prevale solo un prezzo di mercato.

In parallelo al mercato spot, la Borsa effettua delle operazioni sul mercato dei futures dove i contratti possono essere trattati per la distribuzione dell'energia fino a sei anni in avanti. I contratti comprendono un indice regolato per contanti di riferimento per futures ed opzioni (Phelix Base/Peak index) e futures Tedeschi, Francesi e Olandesi fisicamente stabili. L'indice giornaliero Phelix Base index (Physical Electricity Index) è un sistema del prezzo medio giornaliero per l'elettricità scambiata nel mercato spot, calcolato come la media aritmetica dei 24 prezzi di scambio orari. Il Phelix Peak index è invece la media aritmetica del prezzo di scambio orario per le ore di punta (8 a.m. – 8 p.m., cioè l'intervallo di tempo dalle 8 della mattina alle 8 di sera). Entrambi gli indici sono calcolati per tutti i 365 giorni dell'anno. L'EEX offre anche servizi di "clearing" per contratti OTC e nel 2005 ha introdotto dei contratti spot e futures per i permessi sulle emissioni di anidride carbonica (CO₂) a livello europeo. Quest'ultima iniziativa ha avuto grande successo e l'EEX è attualmente il più grande mercato organizzato per i permessi di CO₂.

Il vantaggio di prezzi quotati che godono di alta credibilità è incoraggiato dal grande numero di partecipanti al mercato (attualmente oltre 140; più della metà di questi sono esterni alla Germania) e dalla trasparenza nel processo di formazione del prezzo. I

prezzi EEX sono il punto di riferimento per l'intero mercato che comprende le attività OTC sia al dettaglio che all'ingrosso. I volumi scambiati sul mercato EEX sono continuamente in crescita e nel 2005 hanno raggiunto un volume totale (mercato del giorno avanti, dei derivati e servizi di clearing OTC) di 603 TWh (si veda la Tabella 3.2). Nel 2004 il volume per il mercato del giorno avanti ammontava approssimativamente all'11% del consumo Tedesco di elettricità.

La Polonia

I mercati elettrici nell'Europa dell'Est sono ancora in via di sviluppo. Sebbene la liberalizzazione di questi mercati non è così avanti come nella maggior parte dei 15 paesi dell'Unione Europea, si sono visti considerevoli progressi e molti sforzi verso lo sviluppo di mercati competitivi. Tuttavia, esistono ancora la *interconnector capacity* (il più alto voltaggio di elettricità che può essere trasmesso o convogliato a tempo indeterminato) e le barriere regolatrici.

Con un consumo annuale di circa 130 TWh, la Polonia è certamente il più grande mercato elettrico dell'Europa dell'Est. Circa il 40% dei volumi scambiati sono protetti dagli accordi sull'acquisto di energia a lungo termine (long-term Power Purchasing Agreements). Questi sono stati avviati prima dell'inizio del processo di liberalizzazione e attualmente costituiscono un ostacolo per uno sviluppo più rapido del mercato. Un altro 45% di energia elettrica è acquistato tramite accordi bilaterali e il rimanente è suddiviso tra il mercato di equilibrio, il Polish Power Exchange (PolPX) e le piattaforme di commercio elettronico.

Nel passato, la Polonia era un membro del Consiglio per un Mutuo Aiuto Economico (CMEA) dove giocava il ruolo di un fornitore di carbone per gli altri paesi di quella organizzazione. I costi dell'estrazione del carbone venivano sovvenzionati dallo stato allo scopo di garantire dei bassi prezzi sul mercato nazionale. Quindi, i costi di produzione dell'energia elettrica e delle industrie che generavano calore erano più bassi rispetto ai costi di estrazione del carbone. Il settore dell'elettricità Polacca è ancora fortemente fiducioso sulla capacità degli impianti produttivi di essere alimentati a carbone, con il carbone duro e di colore scuro che incide per più del 95% sulla sua produzione.

La liberalizzazione in Polonia è iniziata nel 1997 con l'approvazione del decreto legge sull'energia che rispettava i requisiti previsti per i paesi membri dell'Unione Europea. Questa legge definiva i principi per regolare la politica energetica, comprendente la fornitura ai clienti tramite un accesso non discriminatorio alla rete di distribuzione. Il Polish Power Exchange (PolPX; Towarowa Gielda Energii SA) è stato istituito nel dicembre del 1999, su iniziativa del Ministero del Tesoro, da un gruppo di società di produzione e di intermediazione commerciale dell'energia.

Il mercato del giorno avanti ha iniziato ad essere operativo nel luglio 2000. All'inizio, lo scambio orario di energia nel PolPX non era conforme al mercato mensile di equilibrio che veniva fatto funzionare dal TSO (l'operatore del sistema di distribuzione dell'energia). Questo si concludeva in diverse controversie su come regolare le transazioni orarie del mercato elettrico in accordo al mercato mensile di equilibrio. Quando il TSO ha lanciato il mercato di equilibrio orario nel settembre 2001, i volumi di scambio del mercato dell'energia sono drammaticamente diminuiti (si veda la Figura 3.3). Alcuni mesi più tardi, i volumi trattati sul mercato hanno subito un altro colpo quando è stata introdotta la tassa sull'elettricità. Con il debutto del sistema a due prezzi (prezzo compratore e prezzo venditore) nel mercato di equilibrio, il commercio in PolPX si è ripreso nuovamente. Il mercato ha toccato il livello più alto mai raggiunto nel dicembre del 2002.

Nel corso del 2003 i volumi sono diminuiti a causa del processo di fusione tra distributori e produttori pubblici e della conseguente riduzione nel numero di partecipanti al mercato. Da allora i volumi di scambio sono rimasti a questo livello relativamente basso. Le ragioni per un così piccolo giro d'affari nel PolPX non sono chiare. Gli esperti citano cause differenti, comprendenti una struttura inappropriata, un potenziale conflitto di interessi e grandi spese. Nonostante una liquidità relativamente bassa, l'indice IRDN per il mercato del giorno avanti è considerato come un indicatore del mercato spot dell'elettricità Polacco. Rappresenta il volume medio giornaliero ponderato con il prezzo per i 24 periodi orari di distribuzione dell'energia.

Indipendentemente dal Polish Power Exchange, sono apparse sul mercato un certo numero di piattaforme di commercio elettronico. Quella che ha avuto maggiore successo tra queste è la POEE (Platforma Obrotu Energia Elektryczna), che è una

consociata della centrale energetica Belchatów. La POEE ha iniziato il commercio di un giorno avanti nel tardo 2002. Da quel momento la piattaforma si è sviluppata e attualmente ha un giro d'affari annuale appena inferiore a 1 TWh, che è approssimativamente metà del volume scambiato nel PolPX. Entrambi, il PolPX e la POEE offrono contratti a lungo termine (futures reali e finanziari) ma la compravendita è molto scarsa.

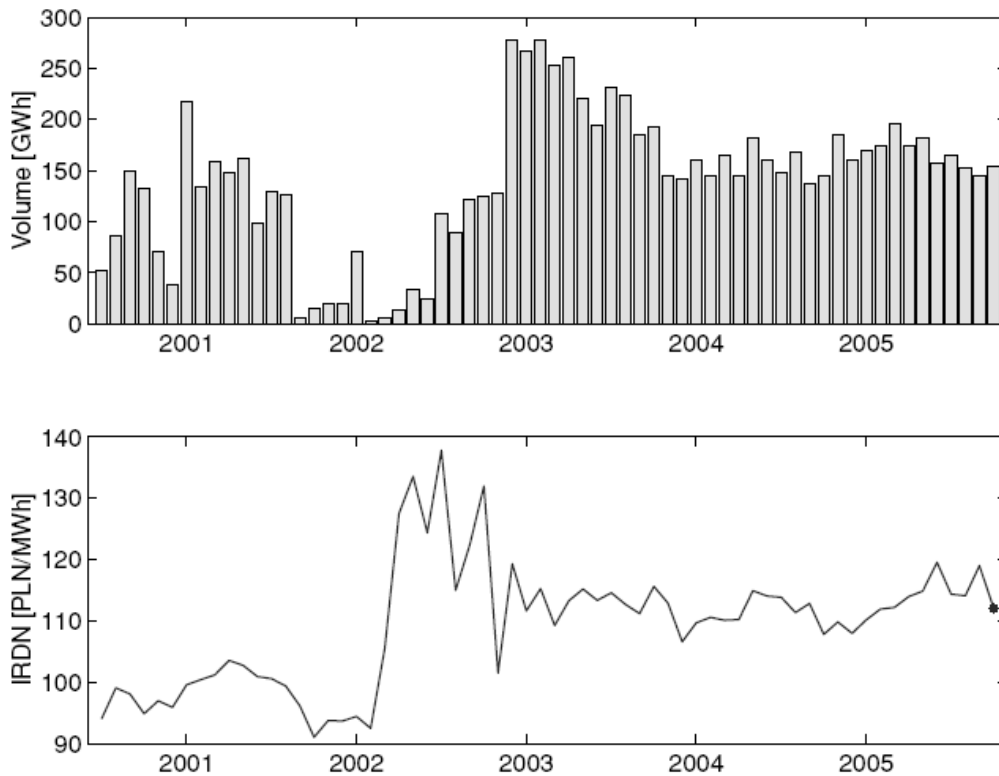


Figura 3.3 Statistiche mensili per il Polish Power Exchange (Luglio 2000 – Ottobre 2005). Grafico in alto: volumi mensili totali per le transazioni di un giorno avanti. Chiaramente il mercato ha avuto i suoi alti e bassi. I cambiamenti più drammatici sono stati causati dal lancio del mercato di equilibrio (settembre 2001), dall'introduzione della tassa sull'elettricità (marzo 2002), dal debutto del sistema a due prezzi (quello del compratore e quello del venditore) nel mercato di equilibrio (luglio 2002) e dal deficit di offerta durante la seconda metà del 2002. Grafico in basso: rispettivi valori medi mensili dell'indice IRDN (di un giorno avanti).

4. IL MERCATO DELLA CALIFORNIA

4.1 Introduzione

Nel dicembre 1995 la California Public Utilities Commission (CPUC) ha intrapreso la ristrutturazione del sistema elettrico californiano, con il dichiarato obiettivo di ridurre le tariffe elettriche aprendo il mercato alla libera concorrenza. Il nuovo sistema è ufficialmente entrato in funzione nel marzo '98, con la costituzione dell'operatore di sistema e dell'operatore di mercato, indipendenti ed autonomi. Prima della liberalizzazione, la maggior parte dell'energia elettrica veniva prodotta, trasmessa, distribuita e venduta ai Clienti finali da tre grandi utilities verticalmente integrate (Investor Owned Utilities, IOU): Pacific Gas&Electric, Southern California Edison e San Diego Gas&electric.

Il fabbisogno annuo di energia elettrica si attesta oggi in California attorno ai 250 TWh, ottenuti per il 20% da impianti idroelettrici, per il 38% da gruppi termoelettrici convenzionali (alimentati a olio) e a ciclo combinato, per il 14% da centrali nucleari, per il 10% da fonti rinnovabili e per circa il 18% da importazioni. La potenza totale installata è di circa 58000 MW. Il picco annuo di carico sfiora i 50000 MW. Per quanto riguarda gli enti regolatori, alla CPUC, che ha il compito di vigilare sulle tariffe praticate dalle utilities, si affianca la Federal Energy Regulatory Commission (FERC), autorità federale creata in seno al Ministero dell'energia per regolare gli scambi di gas, petrolio ed elettricità tra i vari Stati.

4.2 Attori del sistema

1. Produttori

I produttori possono offrire l'energia in borsa o venderla a programma tramite Scheduling Coordinators. Le IOU avevano l'obbligo fino al marzo 2002 di offrire in borsa tutta la loro produzione. Esistono inoltre alcuni impianti di produzione che per vincoli di sistema (alimentazione di aree isolate, supporto di tensione, affidabilità del sistema di interconnessione) devono rimanere necessariamente in servizio; tali impianti vengono identificati come *must run units*. Esistono poi altri impianti che sono autorizzati a massimizzare le loro produzioni per vari motivi: si tratta di gruppi che bruciano rifiuti solidi urbani, di particolari centrali nucleari, di impianti appartenenti ad altri Produttori con contratti vincolanti stipulati prima della liberalizzazione del

mercato; tali impianti vengono identificati come *must take units*. Il parco idraulico non rientra necessariamente in questa categoria e viene offerto in borsa esattamente come quello termico.

2. Distributori

Distributori delle Utilities (Utility Distribution Companies – UDCs)

I Distributori trattano complessivamente quasi il 90% dell'energia venduta ai Clienti finali. Per legge, fino al 2002 le UDCs dovevano acquistare energia esclusivamente dalla borsa. Esse svolgono il servizio di distribuzione per tutti i Clienti nel loro territorio, vendendo a tariffe regolate da un prezzo massimo. Forniscono inoltre servizi di misurazione dell'energia per i propri Clienti e per altri operatori del mercato (es. Rivenditori) ma non possono avere profitti.

Aziende Municipalizzate

23 aziende municipalizzate e 3 cooperative elettriche rurali alimentano circa il 25% della popolazione. Esse possono acquistare energia sia in borsa che dagli Scheduling Coordinators.

3. Rivenditori

I rivenditori comprano energia dalla borsa o da Scheduling Coordinators e la rivendono ai Clienti; in questo ruolo essi funzionano come aggregatori della domanda. Possono avere utili e trattano attualmente circa il 10% dell'energia venduta ai Clienti finali.

4. Clienti

Tutti i Clienti possono scegliere di acquistare energia dal Distributore competente per territorio (pagando l'energia a tariffa), da un Rivenditore, da un Produttore attraverso uno Scheduling Coordinator, oppure dalla borsa.

5. Scheduling Coordinators (SC)

Gli Scheduling Coordinators acquistano energia dalla borsa o tramite contratti bilaterali con i Produttori o con altri SC; la rivendono tramite contratti bilaterali a Clienti, Rivenditori oppure ad altri SC. In seguito a tali contrattazioni (dalle quali possono trarre utili), gli SC predispongono un programma bilanciato tra produzione e carico ed inviano

tale programma all'ISO. Solitamente, essi dispongono di un centro funzionante 24 ore al giorno.

6. Operatore di Sistema (OS): California Independent System Operator (Cal-ISO)

Il Cal-ISO è l'operatore di sistema per quasi tutta la California; controlla il dispacciamento dei gruppi, garantisce l'accesso alla rete di trasmissione e ne assicura l'affidabilità, risolve le congestioni di rete mediante appositi protocolli, acquista e rende disponibili i servizi ausiliari di sistema; in particolare, gestisce il mercato per il tempo reale, sul quale acquisisce le risorse che utilizzerà *run time* per il bilanciamento del carico.

L'ISO gestisce inoltre i flussi di potenza sulle interconnessioni con le aree vicine, è responsabile del mantenimento della frequenza e pianifica la manutenzione della rete. Non può invece imporre la manutenzione degli impianti di generazione, a meno che non ne dimostri l'assoluta necessità ai fini della sicurezza del sistema.

7. Operatore di Mercato (OM): Power Exchange (Cal-PX)

Il PX è una società senza scopo di lucro che gestisce, su base competitiva e non discriminatoria, la borsa dell'energia per la programmazione a breve termine, organizzata su un mercato giornaliero ed uno orario. Come risultato dell'incontro domanda-offerta che ha luogo in borsa, il PX trasferisce all'ISO un programma bilanciato di produzione e carico per le necessarie verifiche sulle possibili congestioni di rete. In questo senso, il PX opera come un SC (ma non può avere utili). Si noti che il PX gestisce solo gli scambi di energia sui mercati per la programmazione a breve termine, mentre i contratti bilaterali sono gestiti dagli SC.

Inoltre, il PX raccoglie e invia all'ISO sia le offerte di incrementi-decrementi di potenza per la risoluzione delle congestioni di rete (Schedule Adjustment Bids – SAB), che quelle riguardanti i servizi ausiliari di sistema.

In Figura 3.1 sono riassunti i principali flussi delle vendite di energia e servizi ausiliari di sistema del sistema californiano.

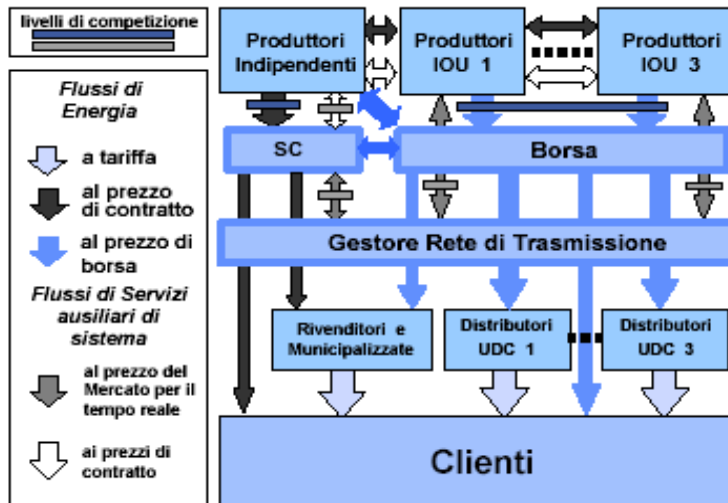


Figura 4.1 Flussi di energia e servizi ausiliari di sistema

4.3 Strumenti di mercato

Esistono due tipologie di contratti negoziabili: i Contratti Bilaterali e i Contratti Finanziari per differenza. I primi possono essere stipulati, per vendere o acquistare energia, solo rivolgendosi a Scheduling Coordinators; i secondi invece non sono previsti nel contesto del mercato californiano.

La programmazione di breve termine viene effettuata in California attraverso due mercati distinti, gestiti dal Power Exchange:

- Mercato giornaliero (Day Ahead Market)
- Mercato intragiornaliero (Hour Ahead Market)

MERCATO GIORNALIERO (DAY AHEAD MARKET)

Partecipano a questo mercato tutti gli operatori che soddisfano alcuni requisiti base, quali solvibilità e disponibilità di misuratori di energia adeguati. I partecipanti presentano offerte di acquisto e vendita di energia per le 24 ore del giorno successivo. Le offerte sono funzioni prezzo-potenza di tipo lineare a tratti (fino a 16 segmenti). L'intersezione delle curve cumulate di domanda e offerta determina il volume di energia scambiato e il prezzo di scambio, punto di partenza per la messa a punto dei programmi (schedule) di erogazione/assorbimento dei vari operatori. Gli accordi di fornitura/prelievo sono sottoscritti tra il PX e i singoli partecipanti al mercato e vengono saldati 3 giorni dopo lo scambio effettivo.

MERCATO INTRAGIORNALIERO (HOUR AHEAD MARKET)

Il mercato dell'ora prima viene utilizzato per le ultime modifiche dei piani di produzione previsionale, al fine di minimizzare gli sbilanciamenti che altrimenti si avrebbero in tempo reale. Le offerte vengono inviate al PX fino a 2 ore prima dell'inizio della fornitura e hanno la stessa forma di quelle del Day Ahead Market. Riguardo alle offerte di vendita, al contrario del mercato giornaliero, esse vengono presentate per unità di produzione e non per Produttore.

Si tratta non di offerte *assolute*, bensì *differenziali* rispetto allo schedule derivante dal Day Ahead Market. In questo senso, un carico che vuole assorbire meno di quanto stabilito nel mercato del giorno prima, viene aggregato alla curva dei generatori, perché è come se rivendesse l'energia già acquistata; viceversa un Produttore che vuol produrre meno.

La procedura di determinazione del Market Price è la stessa, ma in questo caso l'ISO non ha il tempo necessario per pubblicare l'Advisory Preferred Schedule, né i partecipanti possono inviargli i Revised Preferred Schedule. Questo significa che se l'ISO rileva l'esistenza di congestioni interzonalì avvia una volta per tutte la sua procedura di gestione che fornisce gli schedule e le UC (Usage Charges), ovvero il costo aggiuntivo con il quale ISO penalizza l'energia che transita sulle linee.

Il prezzo di scambio, chiamato Market Clearing Price (MCP), dell'Hour Ahead Market si applica solo alle variazioni di energia rispetto al mercato del giorno prima, così come le eventuali nuove UC. Subito dopo la chiusura del mercato orario, il PX comunica a ciascun partecipante prezzi e quantità trattate.

4.4 Servizi ausiliari di sistema

Attraverso il mercato dei servizi ausiliari di sistema, l'ISO si procura presso i Produttori le risorse che egli giudica necessarie e sufficienti per garantire un adeguato livello di affidabilità alla rete di trasmissione. Per i Produttori che non fanno capo ad un SC, è il PX che fa contabilmente da tramite con l'Operatore di Sistema. Nel caso invece dei Produttori riconducibili ad uno Scheduling Coordinator, è direttamente quest'ultimo che si interfaccia con l'ISO. Ogni SC deve inoltre provvedere in proprio al reperimento di una certa quantità di servizi ausiliari di sistema (cosiddetti "self-provided"). Qualora le

risorse interne di un SC non gli consentano il raggiungimento di tale quantità, esso può rivolgersi ad altri SC per l'acquisto della differenza. I costi sostenuti dall'ISO per l'acquisto dei servizi ausiliari di sistema ricadono direttamente sugli utenti finali (Clienti, Rivenditori e Distributori) tramite il PX o gli SC.

Il mercato della California distingue i seguenti servizi ausiliari di sistema:

- Servizio di bilanciamento (acquistato tramite il Mercato per il tempo reale):
 1. Servizio di regolazione, fornito dagli impianti dotati di Automatic Generation Control (AGC).
 2. Servizio di riserva, che include:
 - 2a) riserva operativa, disponibile entro 10 minuti:
 - *rotante*, fornita da macchine già sincronizzate ma non caricate.
 - *non rotante*, fornita da macchine non ancora messe in parallelo.
 - 2b) riserva di sostituzione, disponibile entro un'ora.
- Supporto di tensione;
- Riavviamento del sistema.

Le offerte per il servizio di bilanciamento giungono all'ISO con l'IPS (Initial Preferred Schedule) che è costituito dalla programmazione dell'energia prodotta/assorbita ora per ora dalle singole unità di generazione/carico, quindi in sede di mercati per la programmazione di breve termine.



Figura 4.2 I vari livelli del servizio di bilanciamento

I servizi di supporto di tensione e di riaccensione vengono invece acquistati dall'ISO attraverso contratti di lungo periodo (solitamente annuali).

5. LA FORMAZIONE DEL PREZZO E LE PRINCIPALI CARATTERISTICHE DEI PREZZI ELETTRICI

I prezzi dell'energia elettrica dipendono da molti fattori, fra i più importanti ci sono: la località, il giorno esatto della settimana e l'ora del giorno. I prezzi dipendono però anche dalle variazioni in parte prevedibili della domanda di elettricità, dalla temperatura e da altre condizioni del mercato.

Le variabili che rientrano in questi modelli sono:

- la temperatura dell'ambiente;
- la temperatura massima registrata nel giorno;
- la temperatura minima registrata nel giorno;
- l'ora del giorno;
- il giorno della settimana;
- la domanda del giorno prima;
- la stagione.

A dispetto di alcune similarità distributive mostrate da un elevato indice di curtosi e dalla persistenza nella serie dei prezzi al quadrato, i prezzi elettrici sono sostanzialmente differenti dai prezzi delle azioni o di altre commodities.

Specificatamente, le serie dei prezzi mostrano le seguenti caratteristiche:

- ✓ *stagionalità*
- ✓ *volatilità*
- ✓ *mean-reverting*
- ✓ *jumps*

La domanda di elettricità è pesantemente influenzata dalle attività economiche e dal tempo. Questi due fattori spiegano appunto la “**stagionalità**” dei prezzi dell'elettricità. Ad esempio, in alcuni paesi dove l'estate è più calda la richiesta di energia è maggiore e quindi il prezzo risentirà dell'aumento della domanda. Proprio per questo sono presenti molti tipi di stagionalità che possono essere sia intragiornalieri che settimanali, sia mensili che annuali.

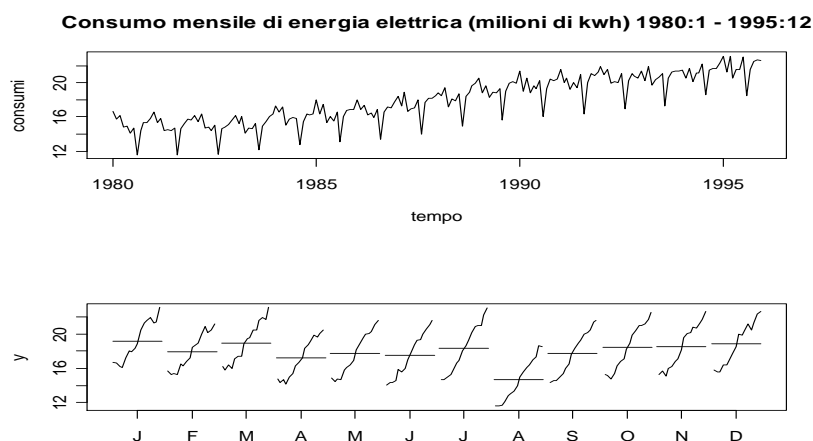


Figura 5.1 Consumo mensile di energia elettrica dal 1980 al 1995 e medie mensili

Il grafico di cui sopra mostra l'andamento dei consumi mensili di energia elettrica nel periodo compreso tra il gennaio del 1980 e il dicembre del 1995. La serie che rappresenta questa variabile macroeconomica ha un trend crescente anno dopo anno dovuto a fattori come la crescita della popolazione e lo sviluppo economico che fanno aumentare l'uso di energia elettrica. La serie mostra una non stazionarietà in media e la presenza di una forte componente stagionale: occorre differenziare la serie e scegliere un opportuno modello arima stagionale di periodo $S=12$ per rappresentare i dati. Se si guardano le osservazioni per mese, si nota come i consumi sono mediamente più elevati nei mesi invernali mentre è nel periodo estivo, in particolare nel mese di agosto, che si registra in media il consumo più basso dell'energia elettrica.

Nei mercati del giorno prima dell'energia elettrica si osserva un'elevata **“volatilità”** di prezzo. Per “volatilità” si intende una misura della dispersione dei prezzi osservati in un periodo di tempo assegnato (ora, giorno, settimana, anno) e dipende da diversi fattori:

- primo fra tutti la variabilità della domanda da parte del carico, associata all'impossibilità di un immagazzinamento in forma diretta dell'energia elettrica. Ciò contribuisce ad enfatizzare ulteriormente le oscillazioni di prezzo tipiche di ogni mercato e produce una elevata volatilità, dovuta anche e soprattutto alla continua necessità di adeguamento tra produzione e consumo;
- condizioni di carenza di produzione, dovute ad esempio alla momentanea indisponibilità accidentale di gruppi di generazione, tipicamente termoelettrici, causata da guasti od alla carenza di acqua per le centrali idroelettriche;

- condizioni climatiche impreviste che incidono sulle quantità di energia prodotta;
- le caratteristiche della domanda e dell'offerta; la domanda di elettricità è altamente inelastica perché è un bene necessario ed è anche altamente dipendente dal tempo atmosferico. L'offerta invece può anche contribuire alla volatilità della domanda di elettricità: infatti, i generatori riescono ad offrire solo determinate quantità di energia a seconda della loro capacità e con costi marginali diversi;
- e numerosi altri fattori, quali la variabilità del prezzo dei combustibili e quella dei cambi monetari, i limiti sulle emissioni, le congestioni di rete e, non ultime, le regole di funzionamento di ogni specifico mercato.

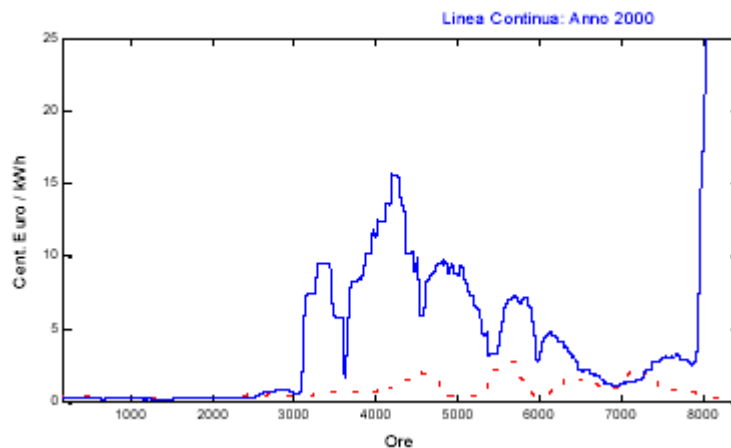


Figura 5.2 Volatilità di prezzo; California 1999/2000

Un carattere autoregressivo (“**mean –reverting**”), invece, può essere considerato grazie a un ragionamento intuitivo. Nei mercati elettrici le due curve di domanda e offerta si comportano in modo tale che sia la domanda a influire sulla quantità offerta e, in particolare, sui generatori utilizzati per soddisfarla. Maggiore è la domanda, maggiore sarà l'utilizzo di generatori ad alto costo marginale e quindi maggiore sarà il prezzo. Ecco perché è ragionevole pensare che il meccanismo dei prezzi segua un processo autoregressivo. A questo va aggiunto il fatto che i prezzi dipendono dal tempo atmosferico e, quest'ultimo, è un processo autoregressivo.

I “**jumps**”, infine, sono dei movimenti repentini dei prezzi verso l'alto o verso il basso e si possono vedere a occhio nudo nel grafico della serie. Una delle caratteristiche di evoluzione di questi jumps è che sono istantanei ossia il prezzo ritorna rapidamente al

livello precedente. La spiegazione anche in questo caso è intuitiva. Sembra normale pensare che, appena si verifici per qualche motivo uno shock, i meccanismi di intersezione tra le curve di domanda e offerta forzino il prezzo a ritornare al livello iniziale. Questo comportamento può essere catturato introducendo un processo di Poisson in un modello jump-diffusion.

Un applicazione dei modelli di diffusione a salti, collegati a processi di tipo Poisson-Gaussiani, si trova nei prezzi del petrolio dovuti a shock particolari della produzione o più spesso della domanda. Il grafico in basso mostra un esempio di salti osservati nell'andamento del prezzo del Brent per un periodo di trenta anni. Il modello jump-diffusion collega i cambiamenti di prezzo dipesi dall'arrivo di determinate informazioni. Le informazioni possono essere di due tipi: notizie normali che provocano una variazione regolare dei prezzi dell'elettricità, e notizie anormali che fanno saltare i prezzi. Il primo tipo di variazione segue un processo (continuo) di mean reversion, mentre i salti seguono un processo di Poisson (discreto), in cui gli intervalli tra i salti sono variabili esponenziali IID. Il vantaggio di questi modelli è che descrivono meglio di altri la realtà sia da un punto di vista economico che statistico. Gli svantaggi sono l'impossibilità di costruire un portafoglio di rischio poiché la volatilità stocastica non è considerata e la difficoltà nello stimare i parametri.



Figura 5.3 Prezzi del petrolio raccolti da gennaio 1970 a settembre 2000

6. APPROCCI E MODELLI PER L'ANALISI E LA PREVISIONE DEI PREZZI

6.1 Introduzione

Negli ultimi decenni, con la deregolamentazione e l'introduzione della concorrenza una nuova sfida è emersa per il potere di mercato dei partecipanti. L'estrema volatilità del prezzo, che può arrivare fino al 50% su una scala giornaliera, ha forzato i produttori e i venditori all'ingrosso a proteggersi non solo contro il volume di rischio ma anche contro i movimenti di prezzo. Questo a sua volta ha dato spinta alle ricerche nella previsione e nella modellazione del prezzo dell'elettricità. Le soluzioni proposte possono essere classificate sia in termini di pianificazione dell'orizzonte di durata sia in termini di metodologia applicata.

L'obiettivo principale della previsione del prezzo nel lungo termine, con tempi di durata misurati in anni, è l'analisi e la pianificazione della profittabilità dell'investimento, in modo da determinare i siti futuri o le piene risorse delle industrie di potere. Gli orizzonti temporali di medio termine o mensili vengono preferiti per bilanciare calcoli pesanti, l'organizzazione del rischio e i prezzi derivati e, in molti casi, si concentrano non sulle attuali previsioni puntuali ma sulle distribuzioni di prezzi futuri durante certi periodi di tempo. Infine, ci sono le previsioni di prezzo di breve termine (STPF).

Queste sono di particolare interesse per i partecipanti ai mercati spot con asta (per esempio in Scandinavia, Spagna, California, Polonia) ai quali viene richiesto di esprimere un'offerta in termini di prezzi e quantità. In questi mercati gli ordini di acquisto/vendita sono accettati a seconda della crescita/decrecita dei prezzi fino a che non si raggiunge la domanda totale. Di conseguenza, un generatore che è in grado di prevedere i prezzi spot può aggiustare il proprio programma di produzione e quindi massimizzare il suo profitto. Da quando il mercato spot del giorno-avanti consiste di aste continue per 24 ore che si svolgono simultaneamente un giorno in anticipo, le previsioni con tempi di durata da alcune ore ad alcuni giorni sono di primaria importanza nelle operazioni di mercato di giorno in giorno. Questo è anche l'argomento oggetto di studio in questa tesi.

6.2 La metodologia applicata

La metodologia applicata può anche variare di molto. Si potrebbe in generale dividerla in 6 classi:

- *Modelli basati sul costo di produzione;*
- *Approcci di equilibrio;*
- *Metodi strutturali o fondamentali;*
- *Modelli quantitativi, econometrici, stocastici o di forma ridotta;*
- *Approcci statistici o analisi tecniche;*
- *Tecniche non parametriche o basate sull'intelligenza artificiale.*

I modelli basati sul costo di produzione simulano l'operazione di generare unità cercando di soddisfare la domanda a un costo minimo. Essi hanno la capacità di prevedere i prezzi di ora in ora, da un livello all'altro. Tuttavia, ignorano le attività strategiche di offerta, quindi non sono bene adatti per i mercati competitivi di oggi.

Gli approcci di equilibrio possono essere visti come generalizzazioni dei modelli basati sul costo corretti con considerazioni strategiche di offerta. Possono dare una buona comprensione di come i prezzi possano essere sopra i costi marginali e come questo potrebbe influenzare le uscite dei concorrenti. Ma presentano problemi se più conclusioni quantitative devono essere tracciate. In aggiunta, un sostanziale rischio di modellazione è presente tra i concorrenti, nelle loro strategie potenziali, nel modo in cui interagiscono e nell'insieme di profitti che devono essere definiti subito. In generale, 2 tipi di approcci di equilibrio sono stati proposti: la struttura di Nash-Cournot, che tende a fornire i prezzi più alti rispetto a quelli osservati in realtà, e la struttura di equilibrio della funzione di offerta, che richiede considerevoli calcoli numerici e di conseguenza ha limitata applicabilità nelle operazioni di mercato da giorno a giorno.

Il successivo gruppo di modelli, **i metodi fondamentali**, descrive la dinamica del prezzo modellando l'impatto di importanti fattori economici e fisici sul prezzo dell'elettricità. Le associazioni funzionali tra elementi fondamentali- responsabilità, condizioni atmosferiche, sistema di parametri, etc. – sono presupposte (di conseguenza, c'è un significativo rischio di modellazione) e gli input fondamentali sono indipendentemente modellati e predetti, spesso attraverso tecniche statistiche, econometriche o non parametriche. A causa della natura dei dati fondamentali (che sono

solitamente raccolti durante intervalli di tempo lunghi; la disponibilità dei dati è un problema separato), i veri modelli fondamentali si adattano meglio per previsioni di medio termine piuttosto che per quelle di breve termine.

I modelli quantitativi caratterizzano le proprietà statistiche dei prezzi dell'elettricità nel corso del tempo, con l'obiettivo ultimo di una valutazione derivata e l'organizzazione del rischio. Di conseguenza, a questi modelli non sono richieste previsioni accurate sui prezzi orari ma si richiede di recuperare le principali caratteristiche dei prezzi elettrici, tipicamente su una scala giornaliera e su orizzonti temporali mensili. Sebbene in questo contesto la semplicità dei modelli e la trattabilità analitica sono in vantaggio, nel fare previsioni la prima caratteristica è una serie limitazione, mentre l'ultima è un lusso eccessivo.

Gli approcci statistici cercano invece di trovare il modello ottimale per i prezzi dell'elettricità in termini delle sue capacità di previsione. Essi sono o applicazioni dirette delle tecniche statistiche per fare previsioni o implementazioni del potere di mercato di modelli econometrici. I metodi più popolari includono la regressione multivariata, modelli di serie storiche e tecniche di sbiancamento. Mentre l'efficienza e l'utilità di tali strumenti di analisi tecnica nei mercati finanziari è spesso messa in discussione, nel potere di mercato questi metodi sembrano avere migliore fortuna. La ragione di ciò è la prevalenza di stagionalità nei processi del prezzo di elettricità durante i periodi normali, non durante quelli difficili o duri. Questo fa sì che i prezzi dell'elettricità siano più prevedibili rispetto a quelli di molte oscillazioni casuali di patrimoni finanziari. Inoltre, come si vedrà più avanti in questo studio, per accrescere la loro efficienza molti degli approcci statistici incorporano dei fattori fondamentali, come i prezzi di caricamento o i prezzi pieni.

Infine, ci sono **le tecniche basate sull'intelligenza artificiale**, quali il modello del prezzo elaborato attraverso strumenti non parametrici come ad esempio reti neurali artificiali(ANN_s), sistemi esperti, logica incoerente e vettori macchine di supporto. Questi modelli tendono ad essere flessibili e possono occuparsi di complessità e non linearità. Ciò li rende promettenti per previsioni di breve termine. Un certo numero di autori hanno riportato la loro eccellente performance nelle previsioni di prezzo di breve termine (STPF). Si è notato, tuttavia, che i modelli citati vengono generalmente

confrontati solo con altre tecniche basate sull'intelligenza artificiale o con metodi statistici molto semplici.

Tuttavia, dovrebbe essere interessante valutare esempi tipici di entrambi i gruppi ben adatti per le STPF, per esempio modelli statistici e modelli basati sull'intelligenza artificiale. Però, un confronto esauriente di modelli della stessa classe è un compito laborioso. Invece, è stato scelto di studiare solo un promettente sottogruppo di metodi statistici, chiamati modelli per serie storiche lineari e non lineari, per valutare l'accuratezza delle previsioni sia puntuali che intervallari. Il confronto con altre tecniche statistiche e strumenti basati sull'intelligenza artificiale è lasciato per un lavoro futuro.

6.3 Approcci di modellazione

1. MODELLI DI TIPO ARMA

Nel contesto dell'ingegneria il modello standard che tiene conto della natura casuale e delle correlazioni di tempo del fenomeno sotto osservazione è il modello autoregressivo a media mobile (ARMA). Nel modello ARMA(p, q) il valore corrente del processo (il prezzo) P_t è espresso linearmente in termini dei suoi p valori passati (parte autoregressiva) e in termini di q precedenti valori del rumore bianco (parte a media mobile):

$$\phi(B)P_t = \theta(B)\varepsilon_t \quad (1)$$

dove: B è l'operatore ritardo, per esempio $B^h P_t = P_{t-h}$,

$$\phi(B) = 1 - \phi_1 B - \dots - \phi_p B^p,$$

$$\theta(B) = 1 + \theta_1 B + \dots + \theta_q B^q.$$

Si nota che alcuni autori e programmi per computer (SAS) utilizzano una differente definizione del secondo polinomio: $\theta(B) = 1 - \theta_1 B - \dots - \theta_q B^q$. In aggiunta, ϕ_1, \dots, ϕ_p e $\theta_1, \dots, \theta_q$ sono, rispettivamente, i coefficienti del polinomio autoregressivo e di quello a media mobile, mentre ε_t è indipendentemente e identicamente distribuito (iid) come un rumore bianco di media 0 e varianza finita (generalmente un rumore bianco gaussiano). Per $q=0$ otteniamo il ben noto modello autoregressivo AR(p).

L'approccio di modellazione *ARMA* assume che la serie storica sotto osservazione è debolmente stazionaria. Se non lo è, quindi per prima cosa si deve fare una trasformazione della serie per renderla stazionaria. In particolare, questa trasformazione può essere rappresentata differenziando la serie (Box e Jenkins, 1976). Il modello risultante è conosciuto come il modello autoregressivo a media mobile differenziato (*ARIMA*). Se la differenziazione è ottenuta con un ritardo maggiore di 1 allora il modello ottenuto è conosciuto come un *ARIMA stagionale* o *SARIMA*.

2. MODELLI SARIMA

Il modello *SARIMA* o *ARIMA stagionale* è un'estensione dei processi *ARIMA* proposta da Box e Jenkins (1976) e consente di modellare andamenti periodici di tipo stagionale. La componente stagionale, come è stato osservato più volte, può essere sia deterministica e indipendente dalle altre componenti oppure può invece accadere che la stagionalità sia stocastica e correlata con le componenti non stagionali. Questo modello si propone di trattare anche una non stazionarietà di tipo periodico e sarà molto utile, soprattutto nel capitolo successivo, per stimare i prezzi orari giornalieri dell'energia elettrica nel mercato della California. Nella sua forma più completa il generico processo *SARIMA*(p,d,q) \times (P,D,Q) $_S$ si può scrivere come:

$$\phi(B)\Phi(B^S)(1-B)^d(1-B^S)^DP_t = \theta(B)\Theta(B^S)\varepsilon_t \quad (2)$$

dove:

- S è il periodo stagionale;
- $\phi(B) = (1 - \phi_1 B - \phi_2 B^2 - \dots - \phi_p B^p)$ è l'operatore autoregressivo non stagionale di ordine p stazionario;
- $\Phi(B^S) = (1 - \Phi_1 B^S - \Phi_2 B^{2S} - \dots - \Phi_P B^{PS})$ è l'operatore autoregressivo stagionale di ordine P stazionario;
- $\theta(B) = (1 + \theta_1 B + \theta_2 B^2 + \dots + \theta_q B^q)$ è l'operatore a media mobile non stagionale di ordine q invertibile;
- $\Theta(B^S) = (1 + \Theta_1 B^S + \Theta_2 B^{2S} + \dots + \Theta_Q B^{QS})$ è l'operatore a media mobile stagionale di ordine Q invertibile;
- $\Delta^d = (1 - B)^d$ è l'operatore differenza di ordine d non stagionale;
- $\Delta_S^D = (1 - B^S)^D$ è l'operatore differenza di ordine D stagionale;
- $\varepsilon_t \sim WN(0, \sigma^2)$.

L'idea di base è che per una serie storica economica osservata a cadenza infrannuale (con una frequenza di S osservazioni per anno), osservazioni che distano S periodi, come $P_t, P_{t-S}, P_{t-2S}, \dots$, dovrebbero essere 'simili' e fortemente correlate tra loro, a causa di una non stazionarietà di tipo periodico del processo che le ha generate. Ad esempio, $S=4$ per serie trimestrali e $S=12$ per serie mensili. Più in generale, la serie può essere dotata di una periodicità S che non necessariamente coincide con la frequenza annuale delle osservazioni (si pensi ad una serie giornaliera dotata di periodicità settimanale).

Nell'equazione (2) questo tipo di non stazionarietà viene modellata secondo la logica dei processi ARIMA: eventuali non stazionarietà stagionali possono essere eliminate tramite $(1-B^S)^D$, mentre gli operatori $\Phi(B^S)$ e $\Theta(B^S)$ modellano la dipendenza tra osservazioni distanti $S, 2S, 3S, \dots$, istanti temporali. Ai fini pratici, $D \leq 1$. Inoltre, poiché $(1-B^S) = (1-B)(1+B+B^2+\dots+B^{S-1})$, l'operazione di differenziazione stagionale di una serie tramite $(1-B^S)$ comporta necessariamente una differenziazione del primo ordine della serie stessa, atta a rimuovere eventuali trend lineari.

3. MODELLI DI TIPO ARMAX

I modelli di tipo ARMA mettono in relazione il segnale sotto osservazione al proprio passato e non usano esplicitamente le informazioni contenute in altre pertinenti serie storiche. In molti casi, tuttavia, un segnale non è solo riferito al proprio passato, ma può essere anche influenzato da valori presenti e passati delle serie storiche. Questo è esattamente il caso con i prezzi dell'elettricità. In aggiunta a variazioni stagionali i prezzi sono generalmente governati da vari fattori fondamentali, quali i profili di carico e le condizioni atmosferiche ambientali. Per catturare accuratamente la relazione tra i prezzi e le variabili tempo o carichi, può essere utilizzato un modello ARMAX (autoregressivo a media mobile con variabili esogene). Il modello ARMAX(p, q, r_1, \dots, r_k) può essere scritto in modo compatto come (Ljung, 1999):

$$\phi(B)P_t = \vartheta(B)\varepsilon_t + \sum_{i=1}^k \psi^i(B)v_t^i \quad (3)$$

dove r_i è l'ordine dei fattori esogeni v^1, \dots, v^k (esempio il sistema di caricamento, la temperatura, la disponibilità della centrale elettrica) e $\psi^i(B)$ è una notazione che può essere scritta come: $\psi^i(B) = \psi_0^i + \psi_1^i B + \dots + \psi_{r_i}^i B^{r_i}$ dove ψ_j^i sono i corrispondenti

coefficienti. Alternativamente, il modello *ARMAX* è spesso definito nella forma di “una funzione di trasferimento” come:

$$P_t = \frac{\vartheta(B)}{\phi(B)} \varepsilon_t + \sum_{i=1}^k \psi^i(B) v_t^i \quad (4)$$

dove ψ^i sono gli appropriati coefficienti polinomiali.

I modelli di serie storiche con variabili esogene sono stati applicati in modo approfondito nelle previsioni di prezzo di breve termine (STPF).

4. MODELLI AUTOREGRESSIVI GARCH

I modelli lineari di tipo *ARMA* presuppongono l’omoschedasticità, cioè una varianza costante e una funzione di covarianza. Da un punto di vista empirico, i prezzi spot dell’elettricità, presentano varie forme di dinamica non lineare; una cruciale sembra essere la forte dipendenza della variabilità della serie sul proprio passato. Alcune non linearità di queste serie sono una varianza condizionale non costante e, generalmente, sono caratterizzate dal verificarsi di grossi shock finanziari o eteroschedasticità.

Il problema dell’eteroschedasticità è indirizzato con successo nel modello generalizzato autoregressivo con eteroschedasticità condizionale *GARCH* (p, q) proposto da Bollerslev (1986). In questo modello la varianza condizionale è dipendente dai valori passati delle serie storiche e da una media mobile di varianze condizionali passate:

$$h_t = \varepsilon_t \sigma_t \quad \text{con} \quad \sigma_t^2 = \alpha_0 + \sum_{i=1}^q \alpha_i h_{t-i}^2 + \sum_{j=1}^p \beta_j \sigma_{t-j}^2 \quad (5)$$

dove gli ε_t sono come prima e i coefficienti devono soddisfare le condizioni $\alpha_i, \beta_j \geq 0$, $\alpha_0 > 0$ per assicurare che la varianza condizionale sia strettamente positiva.

Il modello *GARCH* è specialmente interessante in quanto concerne le previsioni intervallari per prezzi spot futuri. Tuttavia, la letteratura sul potere di mercato si è piuttosto focalizzata sulle previsioni puntuali.

7. CASO DI STUDIO: IL MERCATO DEI PREZZI ORARI DELLA CALIFORNIA

7.1 I dati

I dati utilizzati in questo studio provengono dal mercato elettrico di scambio della California (CalPX). Le serie storiche del sistema dei prezzi orari giornalieri, del sistema ampio dei caricamenti e del peso delle previsioni di un giorno avanti vengono costruite utilizzando i dati ottenuti dall'istituto UCEI (www.ucei.berkeley.edu) e dall'operatore di sistema indipendente della California CAISO (<http://oasis.caiso.com>).

Come campione è stato utilizzato il periodo che va da lunedì 5 luglio 1999 a domenica 2 aprile 2000 per un totale di 6552 osservazioni; l'unità di misura utilizzata per la serie storica dei prezzi orari giornalieri è in dollari per megawatt (\$/MWh). Un tale periodo relativamente lungo dei dati era necessario per ottenere una più accurata previsione. E' stata applicata una trasformazione logaritmica ai dati di prezzo, $p_t = \log(P_t)$, e di caricamento, $z_t = \log(Z_t)$, per ottenere una varianza più stabile. La rappresentazione della serie storica dei prezzi normali e in formato logaritmico viene fornita nella figura seguente:

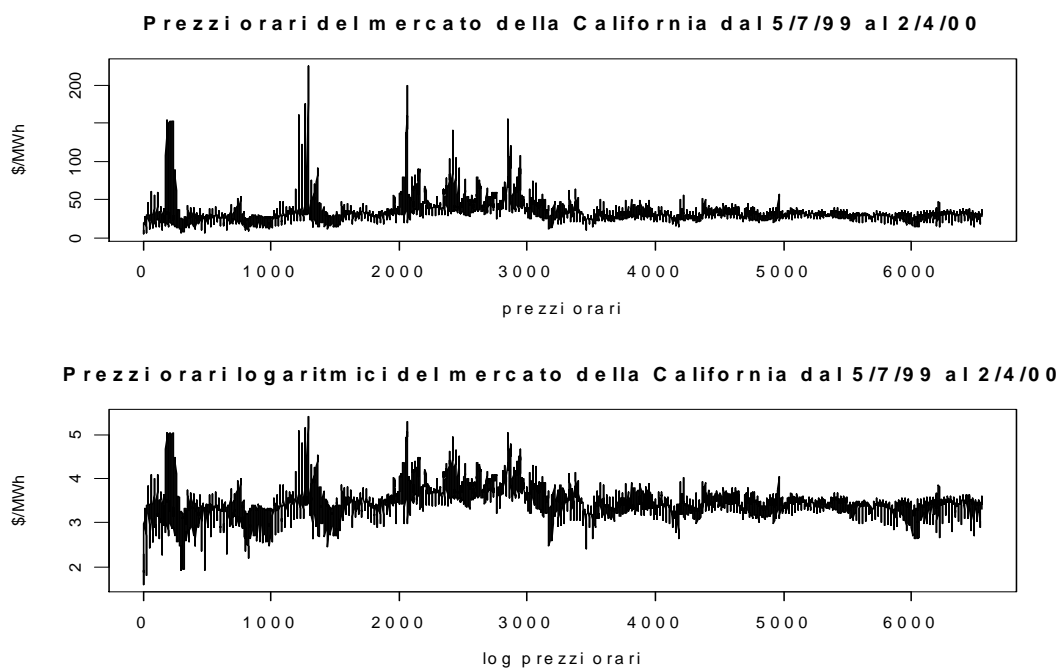
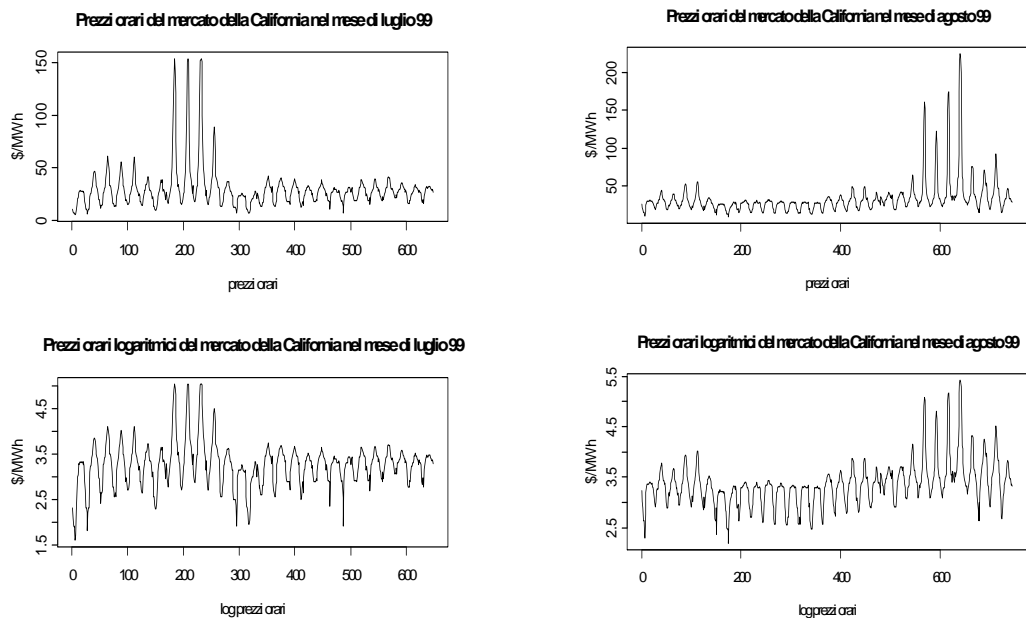
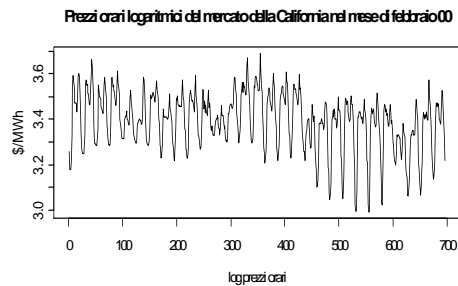
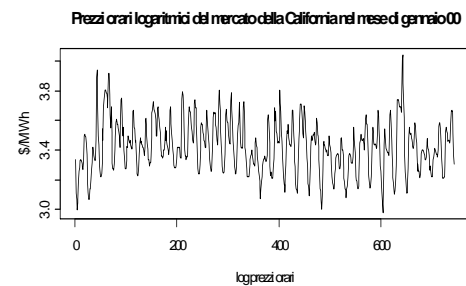
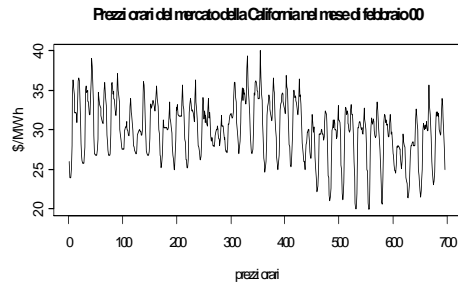
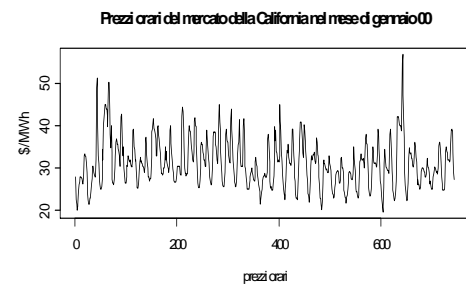
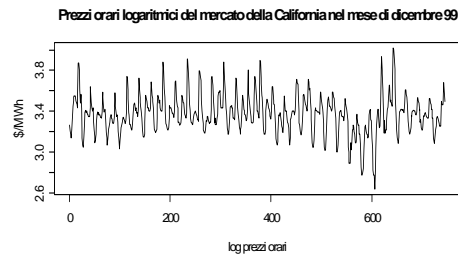
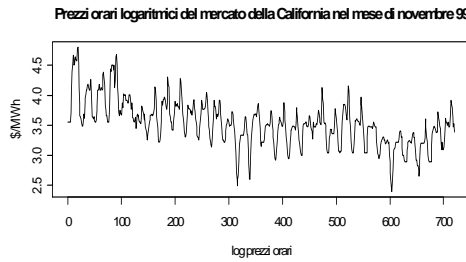
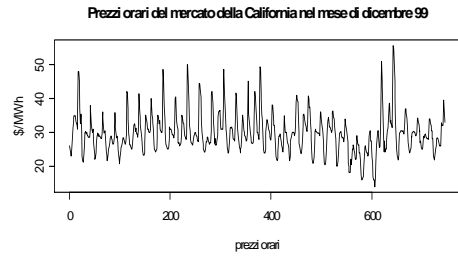
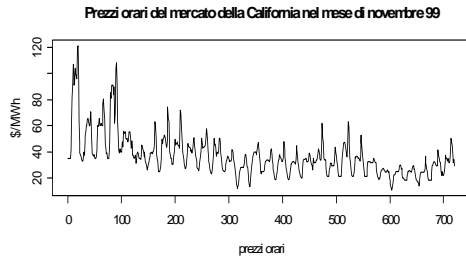
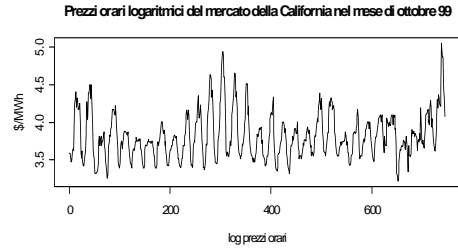
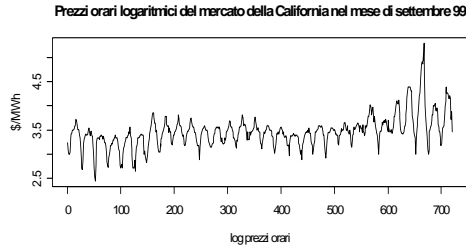
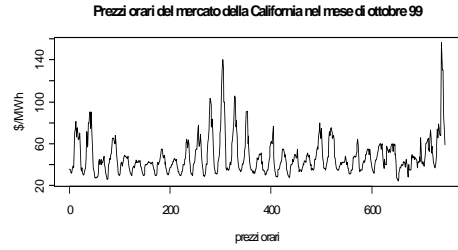
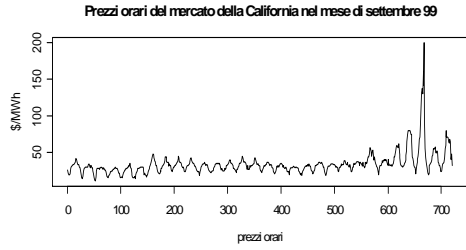


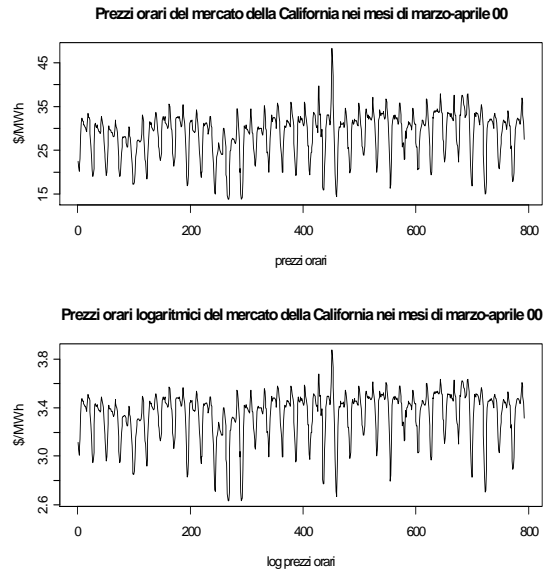
Figura 7.1 CalPX prezzi elettrici normali e logaritmici nel periodo 5 luglio 1999 – 2 aprile 2000

Da un'analisi preliminare della serie si può notare come la maggior parte dei valori oscilla costantemente tra i 15-20 e i 35-40 \$/MWh con frequenti picchi di prezzo sia verso l'alto che verso il basso (*jumps o salti*). Sembra evidente il fatto che dopo la crescita eccessiva dei prezzi in alcuni periodi temporali segue un movimento nei prezzi che tende a riportare il valore attorno alla media (*mean-reverting*). Per quanto riguarda la componente stagionale può essere presa in considerazione solamente quella intragiornaliera, giornaliera e settimanale mentre quella mensile deve essere esclusa in quanto il campione dei dati non arriva a coprire un anno intero. A causa dell'elevato numero di osservazioni, per rendere più facile l'interpretazione della stagionalità si opererà successivamente una divisione della serie intera per periodi di 30 giorni o un mese in modo da cogliere le caratteristiche che distinguono i prezzi e per facilitare la scelta di opportuni modelli stagionali. Sono, inoltre, evidenti periodi di alta volatilità che si succedono a periodi di bassa volatilità (fenomeno cosiddetto di *volatilità clustering*).

Osserviamo ora la componente stagionale da più vicino dividendo la serie intera per singoli mesi:







6.2 Le analisi descrittive

Per comprendere e analizzare eventuali analogie o differenze nella serie dei prezzi orari del mercato della California, è sembrato opportuno dividere i dati in tre categorie: quelli rilevati durante i giorni lavorativi, quindi dal lunedì al venerdì, e quelli rilevati nei giorni di week-end, considerando separatamente le osservazioni per il sabato e la domenica. Nel grafico sotto riportato vengono rappresentate le medie orarie dei prezzi del mercato elettrico Californiano per i giorni feriali (linea rossa), per le giornate del sabato (linea blu) e per le domeniche (linea gialla).

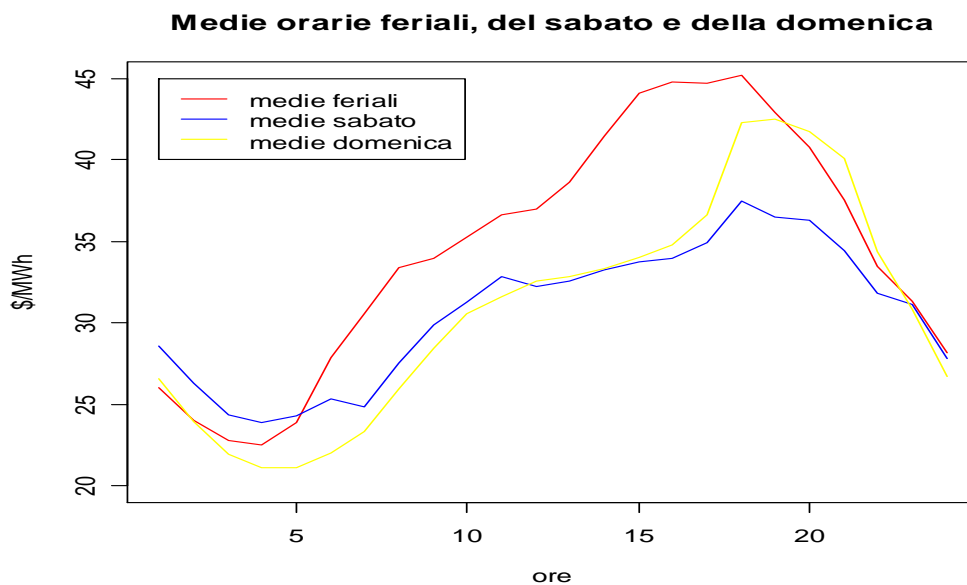


Figura 7.2 Medie orarie dei prezzi elettrici del mercato della California

Come si può vedere, i prezzi sono significativamente più alti nei giorni feriali mentre subiscono una leggera diminuzione nei giorni di week-end, eccetto le prime e le ultime ore del giorno dove le tre serie sono molto vicine. Le serie dei prezzi per il sabato e la domenica hanno un andamento pressoché simile, mentre per i giorni lavorativi si ha qualche piccolo cambiamento. Il prezzo di partenza nella 1° ora è di 28 \$/Mwh per il sabato mentre per la domenica e i giorni feriali si attesta attorno ai 26 \$/MWh; successivamente si osserva un comportamento simile nelle tre serie dove il prezzo tende a diminuire fino a raggiungere il livello più basso della giornata nella 4° ora, circa 21 \$/MWh, per la serie della domenica. Dalla 5° ora i prezzi mediamente ricominciano a crescere in maniera più marcata per le osservazioni dei giorni lavorativi mentre la serie del sabato e quella della domenica seguono un andamento di crescita nei prezzi molto simile. Il picco della giornata si registra in prossimità della 18° ora dove il prezzo dei giorni feriali raggiunge un livello di 45 \$/Mwh seguito da vicino dal prezzo medio della domenica a 42 \$/MWh e del sabato a quota 37 \$/MWh. Dalla 19° ora per tutte le tre serie di dati si osserva una costante diminuzione dei prezzi fino alla 24° ora della giornata dove il prezzo ritorna ai livelli iniziali delle prime ore, cioè sui 26-28 \$/MWh.

Probabilmente queste differenze sono da attribuire a diversi fattori:

- nel week-end gli stabilimenti sono chiusi e quindi avendo un consumo minore di energia anche il prezzo sarà minore;
- le 18 sono le ore in cui generalmente le famiglie rientrano dal lavoro e di conseguenza i consumi aumentano, infatti si registra il picco più alto di giornata;
- nei week-end l'andamento dei prezzi è abbastanza simile e mediamente più basso del prezzo dei giorni lavorativi forse perché le famiglie escono di casa visto che non devono recarsi al lavoro.

La tabella 7.1 contiene alcune statistiche descrittive, degli indici sintetici e il valore del p-value di un test statistico applicati alle singole serie orarie dei prezzi, quindi 24 serie per ciascuna delle 24 ore di una giornata, e al campione intero dei prezzi dell'energia elettrica. Tra le statistiche descrittive si sono presi in considerazione il valore minimo, quello massimo, la media e la mediana che possono dare delle utili indicazioni sul processo generatore dei dati. Per esempio nella prima ora del campione considerato (tutti i valori dei prezzi delle prime ore dal 5/7/99 al 2/4/00) si sono registrate delle oscillazioni di prezzo comprese tra un minimo di 9.99 \$/MWh e un massimo di 65.79

\$/MWh, il valore medio dei prezzi si è attestato sui 26.44 \$/MWh mentre 26.00 \$/MWh sembra essere il punto centrale dell'intervallo, la mediana, cioè quel valore che lascia sia a sinistra che a destra il 50% delle osservazioni. La natura della distribuzione dei dati può anche essere studiata mediante l'utilizzo di alcuni indicatori sintetici, nel nostro caso l'indice di simmetria e l'indice di curtosi. Il primo serve per stabilire se la distribuzione è simmetrica attorno allo zero; per valori maggiori di zero si parla di asimmetria positiva e la distribuzione apparirà con una coda più lunga verso destra mentre per valori negativi si avrà una distribuzione con una coda più lunga verso sinistra e la si può definire asimmetria negativa. Il secondo serve per testare la normalità della distribuzione (indice di curtosi pari a 3) e per verificare se c'è la presenza di un maggiore o minore peso delle code non dovuto necessariamente ad una maggiore o minore variabilità nei dati. Se l'indice risulta maggiore di 3 si parlerà di distribuzione leptocurtica altrimenti per valori inferiori si può accennare al termine platicurtica. Nell'ultima colonna della tabella viene riportato il p-value del test statistico di Jarque-Bera o test di normalità: il test, che è dato dalla somma dei due indici di curtosi e simmetria elevati al quadrato, sotto l'ipotesi nulla H_0 di normalità nella distribuzione dei dati si distribuisce in modo asintotico come una χ^2 con due gradi di libertà.

Analizzando i risultati provenienti dalla tabella 6.1 notiamo che il prezzo minimo di giornata si è registrato in corrispondenza della 6° ora toccando i 4.93 \$/MWh mentre il prezzo più alto della seduta borsistica si è avuto nel corso della 16° ora arrivando ad un picco di 225 \$/MWh. In media i prezzi sono stati più elevati nel corso delle ore pomeridiane sintomo che ci sono un maggiore consumo di energia elettrica e un'intensificazione nelle contrattazioni di compravendita dei titoli; il prezzo medio più elevato si è ottenuto nel corso della 18° ora giungendo alla soglia di 43.67 \$/MWh. I dati analizzati hanno evidenziato una simmetria positiva per tutte le serie orarie dei prezzi, tranne per la 7° ora che si ha un valore appena al di sotto dello zero, e una curtosi piuttosto elevata che si allontana dalla condizione di normalità ($K=3$). Le uniche serie che sembrano avere una distribuzione vicino alla normalità sono quelle che fanno riferimento alla 3°, 4° e 5° ora dove l'indice è molto vicino alla condizione ottimale. Infatti ciò viene confermato dal test di Jarque-Bera che per le tre ore considerate porta ad accettare l'ipotesi nulla di normalità in quanto il p-value è significativamente diverso da zero ad un livello di significatività del 5%. In modo intuitivo, per queste tre ore potrà considerare modelli basati sull'assunzione di normalità per rappresentare il processo

generatore dei dati mentre lo stesso discorso non può essere fatto per tutte le altre serie orarie dei prezzi.

ORA	MIN	MAX	MEDIA	MEDIANA	SIMMETRIA	CURTOSI	JARQUE- BERA
1	9.99	65.79	26.44	26.00	1.29	9.09	< 2.2e-16
2	7.99	51.68	24.32	24.00	0.57	4.47	1.573e-09
3	6.79	41.27	22.87	22.35	0.35	3.08	0.05354
4	6.03	40.88	22.50	22.20	0.27	3.13	0.1602
5	6.79	43.06	23.54	23.99	0.10	3.11	0.7046
6	4.93	58.00	26.69	26.99	0.25	4.40	1.966e-06
7	5.49	57.49	28.70	29.95	- 0.17	3.78	0.01245
8	9.49	85.12	31.48	31.00	1.68	11.27	< 2.2e-16
9	13.99	91.00	32.59	31.29	2.53	16.26	< 2.2e-16
10	17.99	106.70	34.03	31.64	3.22	20.63	< 2.2e-16
11	19.00	100.00	35.39	32.20	2.59	12.19	< 2.2e-16
12	20.00	90.99	35.69	31.99	2.38	9.54	< 2.2e-16
13	20.01	115.00	36.92	32.23	2.63	10.84	< 2.2e-16
14	22.62	175.00	39.12	32.26	3.39	18.40	< 2.2e-16
15	22.01	212.90	41.17	32.09	3.46	17.75	< 2.2e-16
16	22.00	225.00	41.79	31.88	3.53	17.96	< 2.2e-16
17	22.37	219.30	42.15	33.00	3.60	18.80	< 2.2e-16
18	24.99	200.00	43.67	36.92	3.59	19.39	< 2.2e-16
19	23.00	141.80	41.93	36.61	2.96	15.02	< 2.2e-16
20	20.01	199.20	40.27	35.35	4.41	34.02	< 2.2e-16
21	22.31	130.90	37.47	33.76	3.17	18.94	< 2.2e-16
22	22.05	85.00	33.36	31.57	2.56	14.71	< 2.2e-16
23	17.99	75.00	31.23	29.99	2.08	12.57	< 2.2e-16
24	15.00	59.01	27.88	27.14	1.27	7.62	< 2.2e-16
Serie intera	4.93	225.00	33.38	30.82	4.34	34.89	< 2.2e-16

Tabella 7.1 Statistiche descrittive, indicatori di sintesi e p-value del test

7.3 I modelli utilizzati

In questa sezione vengono proposti dei modelli per stimare la serie intera dei prezzi e le 24 serie relative alle diverse ore del giorno. Si è cercato, per quanto possibile, utilizzando anche software statistici come E-Views ed R di ricostruire il lavoro svolto nel 2006 da alcuni autorevoli studiosi e docenti universitari di fama internazionale (*Adam Misiorek, Stefan Trueck e Rafal Weron*), che hanno confrontato modelli per serie storiche lineari con modelli non lineari. Per le 24 serie orarie dei prezzi del mercato elettrico della California, si sono considerati dei semplici modelli *SARIMA* di periodicità $S=7$ che tengono conto della componente stagionale delle osservazioni mentre per la serie completa dei prezzi si sono posti a confronto diversi modelli, tra cui dei modelli *ARIMA stagionali* con periodo $S=24$ e modelli lineari del tipo *ARMA* che comprendono delle variabili *Dummies* (assumono valore 1 o 0) e delle variabili esogene (specificate fuori dal modello).

Per ogni ora del giorno corrisponde un determinato prezzo dell'energia elettrica, un valore di carico e un valore per la previsione di carico. Con il programma R si è creato per ogni ora del giorno, quindi 24 ore, un file contenente i prezzi per ciascuna ora espressi in forma di serie storica. Dalle 6552 osservazioni totali si passano ad analizzare i 273 prezzi che corrispondono a 273 giorni del campione osservato dal 5/7/99 al 2/4/00, quindi per ogni giornata si considera solo il prezzo corrispondente all'ora presa in esame. Seguendo anche il lavoro svolto dagli autori dell'articolo di cui sopra, si è preferito considerare il logaritmo del prezzo come variabile che permette di stabilizzare la varianza delle osservazioni. Tramite opportune analisi grafiche e procedure di stima (correlogramma, analisi dei residui, bontà di adattamento del modello, etc.) che vengono riportate nella sezione dell'Appendice si giunge a determinare un modello ottimale per ciascuna delle singole serie orarie o per la serie completa che considera tutto il campione dei prezzi.

In tabella 7.2 di pagina seguente vengono riportati i modelli per serie storiche opportunamente identificati sia per le singole ore che per il campione completo dei prezzi elettrici del mercato Californiano.

<i>SERIE STORICA</i>	<i>MODELLO</i>
1° ORA	SARIMA(3,0,1)x(0,1,1) ₇
2° ORA	SARIMA(2,0,1)x(0,1,1) ₇
3° ORA	SARIMA(1,0,1)x(1,0,1) ₇
4° ORA	SARIMA(1,0,1)x(1,0,1) ₇
5° ORA	SARIMA(1,0,1)x(1,0,1) ₇
6° ORA	SARIMA(1,0,1)x(0,1,1) ₇
7° ORA	SARIMA(3,0,1)x(0,1,1) ₇
8° ORA	SARIMA(1,0,1)x(1,0,1) ₇
9° ORA	SARIMA(2,0,1)x(0,1,1) ₇
10° ORA	SARIMA(2,0,1)x(0,1,1) ₇
11° ORA	SARIMA(2,0,1)x(0,1,1) ₇
12° ORA	SARIMA(1,0,1)x(1,0,1) ₇
13° ORA	SARIMA(1,0,1)x(0,1,1) ₇
14° ORA	SARIMA(1,0,1)x(1,0,1) ₇
15° ORA	SARIMA(1,0,0)x(2,0,1) ₇
16° ORA	SARIMA(1,0,0)x(1,1,1) ₇
17° ORA	SARIMA(1,0,0)x(2,0,1) ₇
18° ORA	SARIMA(1,0,0)x(1,0,1) ₇
19° ORA	SARIMA(1,0,1)x(1,0,1) ₇
20° ORA	SARIMA(1,0,5)x(1,0,1) ₇
21° ORA	SARIMA(1,0,2)x(1,0,1) ₇
22° ORA	SARIMA(1,0,4)x(1,0,1) ₇
23° ORA	SARIMA(1,0,2)x(0,0,0) ₇
24° ORA	SARIMA(1,0,2)x(1,0,1) ₇
CAMPIONE INTERO	$(1-\Phi_1B^{24}-\Phi_2B^{48}-\Phi_7B^{168}) p_t = \varepsilon_t$ + GARCH(1,1)

Tabella 7.2 Modelli utilizzati

Dall'analisi dei risultati della tabella di cui sopra si nota che soprattutto nelle prime ore di mercato c'è una prevalenza della componente autoregressiva non stagionale che arriva fino al ritardo 3 nella 1° e 7° ora. Non viene individuata nessuna differenza non

stagionale nei modelli per le serie orarie. La parte a media mobile sembra invece caratterizzare bene l'andamento dei prezzi delle ultime ore della giornata, infatti per la 20° e la 22° ora vengono stimati rispettivamente un MA(5) e un MA(4) non stagionali. Per la parte stagionale con periodicità $S=7$ si stimano: una componente autoregressiva fino al ritardo 2 alla 15° e 17° ora, una differenziazione stagionale al massimo di ordine 1 e la parte a media mobile che è sempre di grado 1 eccetto che per la 23° ora dove è assente.

Per la serie completa dei prezzi invece si è preferito stimare un modello SARIMA che considerasse solo la parte autoregressiva stagionale fino al ritardo $7S$ con $S=24$, includendo nel modello anche i coefficienti relativi al periodo S e $2S$; non essendo abbastanza soddisfacente in termini di residui e residui al quadrato con il metodo OLS, cioè dei minimi quadrati ordinari, allora si è implementata la specificazione ARCH che ha permesso di stimare un modello GARCH(1,1) per la varianza condizionale delle osservazioni. Ecco che in questo modo si è ottenuto un adattamento migliore del modello ai dati osservati anche se probabilmente sarebbe opportuno inserire qualche componente non lineare nel modello per ottenere risultati più soddisfacenti.

Va inoltre ricordato che le stime dei parametri sono state ottenute attraverso la procedura di massima verosimiglianza la cui ipotesi fondamentale è che gli errori siano normalmente distribuiti, anche se questo fatto non è sempre aderente alla realtà.

7.4 Le previsioni

In questa sezione vengono riportati i risultati ottenuti dalla previsione effettuata sulla serie completa di tutti i prezzi del campione considerato. Si tratta di una previsione ex-post cioè si tengono a disposizione un certo numero di osservazioni per il periodo di previsione così che i valori previsti dal modello possono essere direttamente confrontati con i valori osservati. Ecco che l'insieme informativo è stato suddiviso in due sottoinsiemi: il primo da 1 a T viene utilizzato per la costruzione del modello; il secondo da $T+1$ a T^* viene utilizzato per il confronto tra valori previsti e valori osservati. Nel caso in esame il modello ottimale si basa sulle osservazioni che vanno da 1 a 6552 in termini temporali dal 5/7/99 al 2/4/00 mentre la settimana che va dal 3 al 9 aprile 2000 è utilizzata allo scopo di fare previsioni, quindi da 6553 a 6720 per un totale di 168 valori previsti. Le previsioni che si considerano in questa tesi comprendono

anche altre 11 settimane oltre alla prima, sempre di 168 osservazioni, fino al 19 giugno 2000.

L'analisi dell'accuratezza delle previsioni è di fondamentale importanza. Si opera un confronto tra valori previsti e quelli realmente osservati e si valuta l'entità degli scostamenti di previsione o errori di previsione che sono definiti come:

$e_t = \text{valore vero} - \text{valore previsto}$

Per valutare la performance di previsione dei modelli sono state utilizzate differenti misure statistiche. Per tutte le settimane sotto osservazione, 3 tipi di errori medi di previsione sono stati calcolati: uno corrispondente alle 24 ore di ciascun giorno e due alle 168 ore di ciascuna settimana. L'errore medio giornaliero viene calcolato come:

$$MDE = \frac{1}{24} \sum_{h=1}^{24} \frac{|P_h - \hat{P}_h|}{\bar{P}_{24}}$$

dove \bar{P}_{24} è il prezzo medio per un dato giorno e \hat{P}_h è il prezzo stimato per una data ora. MDE è una variante (che evita l'effetto sfavorevole dei prezzi vicini a zero) dell'errore medio in percentuale assoluta:

$$MAPE = \frac{1}{24} \sum_{h=1}^{24} \frac{|P_h - \hat{P}_h|}{P_h}$$

In generale, MDE attribuisce maggiore peso agli errori in un insieme di prezzi alti, mentre il MAPE alle differenze nel campione di prezzi bassi. In modo analogo, l'errore medio settimanale è calcolato come:

$$MWE = \frac{1}{168} \sum_{h=1}^{168} \frac{|P_h - \hat{P}_h|}{\bar{P}_{168}}$$

dove \bar{P}_{168} è il prezzo medio per una data settimana. In aggiunta, la radice dell'errore quadratico medio settimanale è calcolata come la radice quadrata della media delle 168 differenze al quadrato tra i prezzi attuali e quelli stimati/predetti:

$$WRMSE = \sqrt{\frac{1}{168} \sum_{h=1}^{168} (P_h - \hat{P}_h)^2}$$

Quest'ultimo attribuisce perfino maggiore peso alle differenze in una serie di prezzi alti rispetto a MDE e MWE. Tali misure sono importanti perché i picchi di prezzo, piuttosto dei bassi prezzi notturni, portano a perdite finanziarie nella contrattazione dell'elettricità.

Questi indici sono stati applicati ai 3 modelli proposti dagli studiosi Misioerek, Trueck e Weron nel loro articolo di studio e ai 2 modelli da me individuati (un modello SARIMA e un modello ARMA con costante e variabili esogene) per valutare l'affidabilità e l'accuratezza dei risultati di previsione. Nella sezione appendice si trovano tutti i modelli stimati con i relativi parametri e i grafici delle previsioni per la prima settimana fuori dal campione osservato.

GIORNO	MO1	AR	ARX	ARG	ARXG	SAR	MO5	NAIVE
LUNEDI	3,29	4,49	2,02	4,82	2,65	2,09	1,71	5,68
MARTEDI	1,07	4,76	1,86	4,90	2,80	2,21	1,36	3,77
MERCOLEDI	0,79	4,38	1,70	4,51	2,55	2,13	1,12	2,19
GIOVEDI	0,85	4,54	1,59	4,63	2,29	1,63	0,85	2,97
VENERDI	1,62	4,97	2,21	5,08	3,13	1,50	2,05	2,89
SABATO	2,49	4,83	2,65	4,81	3,14	3,69	1,81	8,72
DOMENICA	3,08	7,52	4,46	7,47	5,42	3,58	3,60	10,11

Tabella 6.3 Indice MDE in percentuale per la settimana dal 3 al 9 aprile 2000

La Tabella 6.3 fornisce i valori dell'errore medio giornaliero in percentuale per la settimana dal 3 al 9 aprile 2000: si considerano i giorni della settimana dal lunedì alla domenica, i modelli individuati dagli studiosi americani (MO1, AR, ARX, ARG, ARXG) e quelli proposti da me (SAR, MO5), e per finire un test NAIVE come punto di riferimento per tutte le procedure di previsione. Per il metodo NAIVE è stata utilizzata la seguente procedura: le previsioni vengono confrontate con i 24 prezzi di un giorno simile a quello usato per fare previsioni. Il giorno simile è caratterizzato come segue. Il lunedì è simile al lunedì della settimana precedente e la stessa regola si applica per il

sabato e la domenica; il martedì è simile al giorno prima (lunedì), e la stessa regola si applica per mercoledì, giovedì e venerdì. Il test è valido se gli errori del modello sono più piccoli di quelli dei prezzi del giorno simile.

Osservando i risultati ottenuti si nota che per la prima settimana gli unici modelli che non superano il test sono il modello AR e la sua versione con la componente Garch(1,1) ARG (entrambi 4 volte su 7), ai quali si aggiunge il modello ARXG (con variabile esogena e componente GARCH) che non supera il test nei giorni di mercoledì e venerdì. Il modello MO1 per i giorni di martedì, mercoledì, giovedì e domenica ha prodotto gli errori medi giornalieri più bassi risultando il modello migliore in termini di previsione per la settimana presa in esame; una volta è risultato migliore il modello SAR (venerdì) mentre è stato il modello MO5 a fornire le migliori previsioni per il lunedì, il giovedì e il sabato, quindi 3 volte su 7. Nelle giornate di lunedì, sabato e domenica tutti i modelli hanno fornito delle buone previsioni in quanto gli errori di previsione risultano inferiori a quelli previsti dal test NAIVE.

SETTIMANA	MO1	AR	ARX	ARG	ARXG	SAR	MO5	NAIVE
1	1,87	<u>5,05</u>	2,33	<u>5,16</u>	3,12	2,40	1,77	5,00
2	2,56	8,00	6,59	7,99	6,34	3,51	3,10	8,62
3	4,05	<u>12,45</u>	<u>9,82</u>	<u>12,49</u>	<u>10,25</u>	5,97	4,33	9,74
4	5,02	12,08	8,66	12,04	9,66	8,86	5,14	17,14
5	6,00	10,57	6,98	10,61	8,54	4,81	5,60	19,31
6	2,71	5,92	4,85	5,72	4,78	2,84	3,27	14,70
7	2,70	7,14	5,73	6,81	6,12	3,52	2,89	12,56
8	8,62	17,86	14,35	17,68	16,03	9,23	7,80	62,97
9	3,30	14,47	10,82	14,39	12,71	3,19	4,26	33,22
10	2,01	12,41	11,93	12,65	12,93	2,38	2,31	16,23
11	10,29	25,24	19,10	25,67	22,82	10,44	9,71	35,59
12	3,98	15,68	10,38	16,59	14,39	4,25	3,53	19,41

Tabella 6.4 Indice MWE in percentuale per le prime 12 settimane dal 3 aprile al 19 giugno 2000

In tabella 6.4 vengono invece riportati gli errori medi settimanali in percentuale osservati per un periodo di 12 settimane dal 3 aprile al 19 giugno del 2000. Rispetto all'indice giornaliero, l'MWE confronta i 168 prezzi di una settimana riferiti a ciascun modello, quindi 24 prezzi per giorno corrispondenti al prezzo rilevato per ogni singola ora, con le rispettive previsioni calcolate su base giornaliera allargando il campione di volta in volta. Facendo un esempio, presa una data settimana si prevede il prezzo per il lunedì considerando le osservazioni fino a domenica, per il martedì il campione viene allargato comprendendo anche le osservazioni del lunedì e così via per tutta la settimana. Si noti che il test NAIVE è stato calcolato considerando i dati di prezzo mentre per i 7 modelli in esame si è considerata come variabile dipendente il logaritmo del prezzo, utilizzata anche per le previsioni.

Analizzando in dettaglio i risultati ottenuti si può affermare che i modelli non hanno problemi nel superare il test, ovvero che gli errori di previsione per i vari modelli risultano inferiori a quelli del NAIVE. Solo nella prima e nella terza settimana i modelli AR, ARX e le loro versioni con la componente GARCH hanno prodotto degli errori di previsione leggermente più elevati rispetto al test di riferimento. Il modello MO1 è risultato il migliore in termini di previsione per 6 settimane su 12, seguito dal modello MO5 che ha prodotto per 4 volte i più bassi errori di previsione (1°, 8°, 11° e 12° settimana) mentre il modello SAR è risultato il migliore modello previsivo per la 5° e la 9° settimana. Le indicazioni che emergono da questo indice sono simili a quelle fornite dall'indice giornaliero dove è il modello MO1 che sembra fornire le migliori previsioni in termini di errore per il giorno o la settimana considerata.

Nella tabella 6.5 infine viene rappresentato l'ultimo indice di riferimento per le previsioni settimanali, il WRMSE, che rispetto al precedente indice considera le differenze al quadrato tra i prezzi osservati e quelli previsti. L'arco temporale è sempre di 12 settimane e si analizzano gli stessi modelli considerati anche per gli indici MDE e MWE. Dato che quest'ultimo indicatore è calcolato in modo analogo al MWE (in aggiunta ci sono la radice quadrata e le differenze al quadrato) quindi ci si aspetta di ottenere risultati pressoché simili in termini di errori di previsione.

SETTIMANA	MO1	AR	ARX	ARG	ARXG	SAR	MO5	NAIVE
1	0,09	0,25	0,12	0,25	0,15	0,10	0,08	2,06
2	0,12	0,43	0,30	0,43	0,33	0,15	0,14	2,93
3	0,17	0,59	0,44	0,59	0,49	0,25	0,18	3,20
4	0,19	0,60	0,44	0,60	0,49	0,36	0,21	5,59
5	0,25	0,49	0,33	0,49	0,40	0,22	0,24	8,55
6	0,12	0,28	0,21	0,28	0,22	0,13	0,14	6,15
7	0,13	0,32	0,24	0,30	0,25	0,17	0,15	6,41
8	0,57	1,00	0,76	0,99	0,87	0,56	0,50	97,98
9	0,17	0,63	0,46	0,63	0,54	0,17	0,20	30,35
10	0,10	0,54	0,49	0,55	0,53	0,12	0,11	12,95
11	0,63	1,47	1,06	1,49	1,28	0,61	0,58	99,88
12	0,20	0,79	0,49	0,83	0,68	0,23	0,20	27,66

Tabella 6.5 Indice WRMSE per le prime 12 settimane dal 3 aprile al 19 giugno 2000

I risultati ottenuti mostrano che dai modelli sono state ottenute delle misure di errore molto piccole rispetto al valore del test NAIVE, quindi i modelli considerati non hanno problemi per nessuna settimana nel superare questo test. Rispetto a prima, il modello MO1 è risultato migliore in termini di previsione per 8 settimane su 12 (nell'indice MWE era 6 volte su 12), il modello MO5 è preferibile invece 4 volte su 12 (lo stesso risultato si era ottenuto per MWE) mentre il modello SAR ha prodotto gli errori più bassi per la 5° e la 9° settimana (2 volte anche in MWE). Anche questo indice dà un'ulteriore conferma della bontà del modello MO1 che è risultato in assoluto il migliore sia in termini di errori giornalieri che settimanali.

In questa sezione si è voluto valutare la performance di previsione di modelli lineari in base a tre indicatori statistici sia su base giornaliera che su base settimanale; in termini di errori di previsione, i modelli che meglio rappresentano la serie intera dei prezzi del mercato della California sono il modello MO1, il SAR e il MO5. Per avere delle performance migliori bisognerebbe adottare dei modelli non lineari ma questo non è un argomento di studio che verrà trattato in questa tesi.

8. CONCLUSIONI

All'inizio di questa tesi si è discusso della riforma energetica che è intervenuta nel corso degli anni 90 un po' nei principali mercati mondiali che ha permesso di passare da una situazione di monopolio di poche aziende pubbliche ad un contesto di mercati liberalizzati con la privatizzazione del settore. Con l'introduzione dei mercati concorrenziali in cui si scambiavano energia elettrica, gas e petrolio si osservava anche una consistente volatilità di prezzo, il quale a sua volta veniva determinato dall'incrocio tra le curve di domanda e di offerta.

Successivamente si sono passati in rassegna i principali mercati attivi su scala mondiale: prima si sono analizzati il funzionamento e l'organizzazione del mercato nazionale italiano, poi sono stati presi, in rappresentanza del contesto europeo, i primi mercati che hanno iniziato lo scambio di energia e in cui si registrano i maggiori volumi scambiati; tra questi vanno menzionati il mercato di Inghilterra e Galles (prima UKPX e poi APX), il mercato Nordico (Nord Pool), il mercato Spagnolo (OMEL), quello Tedesco (EEX) e il mercato della Polonia (PolPX). Al di fuori del panorama europeo, si colloca il mercato elettrico della California su cui è focalizzata l'analisi di questa tesi.

E' sembrato utile, prima di iniziare ad analizzare i dati di prezzo di un mercato importante come quello Californiano, considerare i fattori economici, fisici e ambientali che incidono sulla variazione dei prezzi dell'energia elettrica e le principali caratteristiche che si possono osservare nel tempo all'interno di una serie storica di prezzi. All'origine della formazione e della variazione di prezzo, in accordo con i principali studiosi ed esperti del settore, sono responsabili quattro fattori: la stagionalità, la volatilità, il mean-reverting e i jumps.

Si è scelto l'approccio statistico basato sui modelli lineari di serie storiche per analizzare i prezzi e fare delle previsioni di breve termine, da alcune ore ad alcuni giorni, per il mercato intragiornaliero dell'energia elettrica della California (CalPX). I modelli che dovrebbero rappresentare al meglio i prezzi orari del mercato appartengono a quattro categorie: modelli di tipo ARMA, modelli ARIMA stagionali (SARIMA), modelli tipo ARMAX (o definiti come una funzione di trasferimento) e modelli autoregressivi GARCH per la varianza condizionale. Tra questi modelli si è cercato di

individuare uno o più che avessero le caratteristiche per adattarsi bene ai dati utilizzati e per fornire delle buone previsioni puntuali in termini di errori di previsione per il mercato CalPX.

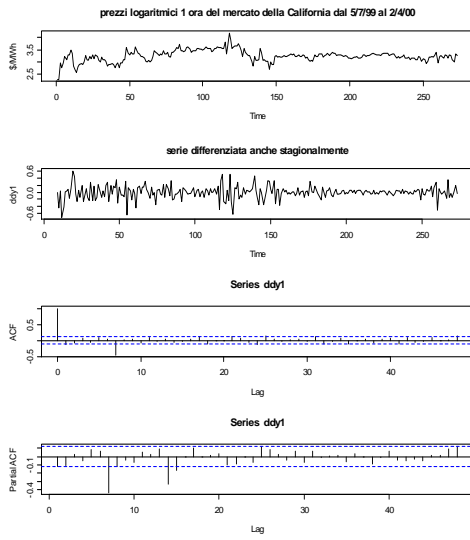
Utilizzando come traccia un articolo proposto da Misiorek, Trueck e Weron del 2006 incentrato sul confronto tra modelli lineari e non per la previsione dei prezzi spot dell'elettricità, si sono raccolti i dati relativi al prezzo, al carico e alla previsione di carico per il mercato Californiano per il periodo 5 luglio 1999 – 2 aprile 2000. Si è preferito operare una trasformazione logaritmica del prezzo considerato per ottenere una varianza più stabile. Tramite i software E-Views ed R sono state effettuate delle analisi descrittive sulle singole serie, quindi 24 serie di prezzo per ciascuna ora del giorno, e sulla serie completa comprendente 6.552 osservazioni. Per ciascuna serie oraria è stato individuato un modello appartenente alla classe SARIMA mentre per la serie completa si è preferito adottare un modello tipo SARIMA ma con componente GARCH(1,1).

Rispetto all'analisi condotta dagli studiosi americani, nelle previsioni si sono considerati solo dei modelli lineari, quindi tralasciando eventuali componenti non lineari, e si sono posti a confronto sia i modelli proposti da loro (MO1, AR, ARG, ARX, ARXG) che due modelli derivanti dalle mie analisi (SAR e MO5). Sono stati adottati tre indicatori statistici (o misure di errore) per prevedere il comportamento della variabile prezzo, sia su base giornaliera che su base settimanale. Dai risultati emerge che è stato il modello MO1, dove si è fatto dipendere il logaritmo del prezzo da un modello di tipo ARMA con costante e variabile esogena, a fornire le migliori previsioni in termini di più piccoli errori previsivi. Non sono da escludere anche i modelli SAR e MO5 che hanno mostrato un buon adattamento ai dati e hanno fornito delle buone previsioni per alcune delle settimane considerate.

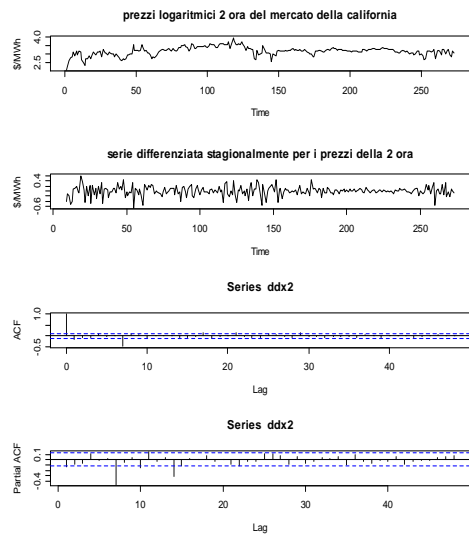
Non è stato possibile giungere alle stesse conclusioni fornite dagli autori americani in quanto nella tesi non viene affrontata la dinamica non lineare, che sembrerebbe adattarsi meglio al campione di dati utilizzati. Nonostante i modelli utilizzati in questa tesi non considerino completamente le caratteristiche dei prezzi elettrici, in particolare alcune non linearità nel processo per la media condizionale, il lavoro svolto può essere visto come un primo passo verso la ricerca di modelli più sofisticati che siano in grado di cogliere eventuali non linearità nel processo generatore dei dati.

APPENDICE

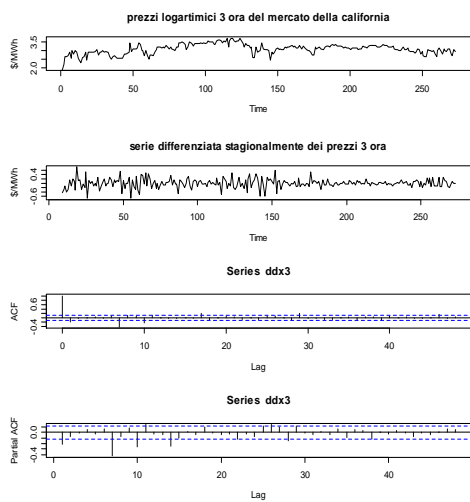
Serie x1



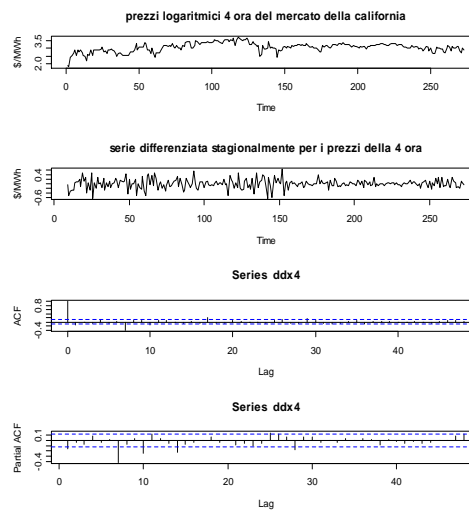
Serie x2



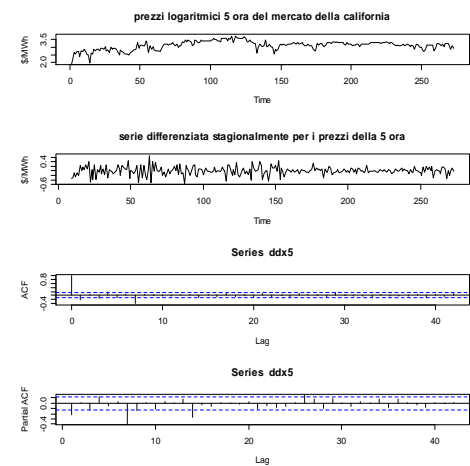
Serie x3



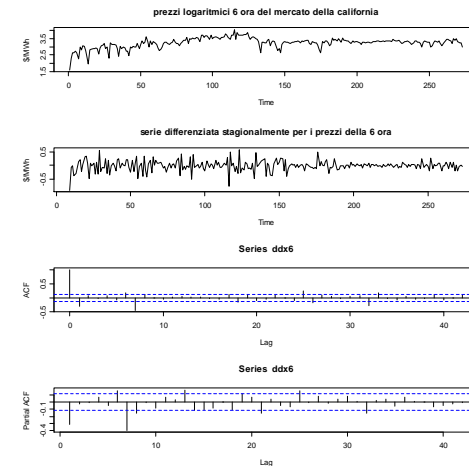
Serie x4



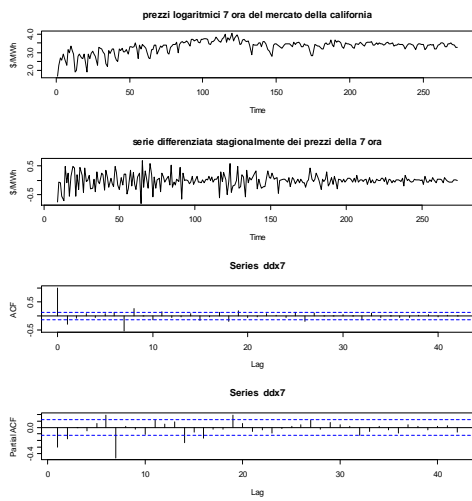
Serie x5



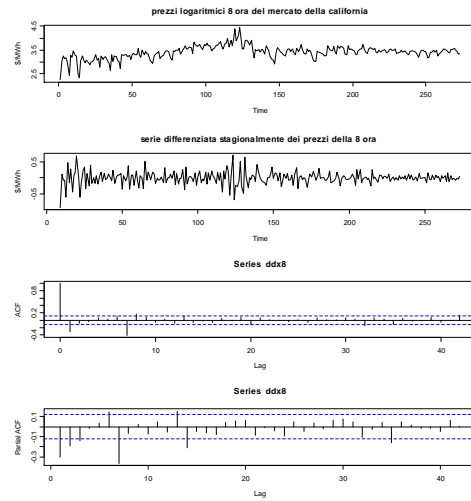
Serie x6



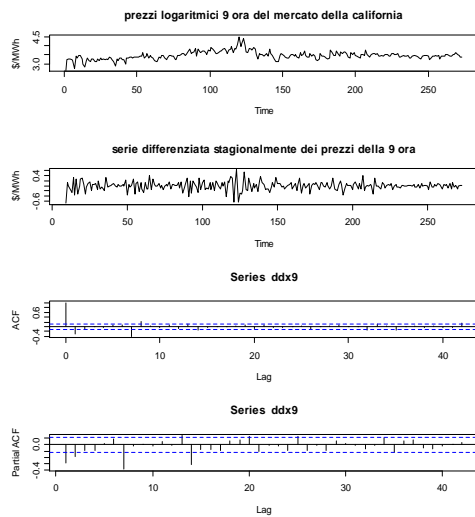
Serie x7



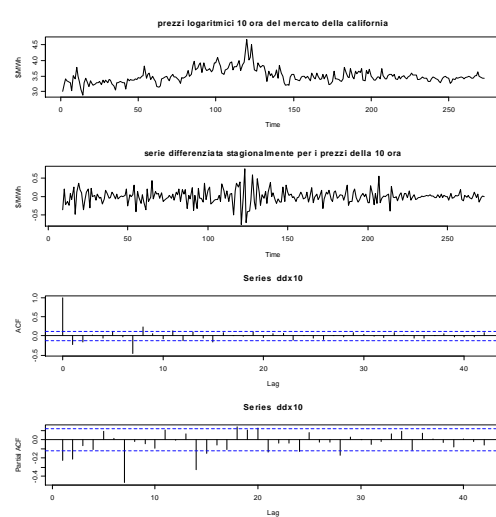
Serie x8



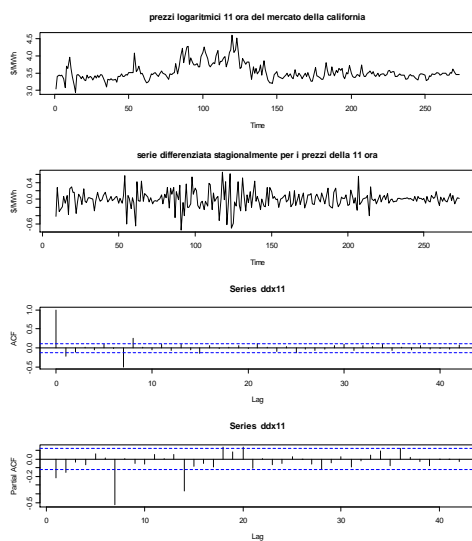
Serie x9



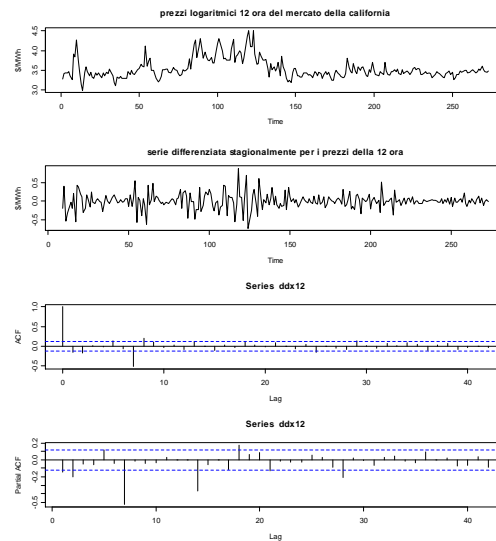
Serie x10



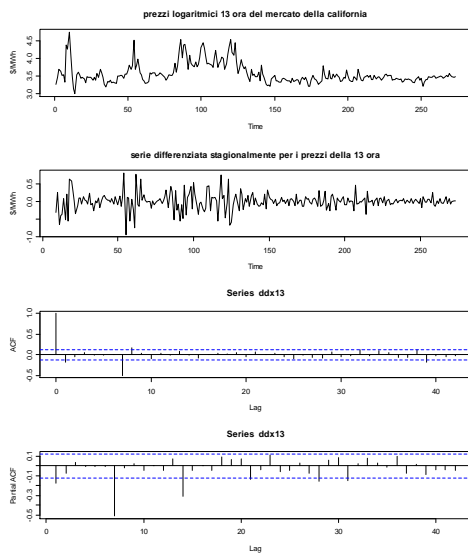
Serie x11



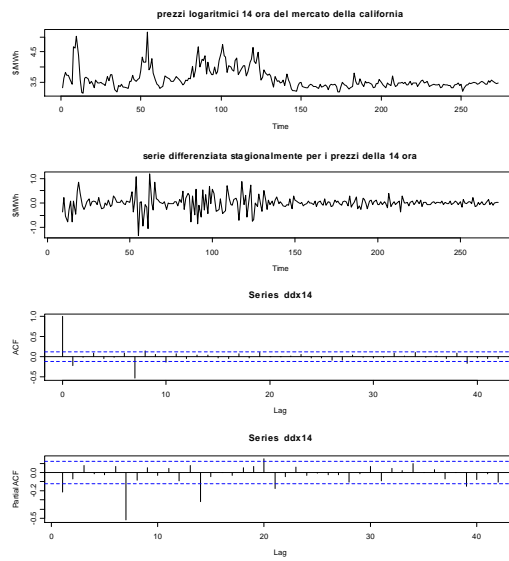
Serie x12



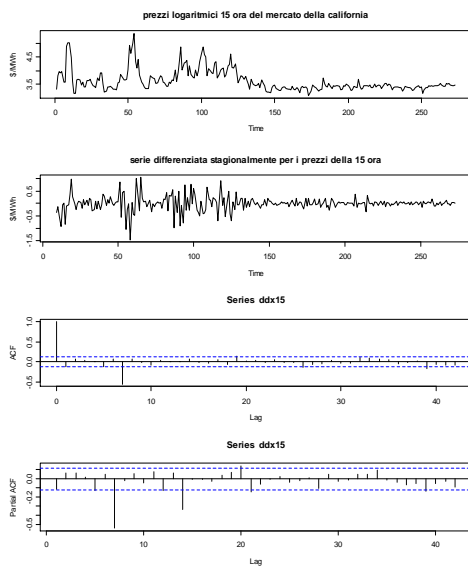
Serie x13



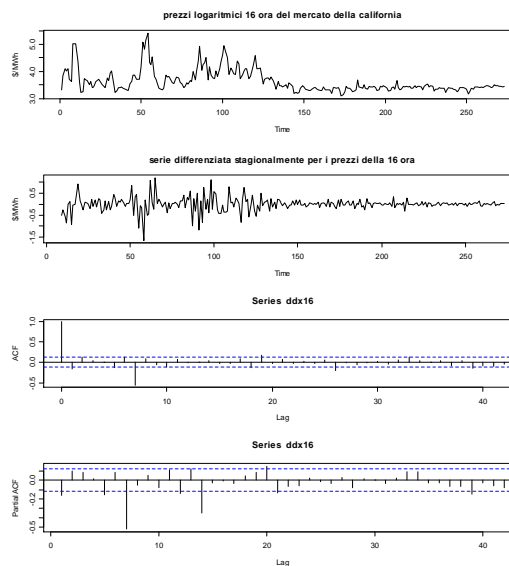
Serie x14



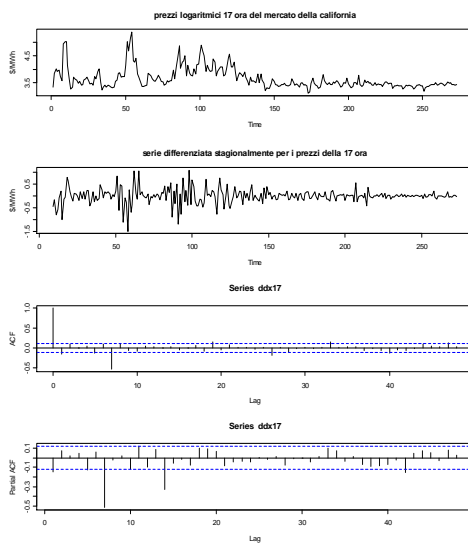
Serie x15



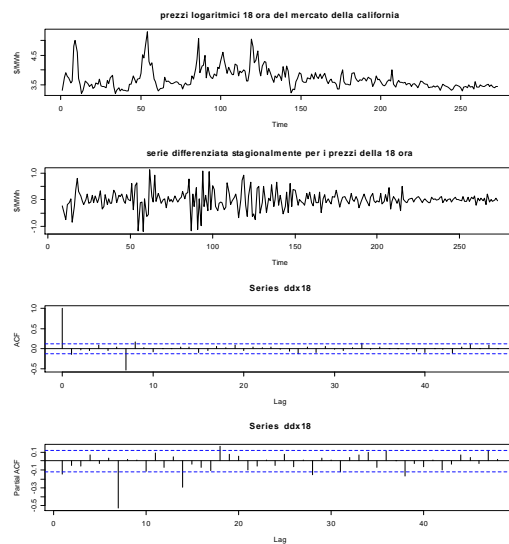
Serie x16



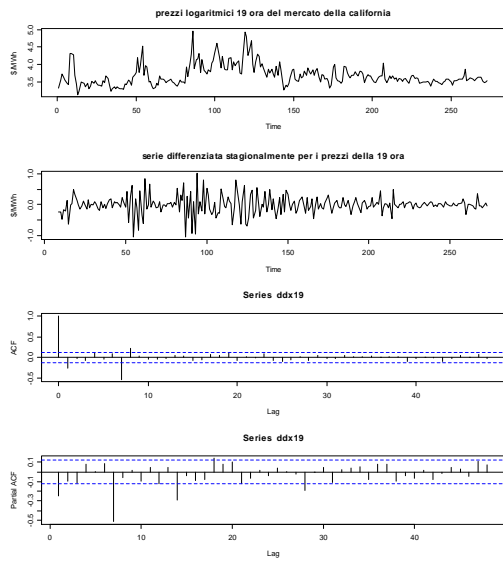
Serie x17



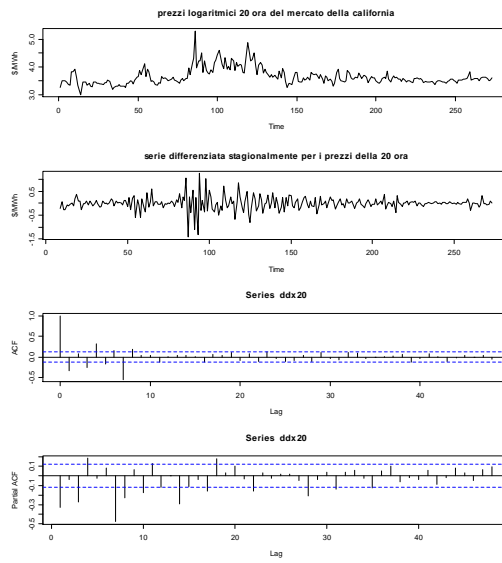
Serie x18



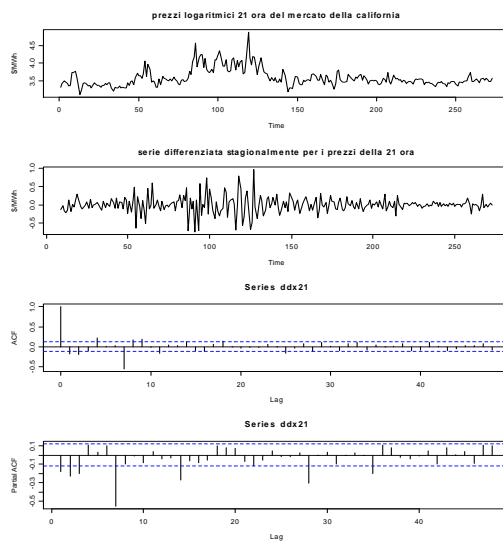
Serie x19



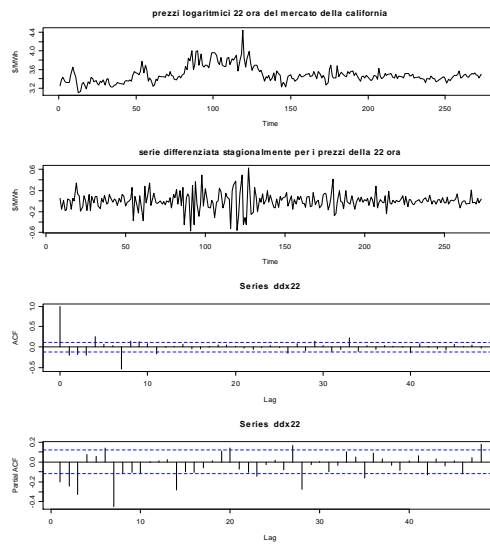
Serie x20



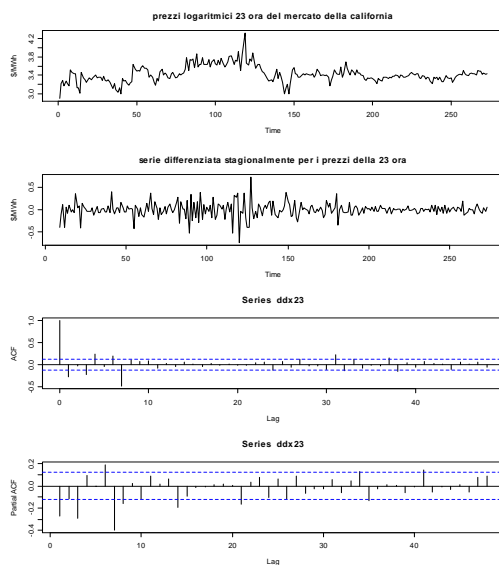
Serie x21



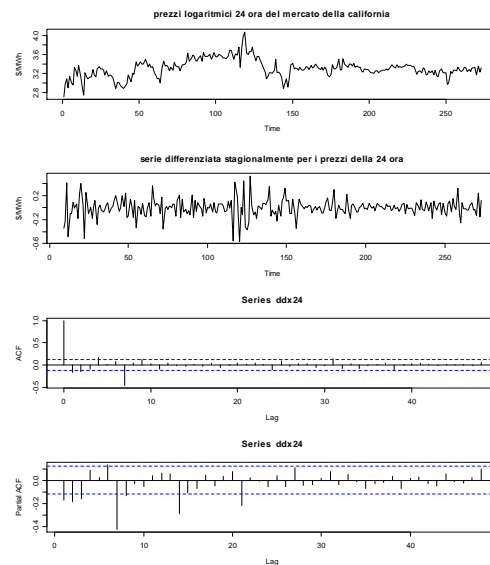
Serie x22



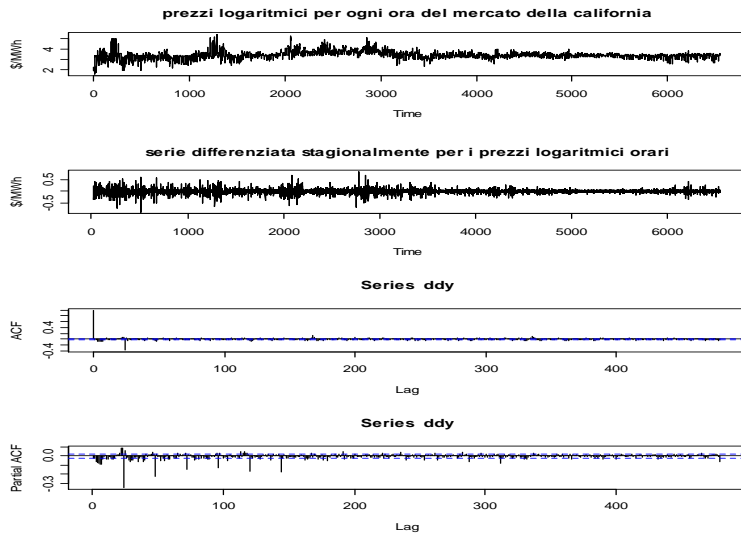
Serie x23



Serie x24



Serie Intera

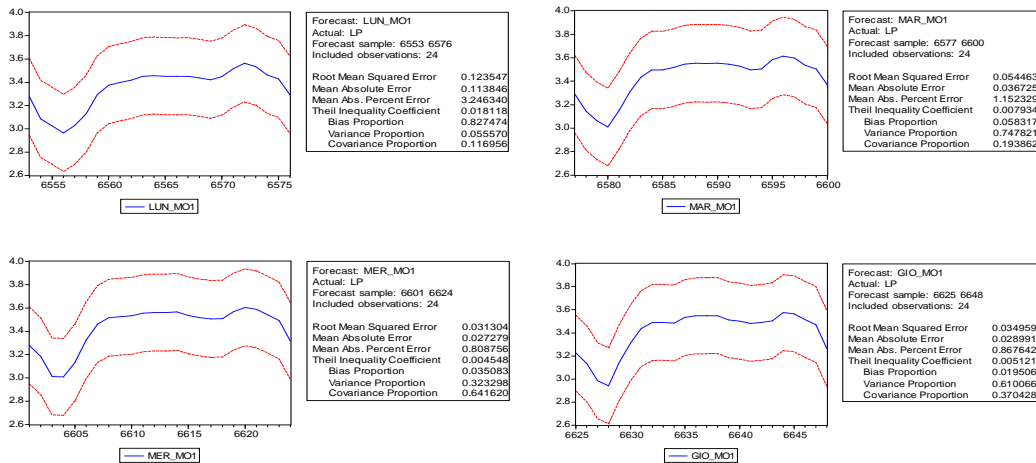


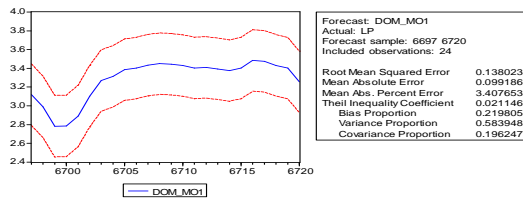
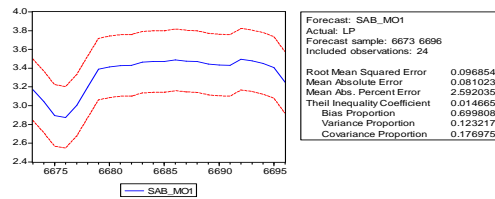
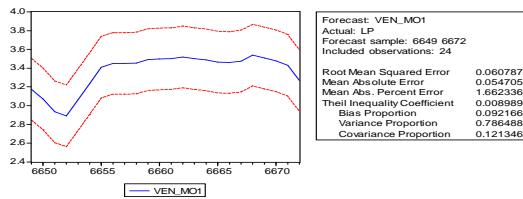
1° Modello Stimato

Dependent Variable: LP
 Method: Least Squares
 Date: 04/18/07 Time: 01:45
 Sample(adjusted): 169 6552
 Included observations: 6384 after adjusting endpoints
 Convergence achieved after 11 iterations

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	3.168800	0.026064	121.5762	0.0000
MINIMO	0.013250	0.000649	20.42007	0.0000
AR(24)	0.590350	0.012264	48.13671	0.0000
AR(48)	0.135242	0.012206	11.08034	0.0000
AR(168)	0.178156	0.008755	20.34968	0.0000
R-squared	0.761871	Mean dependent var	3.448545	
Adjusted R-squared	0.761722	S.D. dependent var	0.338606	
S.E. of regression	0.165287	Akaike info criterion	-0.761490	
Sum squared resid	174.2719	Schwarz criterion	-0.756194	
Log likelihood	2435.676	F-statistic	5102.254	
Durbin-Watson stat	0.229627	Prob(F-statistic)	0.000000	

Previsioni giornaliere per la settimana dal 3 al 9 aprile 2000



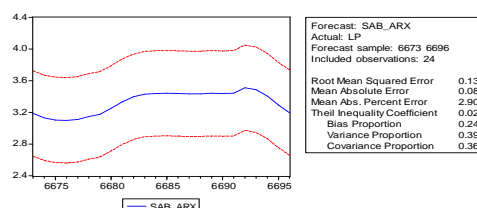
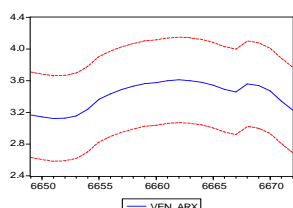
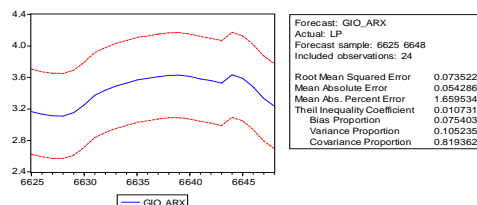
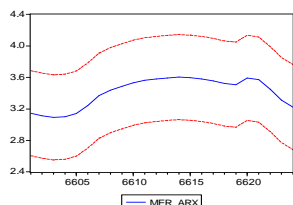
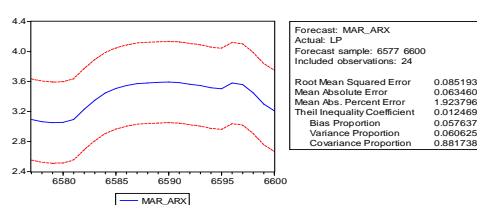
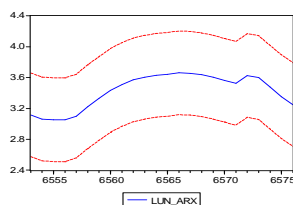


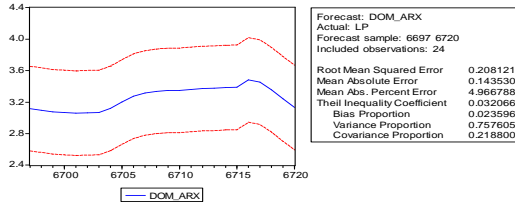
2° Modello Stimato

Dependent Variable: LP
Method: Least Squares
Date: 04/06/07 Time: 01:13
Sample: 1 6552
Included observations: 6552

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	2.212023	0.020182	109.6027	0.0000
PREVISIONE	4.55E-05	7.14E-07	63.75026	0.0000
DLUN	0.029272	0.009907	2.954849	0.0031
DSAB	0.032793	0.010080	3.253197	0.0011
DDOM	0.046322	0.010194	4.544025	0.0000
R-squared	0.393589	Mean dependent var	3.440739	
Adjusted R-squared	0.393219	S.D. dependent var	0.347844	
S.E. of regression	0.270957	Akaike info criterion	0.227052	
Sum squared resid	0.486.6669	Schwarz criterion	0.232232	
Log likelihood	-738.8228	F-statistic	1062.327	
Durbin-Watson stat	0.106457	Prob(F-statistic)	0.000000	

Previsioni giornaliere per la settimana dal 3 al 9 aprile 2000





2° Modello con componente Garch(1,1)

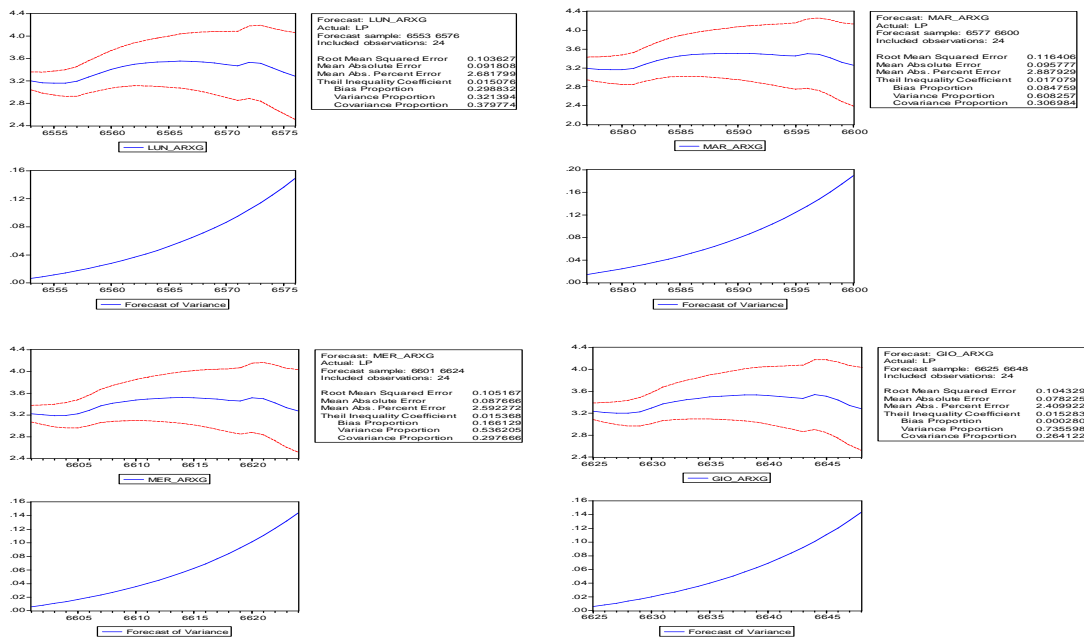
Dependent Variable: LP
 Method: ML - ARCH (Marquardt)
 Date: 04/10/07 Time: 13:44
 Sample: 1 6552
 Included observations: 6552
 Convergence achieved after 49 iterations
 Variance backcast: ON

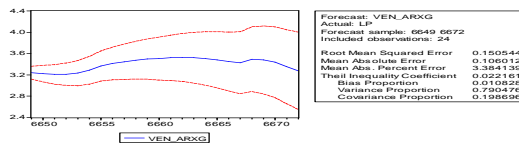
	Coefficient	Std. Error	z-Statistic	Prob.
C	2.617507	0.005470	478.5013	0.0000
PREVISIONE	2.95E-05	1.92E-07	153.1593	0.0000
DLUN	0.017957	0.002903	6.185494	0.0000
DSAB	0.030477	0.002339	13.02714	0.0000
DDOM	0.024111	0.002263	10.65281	0.0000

Variance Equation				
	Coefficient	Std. Error	z-Statistic	Prob.
C	0.001978	7.11E-05	27.82004	0.0000
ARCH(1)	0.980643	0.032268	30.39014	0.0000
GARCH(1)	0.095726	0.008370	11.43724	0.0000

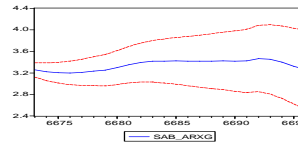
R-squared	0.338183	Mean dependent var	3.440739
Adjusted R-squared	0.337475	S.D. dependent var	0.347844
S.E. of regression	0.283130	Akaike info criterion	-1.041984
Sum squared resid	524.5844	Schwarz criterion	-1.033696
Log likelihood	3421.539	F-statistic	477.7033
Durbin-Watson stat	0.107296	Prob(F-statistic)	0.000000

Previsioni giornaliere per la settimana dal 3 al 9 aprile 2000

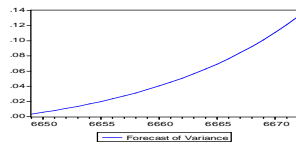




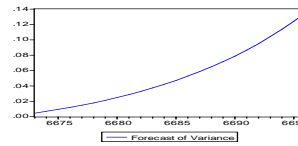
Forecast: VEN_ARXG
Actual: LP
Forecast sample: 6649 6672
Included observations: 24
Root Mean Squared Error 0.150544
Mean Absolute Error 0.105912
Mean Abs. Percent Error 3.384139
Theil Inequality Coefficient 0.022161
Bias Proportion 0.010825
Variance Proportion 0.790476
Covariance Proportion 0.190696



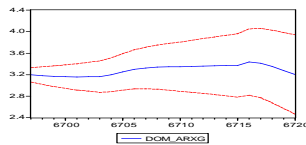
Forecast: SAB_ARXG
Actual: LP
Forecast sample: 6673 6696
Included observations: 24
Root Mean Squared Error 0.172297
Mean Absolute Error 0.105134
Mean Abs. Percent Error 3.480986
Theil Inequality Coefficient 0.026913
Bias Proportion 0.267449
Variance Proportion 0.587249
Covariance Proportion 0.145302



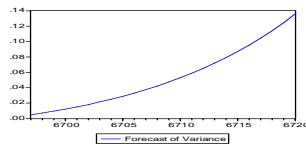
Forecast of Variance



Forecast of Variance



Forecast: DOM_ARXG
Actual: LP
Forecast sample: 6697 6720
Included observations: 24
Root Mean Squared Error 0.259772
Mean Absolute Error 0.174433
Mean Abs. Percent Error 6.051614
Theil Inequality Coefficient 0.038456
Bias Proportion 0.095468
Variance Proportion 0.835844
Covariance Proportion 0.098288



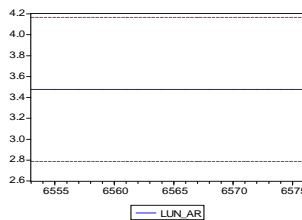
Forecast of Variance

3° Modello Stimato

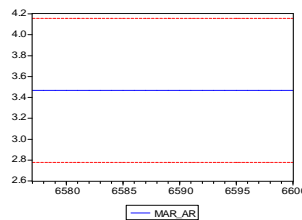
Dependent Variable: LP
Method: Least Squares
Date: 04/10/07 Time: 13:49
Sample: 1 6552
Included observations: 6552

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	3.467291	0.005637	615.0798	0.0000
DLUN	0.009862	0.012605	0.782424	0.4340
DSAB	-0.087588	0.012605	-6.948671	0.0000
DDOM	-0.108138	0.012605	-8.578968	0.0000
R-squared	0.017155	Mean dependent var	3.440739	
Adjusted R-squared	0.016705	S.D. dependent var	0.347844	
S.E. of regression	0.344927	Akaike info criterion	0.709640	
Sum squared resid	779.0442	Schwarz criterion	0.713784	
Log likelihood	-2320.781	F-statistic	38.09780	
Durbin-Watson stat	0.108909	Prob(F-statistic)	0.000000	

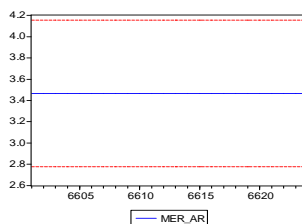
Previsioni giornaliere per la settimana dal 3 al 9 aprile 2000



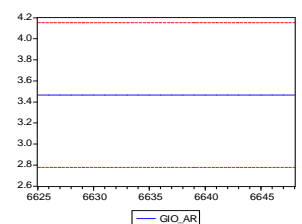
Forecast: LUN_AR
Actual: LP
Forecast sample: 6553 6576
Included observations: 24
Root Mean Squared Error 0.199968
Mean Absolute Error 0.155430
Mean Abs. Percent Error 4.702579
Theil Inequality Coefficient 0.028799
Bias Proportion 0.006737
Variance Proportion 0.993263
Covariance Proportion 0.000000



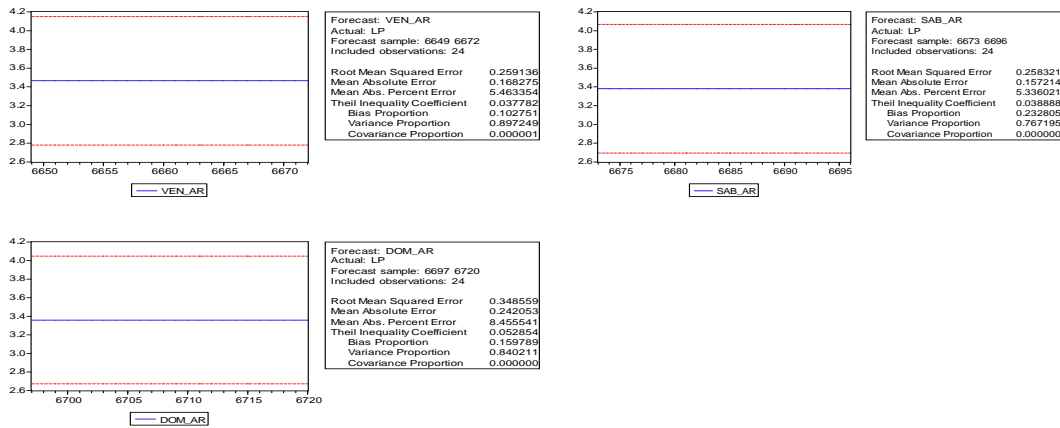
Forecast: MAR_AR
Actual: LP
Forecast sample: 6577 6600
Included observations: 24
Root Mean Squared Error 0.225458
Mean Absolute Error 0.162832
Mean Abs. Percent Error 5.085331
Theil Inequality Coefficient 0.032702
Bias Proportion 0.044055
Variance Proportion 0.955945
Covariance Proportion 0.000000



Forecast: MER_AR
Actual: LP
Forecast sample: 6601 6624
Included observations: 24
Root Mean Squared Error 0.198487
Mean Absolute Error 0.150698
Mean Abs. Percent Error 4.604967
Theil Inequality Coefficient 0.028717
Bias Proportion 0.019643
Variance Proportion 0.980357
Covariance Proportion 0.000000



Forecast: GIO_AR
Actual: LP
Forecast sample: 6625 6648
Included observations: 24
Root Mean Squared Error 0.218465
Mean Absolute Error 0.154692
Mean Abs. Percent Error 4.841398
Theil Inequality Coefficient 0.031739
Bias Proportion 0.068206
Variance Proportion 0.931794
Covariance Proportion 0.000000



3° Modello con componente Garch(1,1)

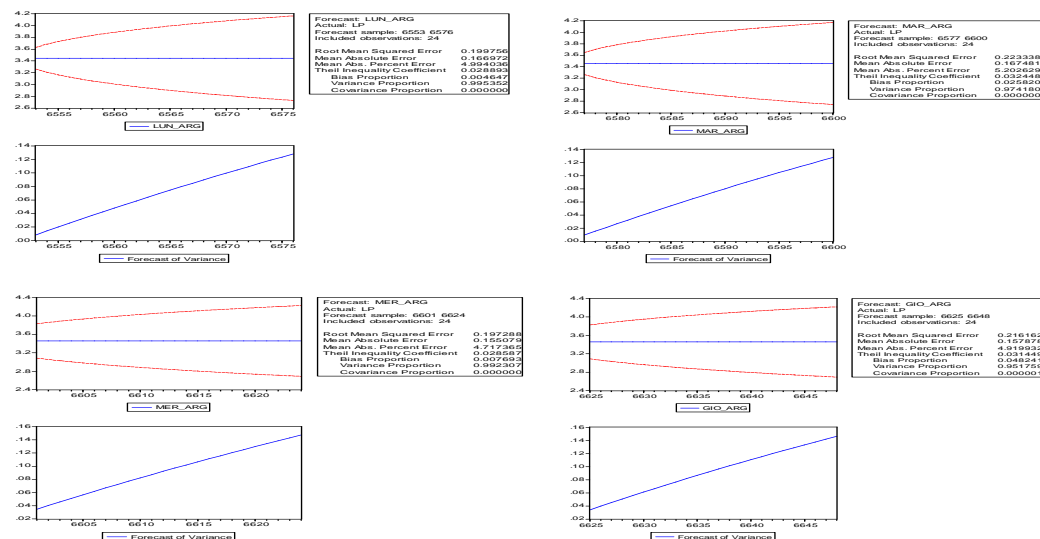
Dependent Variable: LP
 Method: ML - ARCH (Marquardt)
 Date: 04/10/07 Time: 13:51
 Sample: 1 6552
 Included observations: 6552
 Convergence achieved after 151 iterations
 Variance backcast: ON

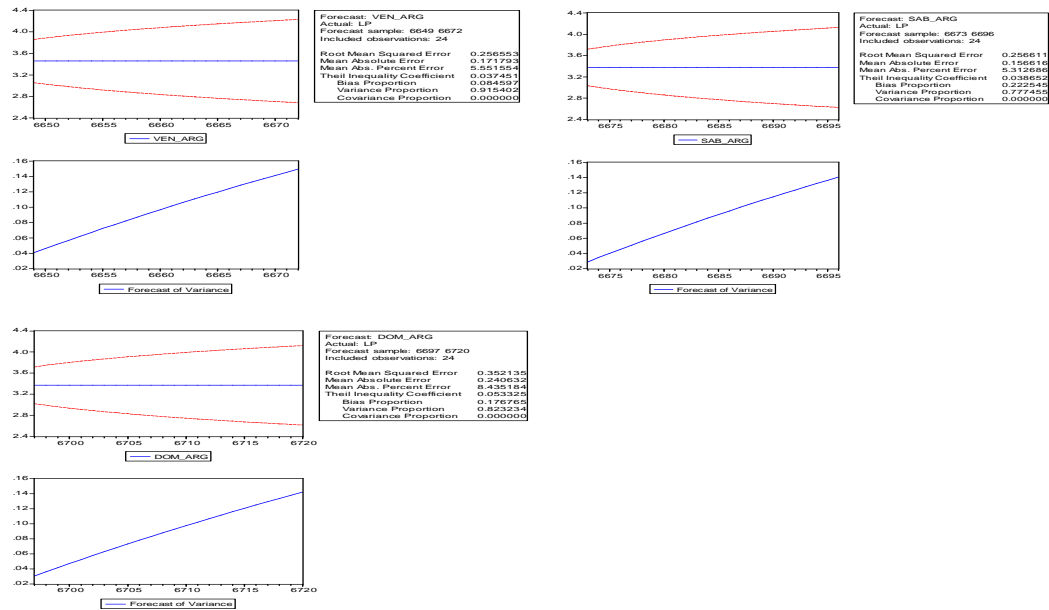
	Coefficient	Std. Error	z-Statistic	Prob.
C	3.455787	0.001822	1896.545	0.0000
DLUN	-0.008665	0.004041	-2.144244	0.0320
DSAB	-0.079945	0.004334	-18.44406	0.0000
DDOM	-0.088762	0.003909	-22.70690	0.0000

Variance Equation				
C	0.005901	0.000144	41.03852	0.0000
ARCH(1)	1.013870	0.034504	29.38398	0.0000
GARCH(1)	-0.023978	0.002446	-9.804751	0.0000

R-squared	0.015374	Mean dependent var	3.440739
Adjusted R-squared	0.014472	S.D. dependent var	0.347844
S.E. of regression	0.345318	Akaike info criterion	-0.536721
Sum squared resid	780.4558	Schwarz criterion	-0.529470
Log likelihood	1765.299	F-statistic	17.03272
Durbin-Watson stat	0.108301	Prob(F-statistic)	0.000000

Previsioni giornaliere per il 3° modello con Garch(1,1)





4° Modello con componente Garch(1,1)

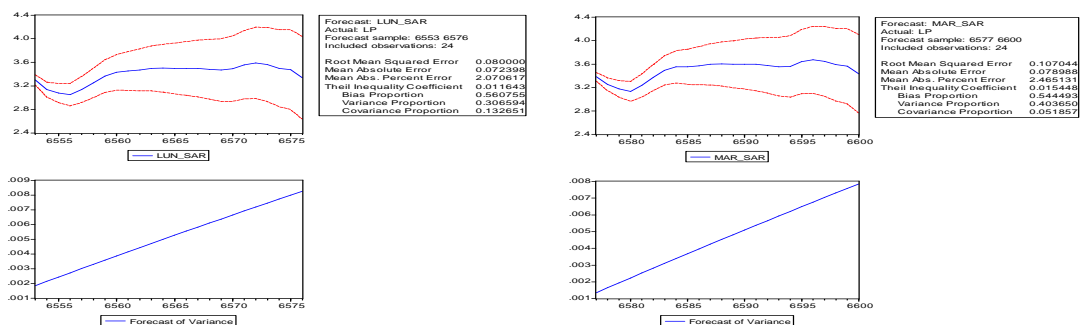
Dependent Variable: D(LP,0,0)
 Method: ML - ARCH (Marquardt)
 Date: 04/12/07 Time: 16:24
 Sample(adjusted): 170 6552
 Included observations: 6383 after adjusting endpoints
 Convergence achieved after 22 iterations
 Variance backcast: ON

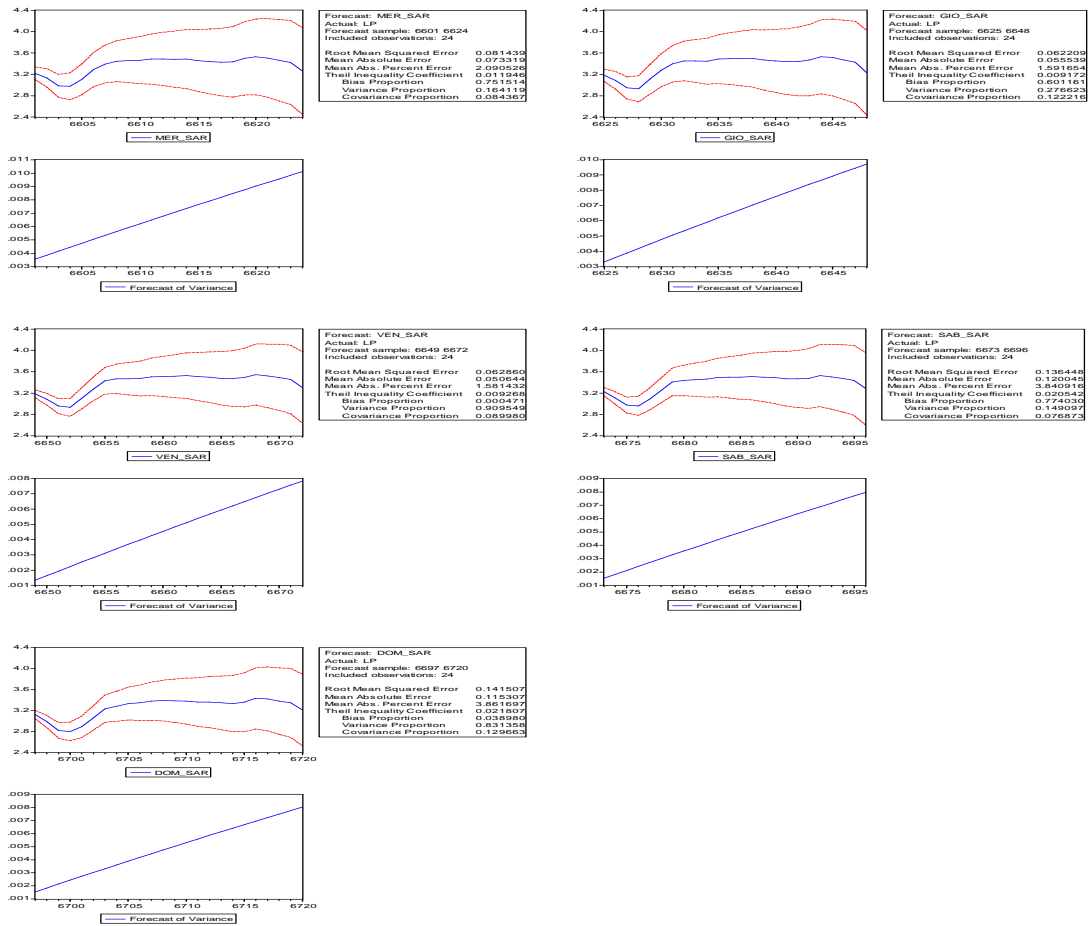
	Coefficient	Std. Error	z-Statistic	Prob.
AR(24)	0.393587	0.005854	67.23774	0.0000
AR(48)	0.202550	0.006388	31.70767	0.0000
AR(168)	0.247100	0.005376	45.96592	0.0000

Variance Equation				
	Coefficient	Std. Error	z-Statistic	Prob.
C	0.000300	1.25E-05	24.04784	0.0000
ARCH(1)	0.276699	0.008156	33.92748	0.0000
GARCH(1)	0.718893	0.006463	111.2356	0.0000

R-squared	0.523870	Mean dependent var	3.75E-06
Adjusted R-squared	0.523497	S.D. dependent var	0.110661
S.E. of regression	0.076388	Akaike info criterion	-2.637540
Sum squared resid	37.21082	Schwarz criterion	-2.631184
Log likelihood	8423.709	Durbin-Watson stat	1.926732

Previsioni giornaliere per la settimana dal 3 al 9 aprile 2000



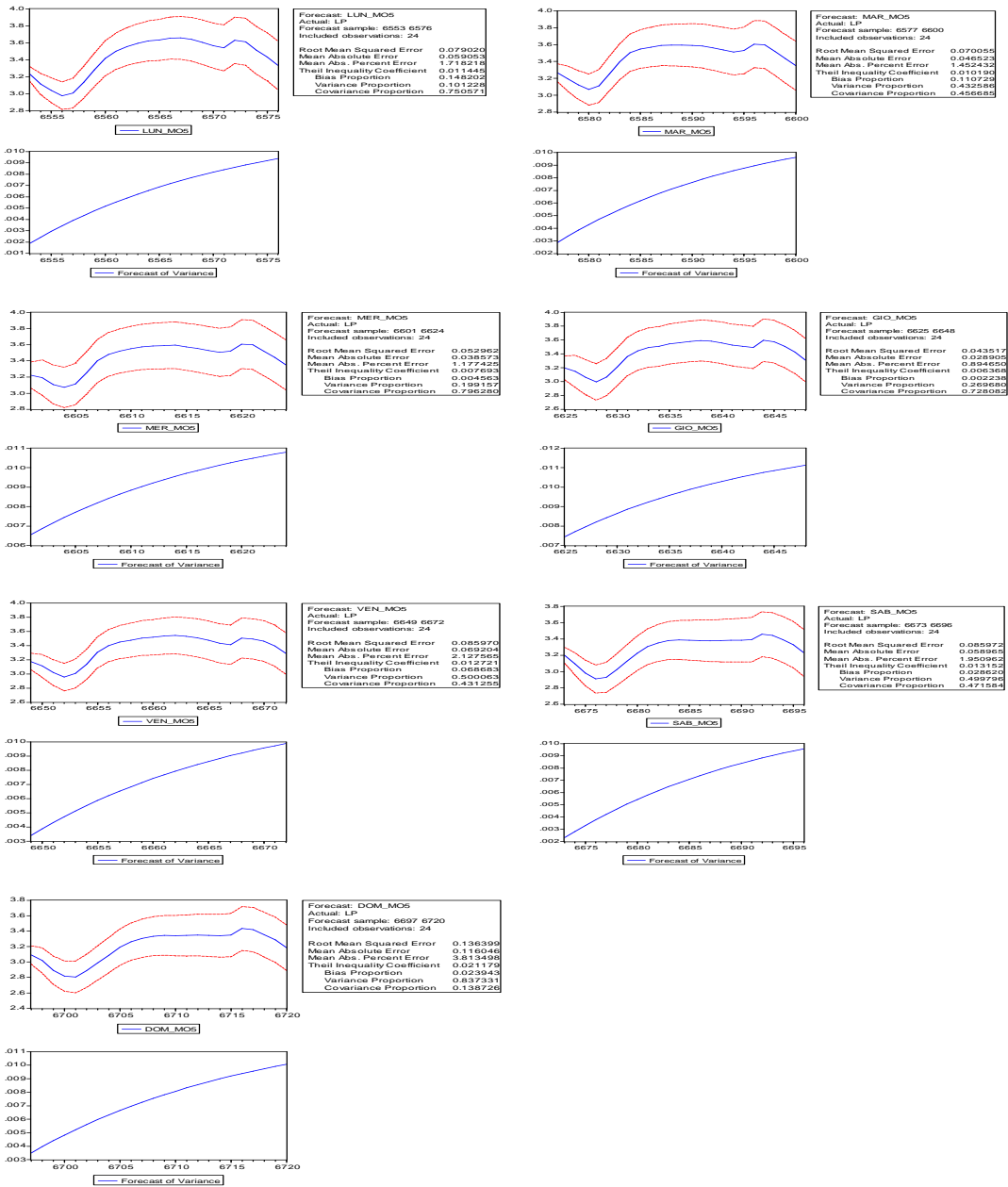


5° Modello con componente Garch(1,1)

Dependent Variable: LP
 Method: ML - ARCH (Marquardt)
 Date: 04/18/07 Time: 01:30
 Sample(adjusted): 169 6552
 Included observations: 6384 after adjusting endpoints
 Convergence achieved after 38 iterations
 MA backcast: 168, Variance backcast: ON

	Coefficient	Std. Error	z-Statistic	Prob.
C	2.197756	0.042218	52.05734	0.0000
MINIMO	0.007025	0.000455	15.44868	0.0000
PREVISIONE	3.83E-05	5.22E-07	73.25101	0.0000
AR(1)	0.610589	0.006791	89.91730	0.0000
AR(24)	0.211708	0.004680	45.23871	0.0000
AR(48)	0.068525	0.004219	16.24398	0.0000
AR(168)	0.090250	0.003469	26.01381	0.0000
MA(1)	0.267537	0.015666	17.07720	0.0000
Variance Equation				
C	0.000638	2.30E-05	27.70751	0.0000
ARCH(1)	0.366877	0.011866	30.91945	0.0000
GARCH(1)	0.582545	0.009396	61.99817	0.0000
R-squared	0.944093	Mean dependent var	3.448545	
Adjusted R-squared	0.944006	S.D. dependent var	0.338606	
S.E. of regression	0.080125	Akaike info criterion	-2.584706	
Sum squared resid	40.91462	Schwarz criterion	-2.573055	
Log likelihood	8261.381	F-statistic	10762.06	
Durbin-Watson stat	1.687239	Prob(F-statistic)	0.000000	

Previsioni giornaliere per la settimana dal 3 al 9 aprile 2000



BIBLIOGRAFIA

- [1] Tommaso Di Fonzo, Francesco Lisi “Complementi di statistica economica – Analisi delle serie storiche univariate”, Cleup Editrice – Padova
- [2] Wei W. W. (1990): “Time series analysis: univariate and multivariate methods”, Addison-Wesley, Reading, MA.
- [3] Tsay R. (2002): “Analysis of financial time series”, Wiley, New York
- [4] Wiley Finance “Modeling and forecasting electricity loads and prices – A statistical Approach”, Rafal Weron
- [5] Adam Misiorek, Stefan Trueck, Rafal Weron “Point and Interval Forecasting of Spot Electricity Prices: Linear vs. Non-Linear Time Series Models”, Studies in Nonlinear Dynamics & Econometrics (Volume 10, Issue 3 2006, Article 2)
- [6] Derek W. Bunn and Nektaria Karakatsani “Forecasting Electricity Prices”, London Business School 2003 v1
- [7] S. Barsali, P. Pelacchi, D. Poli, M. Benini, M. Gallanti “Il sistema elettrico californiano – Struttura e procedure di gestione”, AEI Volume 77/2000
- [8] M. Benini, A. Venturini, M. Marracci, P. Pelacchi “Volatilità del prezzo dell’energia elettrica nel mercato principale del giorno prima”, AEI Volume 79 (2002)
- [9] Giallombardo Federica “Italian power exchange: analisi e previsione dei prezzi dell’elettricità”, Biblioteca di Scienze Statistiche (2005)
- [10] Canella Francesco “Modellazione dei prezzi dell’energia elettrica: un esempio”, Biblioteca di Scienze Statistiche (2003)
- [11] De Cao Elisabetta “Il mercato dell’energia elettrica”, Biblioteca di Scienze Statistiche (2003)

[12] Pasinato Filippo “Mercato elettrico Ipe: analisi della serie dei prezzi con modelli a memoria lunga”, Biblioteca di Scienze Statistiche (2006)

[13] Sito Internet www.mercatoelettrico.org

[14] Sito Internet www.ucei.berkeley.edu

[15] Sito Internet <http://oasis.caiso.com>

[16] Silvano Bordignon: Dispensa del Corso di Serie Storiche Economiche C.P. per l'Anno Accademico 2005-2006, Corso di Laurea Specialistica in SEFA

RINGRAZIAMENTI

Per la realizzazione di questa tesi sicuramente un primo ringraziamento va al Prof. Silvano Bordignon che oltre al ruolo di relatore è stata anche la prima persona che con la sua collaborazione e il suo prezioso aiuto mi ha permesso di completare il lavoro in tempi abbastanza brevi.

Devo ringraziare la Facoltà di Scienze Statistiche rappresentata dal personale docente e dagli assistenti, dal personale tecnico dell'aula Asid e dell'ufficio didattico, dalla biblioteca, dalle aule studio e dai laboratori informatici che mi hanno dato la possibilità di acquisire competenze culturali che mi saranno indispensabili per l'intero arco della mia esistenza.

Ringrazio i miei genitori, Livio ed Anna, per avere contribuito alla realizzazione di questo obiettivo così importante, ed essermi stati vicini in ogni momento sia di gioia che di difficoltà in questo lungo periodo.

Alla Marina Militare Italiana per avermi restituito lo Zio prima del tempo.

A tutti i ragazzi incontrati in questi anni di vita universitaria e con i quali ho condiviso momenti di studio e di divertimento indimenticabili; in particolare ringrazio il mio Eroe Davide e la sua dolce metà Irene, Luca, il piccolo Giulio, Pizze, Anna e Giovanni, Matteo e Alice, il Tigre, Borto, Ranza, Ponch, Ercolino, la Giulia e il Pandino.

In questa lista non posso non menzionare i miei Amici di sempre: il "Principe", il "Porco – Genio della truffa", "Fiorenzo" (Math-Lab), Sebastiano, il "Troglo", Nitro e Tommy.

Un ringraziamento speciale va a tutti i miei "Bocconcini" che mi hanno tenuto compagnia e che mi hanno sopportato durante tutti gli anni dell'Università.

Sperando che i professori non se la prendano, alla mitica "Bibbia" presente ad ogni mio esame sostenuto.

Non poteva mancare in questa lista il mitico Bar “Tube” di Pinaffo Bruno che mi ha deliziato il palato con squisiti primi piatti e panini super ripieni, e che mi è anche costato un occhio della testa.

A Nicola.