



Alma Mater Studiorum - Università di Bologna

Scuola di Dottorato in Scienze Economiche e Statistiche
Dottorato di ricerca in

Metodologia Statistica per la Ricerca Scientifica
XXIV ciclo

La Previsione dei Consumi Elettrici
nel Mercato Energetico Italiano :
un nuovo modello empirico con struttura triangolare

Franco Mazzoni

Dipartimento di Scienze Statistiche "Paolo Fortunati"
Gennaio 2013



Alma Mater Studiorum - Università di Bologna

Scuola di Dottorato in Scienze Economiche e Statistiche
Dottorato di ricerca in

Metodologia Statistica per la Ricerca Scientifica
XXIV ciclo

La Previsione dei Consumi Elettrici
nel Mercato Energetico Italiano :
un nuovo modello empirico con struttura triangolare

Franco Mazzoni

Coordinatore:
Prof.ssa Angela Montanari

Tutor:
Prof. Luca Fanelli

Co-Tutor:
Prof. Attilio Gardini

Settore Disciplinare: SECS-S/03
Settore Concorsuale: 13/D2

Dipartimento di Scienze Statistiche "Paolo Fortunati"
Gennaio 2013

*In una serie di eventi probabili,
di cui gli uni producono un bene e gli altri una perdita,
il vantaggio che ne risulta si otterrà facendo la somma dei prodotti
della probabilità di ciascun evento favorevole per il bene che procura,
e sottraendo da tale somma quella dei prodotti delle probabilità
di ciascun evento sfavorevole per la perdita che vi è connessa.*

*Se la seconda somma prevale sulla prima,
il beneficio diventa perdita e la speranza si muta in timore.
Una regola che si deve sempre seguire nella vita è quella di fare in modo
che il prodotto del bene sperato per la sua probabilità
sia per lo meno uguale al prodotto simile relativo alla perdita.*

*A tale scopo, però, è necessario saper calcolare esattamente i vantaggi,
le perdite e le loro rispettive probabilità.*

*E per far questo occorre essere dotati di equilibrio,
di una spiccata sensibilità e di una grande esperienza;
bisogna sapersi difendere dai pregiudizi, dalle illusioni generate dalla speranza
o dal timore, dalle false idee sulla fortuna e la felicità
con cui la maggior parte degli uomini culla il suo amor proprio.*

Pierre Simon De Laplace
Saggio filosofico sulle probabilità(1814)

Abstract

L'obiettivo principale della tesi è lo sviluppo di un modello empirico previsivo di breve periodo che sia in grado di offrire previsioni precise ed affidabili dei consumi di energia elettrica su base oraria del mercato italiano. Questo modello riassume le conoscenze acquisite e l'esperienza fatta durante la mia attuale attività lavorativa presso Romagna Energia S.C.p.A., uno dei maggiori player italiani del mercato energetico.

Durante l'ultimo ventennio vi sono stati drastici cambiamenti alla struttura del mercato elettrico in tutto il mondo. Nella maggior parte dei paesi industrializzati il settore dell'energia elettrica ha modificato la sua originale conformazione di monopolio in mercato competitivo liberalizzato, dove i consumatori hanno la libertà di scegliere il proprio fornitore. La modellazione e la previsione della serie storica dei consumi di energia elettrica hanno quindi assunto un ruolo molto importante nel mercato, sia per i *policy makers* che per gli operatori.

Basandosi sulla letteratura già esistente, sfruttando le conoscenze acquisite 'sul campo' ed alcune intuizioni, si è analizzata e sviluppata una struttura modellistica di tipo triangolare, del tutto innovativa in questo ambito di ricerca, suggerita proprio dal meccanismo fisico attraverso il quale l'energia elettrica viene prodotta e consumata nell'arco delle 24 ore. Questo schema triangolare può essere visto come un particolare modello VARMA e possiede una duplice utilità, dal punto di vista interpretativo del fenomeno da una parte, e previsivo dall'altra. Vengono inoltre introdotti nuovi leading indicators legati a fattori meteorologici, con l'intento di migliorare le performance previsive dello stesso.

Utilizzando quindi la serie storica dei consumi di energia elettrica italiana, dall'1 Marzo 2010 al 30 Marzo 2012, sono stati stimati i parametri del modello dello schema previsivo proposto e valutati i risultati previsivi per

il periodo dall'1 Aprile 2012 al 30 Aprile 2012, confrontandoli con quelli forniti da fonti ufficiali.

Indice

Elenco delle figure	vii
Elenco delle tabelle	xi
1 Introduzione	1
1.1 Contesto di studio	3
1.2 Letteratura rilevante	5
1.2.1 Load	7
2 Il mercato energetico	9
2.1 Caratteristiche generali del mercato elettrico	9
2.1.1 Vincoli del sistema	9
2.1.1.1 Domanda e Offerta	10
2.1.2 Il Dispacciatore	11
2.1.3 Le fasi	12
2.1.4 Il prototipo del mercato spot	14
2.1.4.1 Power Pool	15
2.1.4.2 Power Exchange	16
2.1.5 Liberalizzazione del mercato	17
2.1.6 Potere di mercato nel settore elettrico	20
2.2 Il mercato elettrico italiano	21
2.2.1 La nascita della borsa elettrica italiana: motivazioni e limiti . . .	24
2.2.2 Struttura del mercato elettrico italiano	26
2.2.2.1 Il Mercato del Giorno Prima(MGP)	28
2.2.2.2 Mercato Infragiornaliero(MI)	33
2.2.2.3 Mercato per i Servizi di Dispacciamento(MSD)	33

INDICE

2.2.3	Contratti Bilaterali	34
3	Modello previsivo empirico per i consumi	37
3.1	Schema previsivo triangolare	41
3.1.1	I dati	41
3.1.1.1	Studio delle serie suddivise per ora	41
3.1.1.2	Zone geografiche di mercato	43
3.1.1.3	Trasformazione logaritmica	44
3.1.1.4	Passaggio ora legale/solare	45
3.1.1.5	Funzione di perdita	49
3.1.2	Intuizione	51
3.1.2.1	Esempio	51
3.1.3	Modello completo	53
3.1.3.1	Confronto con la letteratura esistente	55
3.1.3.2	Trend	56
3.1.3.3	Stagionalità	57
3.1.3.4	Condizioni atmosferiche	62
3.1.3.5	Scelta dei parametri autoregressivi e media mobile	66
3.1.4	Distribuzione empirica delle previsioni	69
3.1.5	Risultati empirici	74
4	Conclusioni	117
5	Appendice	121
5.1	Unit root test	122
5.2	Risultati di stima dei modelli senza effetti giornalieri	128
6	Bibliografia	153

Elenco delle figure

2.1	Power Exchange : formazione del prezzo di mercato attraverso l'asta, come intersezione tra la curva d'offerta (linea verde) e la curva di domanda (linea arancio).	17
2.2	Struttura del mercato elettrico italiano con principali attori e strumenti	27
2.3	Zone di mercato rilevanti e loro interconnessioni	32
2.4	Processo di creazione del prezzo	36
3.1	Consumi di energia elettrica orari italiani, dall'1 Marzo 2010 al 31 Marzo 2012	42
3.2	Consumi orari di energia elettrica zona Nord dall'1 Marzo 2010 al 31 Marzo 2012, ore 3-11-16-20	46
3.3	Consumi orari di energia elettrica zona Centro Nord dall'1 Marzo 2010 al 31 Marzo 2012, ore 3-11-16-20	46
3.4	Consumi orari di energia elettrica zona Centro Sud dall'1 Marzo 2010 al 31 Marzo 2012, ore 3-11-16-20	47
3.5	Consumi orari di energia elettrica zona Sud dall'1 Marzo 2010 al 31 Marzo 2012, ore 3-11-16-20	47
3.6	Consumi orari di energia elettrica zona Sicilia dall'1 Marzo 2010 al 31 Marzo 2012, ore 3-11-16-20	48
3.7	Consumi orari di energia elettrica zona Sardegna dall'1 Marzo 2010 al 31 Marzo 2012, ore 3-11-16-20	48
3.8	Consumi orari di energia elettrica in Italia, dal 19/12/2010 al 31/12/2010	58
3.9	Consumi orari di energia elettrica in Italia, dal 01/03/2010 al 08/03/2010	59
3.10	Periodogramma dei dati di consumo di energia elettrica orari italiani (1 Marzo 2010 - 31 Marzo 2012)	59

ELENCO DELLE FIGURE

3.11 Funzioni di autocorrelazione : consumo orario di energia elettrica in Italia, dall'1 Marzo 2010 al 31 Marzo 2012	60
3.12 Modellazione oraria del dato di temperatura (1 Marzo 2010)	65
3.13 Scatter plot tra i consumi di energia elettrica italiana e la temperatura atmosferica media per il periodo 1 Gennaio 2011 - 31 Dicembre 2011 . .	66
3.14 Distribuzione di probabilità empirica di previsione per i consumi di energia elettrica di alcune ore della zona NORD	70
3.15 Distribuzione di probabilità empirica di previsione per i consumi di energia elettrica di alcune ore della zona CENTRO-NORD	71
3.16 Distribuzione di probabilità empirica di previsione per i consumi di energia elettrica di alcune ore della zona CENTRO-SUD	71
3.17 Distribuzione di probabilità empirica di previsione per i consumi di energia elettrica di alcune ore della zona SUD	72
3.18 Distribuzione di probabilità empirica di previsione per i consumi di energia elettrica di alcune ore della zona SICILIA	72
3.19 Distribuzione di probabilità empirica di previsione per i consumi di energia elettrica di alcune ore della zona SARDEGNA	73
3.20 ZONA NORD : Confronto tra i risultati previsivi dei modelli ed il dato reale - Giornata lavorativa	104
3.21 ZONA NORD : Previsioni del modello sotto l'ipotesi di efficienza della rete e relativi intervalli di confidenza bootstrap - Giornata lavorativa . . .	105
3.22 ZONA NORD : Confronto tra i risultati previsivi dei modelli ed il dato reale - Giornata festiva	105
3.23 ZONA NORD : Previsioni del modello sotto l'ipotesi di efficienza della rete e relativi intervalli di confidenza bootstrap - Giornata festiva	106
3.24 ZONA CENTRO-NORD : Confronto tra i risultati previsivi dei modelli ed il dato reale - Giornata lavorativa	106
3.25 ZONA CENTRO-NORD : Previsioni del modello sotto l'ipotesi di efficienza della rete e relativi intervalli di confidenza bootstrap - Giornata lavorativa	107
3.26 ZONA CENTRO-NORD : Confronto tra i risultati previsivi dei modelli ed il dato reale - Giornata festiva	107

ELENCO DELLE FIGURE

3.27 ZONA CENTRO-NORD : Previsioni del modello sotto l'ipotesi di efficienza della rete e relativi intervalli di confidenza bootstrap - Giorno festivo	108
3.28 ZONA CENTRO-SUD : Confronto tra i risultati previsivi dei modelli ed il dato reale - Giorno lavorativo	108
3.29 ZONA CENTRO-SUD : Previsioni del modello sotto l'ipotesi di efficienza della rete e relativi intervalli di confidenza bootstrap - Giorno lavorativo	109
3.30 ZONA CENTRO-SUD : Confronto tra i risultati previsivi dei modelli ed il dato reale - Giorno festivo	109
3.31 ZONA CENTRO-SUD : Previsioni del modello sotto l'ipotesi di efficienza della rete e relativi intervalli di confidenza bootstrap - Giorno festivo . .	110
3.32 ZONA SUD : Confronto tra i risultati previsivi dei modelli ed il dato reale - Giorno lavorativo	110
3.33 ZONA SUD : Previsioni del modello sotto l'ipotesi di efficienza della rete e relativi intervalli di confidenza bootstrap - Giorno lavorativo	111
3.34 ZONA SUD : Confronto tra i risultati previsivi dei modelli ed il dato reale - Giorno festivo	111
3.35 ZONA SUD : Previsioni del modello sotto l'ipotesi di efficienza della rete e relativi intervalli di confidenza bootstrap - Giorno festivo	112
3.36 ZONA SICILIA : Confronto tra i risultati previsivi dei modelli ed il dato reale - Giorno lavorativo	112
3.37 ZONA SICILIA : Previsioni del modello sotto l'ipotesi di efficienza della rete e relativi intervalli di confidenza bootstrap - Giorno lavorativo . . .	113
3.38 ZONA SICILIA : Confronto tra i risultati previsivi dei modelli ed il dato reale - Giorno festivo	113
3.39 ZONA SICILIA : Previsioni del modello sotto l'ipotesi di efficienza della rete e relativi intervalli di confidenza bootstrap - Giorno festivo	114
3.40 ZONA SARDEGNA : Confronto tra i risultati previsivi dei modelli ed il dato reale - Giorno lavorativo	114
3.41 ZONA SARDEGNA : Previsioni del modello sotto l'ipotesi di efficienza della rete e relativi intervalli di confidenza bootstrap - Giorno lavorativo	115
3.42 ZONA SARDEGNA : Confronto tra i risultati previsivi dei modelli ed il dato reale - Giorno festivo	115

ELENCO DELLE FIGURE

- 3.43 ZONA SARDEGNA : Previsioni del modello sotto l'ipotesi di efficienza della rete e relativi intervalli di confidenza bootstrap - Giorno festivo . . 116

Elenco delle tabelle

2.1	Borse elettriche internazionali	22
2.2	Configurazione zonale in vigore dal 2009 (GME)	30
3.1	Statistiche descrittive della serie dei consumi di energia elettrica italiana dall'1 Marzo 2010 al 31 Marzo 2012	41
3.2	Associazione tra le zone geografiche rilevanti e le città scelte come rap- presentative	44
3.3	Variabili dummy utilizzate nel modello previsivo	62
3.4	Parametri stimati dello schema triangolare completo - ora 3	75
3.5	Parametri stimati dello schema triangolare completo - ora 11	76
3.6	Parametri stimati dello schema triangolare completo - ora 16	77
3.7	Parametri stimati dello schema triangolare completo - ora 20	78
3.8	Parametri stimati dello schema triangolare completo - ora 3	79
3.9	Parametri stimati dello schema triangolare completo - ora 11	80
3.10	Parametri stimati dello schema triangolare completo - ora 16	81
3.11	Parametri stimati dello schema triangolare completo - ora 20	82
3.12	Parametri stimati dello schema triangolare completo - ora 3	83
3.13	Parametri stimati dello schema triangolare completo - ora 11	84
3.14	Parametri stimati dello schema triangolare completo - ora 16	85
3.15	Parametri stimati dello schema triangolare completo - ora 20	86
3.16	Parametri stimati dello schema triangolare completo - ora 3	87
3.17	Parametri stimati dello schema triangolare completo - ora 11	88
3.18	Parametri stimati dello schema triangolare completo - ora 16	89
3.19	Parametri stimati dello schema triangolare completo - ora 20	90
3.20	Parametri stimati dello schema triangolare completo - ora 3	91

ELENCO DELLE TABELLE

3.21	Parametri stimati dello schema triangolare completo - ora 11	92
3.22	Parametri stimati dello schema triangolare completo - ora 16	93
3.23	Parametri stimati dello schema triangolare completo - ora 20	94
3.24	Parametri stimati dello schema triangolare completo - ora 3	95
3.25	Parametri stimati dello schema triangolare completo - ora 11	96
3.26	Parametri stimati dello schema triangolare completo - ora 16	97
3.27	Parametri stimati dello schema triangolare completo - ora 20	98
3.28	Risultati empirici dei test di significatività simultanea sui parametri infragiornalieri - Zona NORD e CENTRO-NORD	100
3.29	Risultati empirici dei test di significatività simultanea sui parametri infragiornalieri - Zona CENTRO-SUD e SUD	101
3.30	Risultati empirici dei test di significatività simultanea sui parametri infragiornalieri - Zona SICILIA e SARDEGNA	102
3.31	Risultati previsivi <i>one-step-ahead</i> per ogni zona GME	103
3.32	Percentuale delle ore in cui il modello relativo ha la miglior performance previsiva	103
5.1	Risultati empirici dei test di radice unitaria condotti sulle serie dei con- sumi per le 24 ore - Zona NORD	122
5.2	Risultati empirici dei test di radice unitaria condotti sulle serie dei con- sumi per le 24 ore - Zona CENTRO-NORD	123
5.3	Risultati empirici dei test di radice unitaria condotti sulle serie dei con- sumi per le 24 ore - Zona CENTRO-SUD	124
5.4	Risultati empirici dei test di radice unitaria condotti sulle serie dei con- sumi per le 24 ore - Zona SUD	125
5.5	Risultati empirici dei test di radice unitaria condotti sulle serie dei con- sumi per le 24 ore - Zona SICILIA	126
5.6	Risultati empirici dei test di radice unitaria condotti sulle serie dei con- sumi per le 24 ore - Zona SARDEGNA	127
5.7	Parametri stimati dello schema triangolare sotto l'ipotesi di efficienza della rete - ora 3	128
5.8	Parametri stimati dello schema triangolare sotto l'ipotesi di efficienza della rete - ora 11	129

ELENCO DELLE TABELLE

5.9	Parametri stimati dello schema triangolare sotto l'ipotesi di efficienza della rete - ora 16	130
5.10	Parametri stimati dello schema triangolare sotto l'ipotesi di efficienza della rete - ora 20	131
5.11	Parametri stimati dello schema triangolare sotto l'ipotesi di efficienza della rete - ora 3	132
5.12	Parametri stimati dello schema triangolare sotto l'ipotesi di efficienza della rete - ora 11	133
5.13	Parametri stimati dello schema triangolare sotto l'ipotesi di efficienza della rete - ora 16	134
5.14	Parametri stimati dello schema triangolare sotto l'ipotesi di efficienza della rete - ora 20	135
5.15	Parametri stimati dello schema triangolare sotto l'ipotesi di efficienza della rete - ora 3	136
5.16	Parametri stimati dello schema triangolare sotto l'ipotesi di efficienza della rete - ora 11	137
5.17	Parametri stimati dello schema triangolare sotto l'ipotesi di efficienza della rete - ora 16	138
5.18	Parametri stimati dello schema triangolare sotto l'ipotesi di efficienza della rete - ora 20	139
5.19	Parametri stimati dello schema triangolare sotto l'ipotesi di efficienza della rete - ora 3	140
5.20	Parametri stimati dello schema triangolare sotto l'ipotesi di efficienza della rete - ora 11	141
5.21	Parametri stimati dello schema triangolare sotto l'ipotesi di efficienza della rete - ora 16	142
5.22	Parametri stimati dello schema triangolare sotto l'ipotesi di efficienza della rete - ora 20	143
5.23	Parametri stimati dello schema triangolare sotto l'ipotesi di efficienza della rete - ora 3	144
5.24	Parametri stimati dello schema triangolare sotto l'ipotesi di efficienza della rete - ora 11	145

ELENCO DELLE TABELLE

5.25 Parametri stimati dello schema triangolare sotto l'ipotesi di efficienza della rete - ora 16	146
5.26 Parametri stimati dello schema triangolare sotto l'ipotesi di efficienza della rete - ora 20	147
5.27 Parametri stimati dello schema triangolare sotto l'ipotesi di efficienza della rete - ora 3	148
5.28 Parametri stimati dello schema triangolare sotto l'ipotesi di efficienza della rete - ora 11	149
5.29 Parametri stimati dello schema triangolare sotto l'ipotesi di efficienza della rete - ora 16	150
5.30 Parametri stimati dello schema triangolare sotto l'ipotesi di efficienza della rete - ora 20	151

1

Introduzione

L'obiettivo principale della tesi è lo sviluppo di un modello empirico previsivo di breve periodo che sia in grado di offrire previsioni precise ed affidabili dei consumi di energia elettrica del mercato italiano. Questo modello riassume le conoscenze acquisite e l'esperienza fatta durante la mia attuale attività lavorativa presso Romagna Energia S.C.p.A., uno dei maggiori player italiani del mercato energetico.

La mia attività all'interno dell'ufficio di Programmazione e Trading, necessita infatti di strumenti statistici che siano in grado di supportare ed indirizzare le scelte di acquisto sul mercato, al fine di prendere la decisione ottimale, ovvero quella che permette di ottenere i maggiori vantaggi economici.

Il modello proposto è 'maneggevole', 'flessibile' e di facile interpretabilità, questo in quanto dovrà essere uno strumento utilizzabile e di facile comprensione anche per soggetti senza conoscenze statistiche approfondite, come ad esempio i miei colleghi, esperti di mercato energetico, ma non di approccio statistico.

L'analisi delle caratteristiche fondamentali del mercato energetico italiano all'ingrosso e lo studio dei punti di forza e debolezza della sua struttura, sono il primo passo da intraprendere nello sviluppo del modello previsivo. L'analisi è focalizzata su un approccio time series, sebbene altri approcci siano stati proposti in letteratura (ad esempio, l'approccio con tecniche di Intelligenza Artificiale).

I metodi time series di previsione sono attrattivi e molto utilizzati, dato che è possibile offrire interpretazioni fisiche alle diverse componenti del modello. I metodi di Intelligenza Artificiale sono, invece, metodi generalmente detti a '*black box*'. L'inserimento di relazioni specifiche, ragionevoli da un punto di vista fenomenico, è problematico se

1. INTRODUZIONE

non addirittura quasi impossibile. Inoltre, i risultati ottenuti in termini di performance previsionale dalle reti neurali artificiali e altri metodi di Intelligenza Artificiale, non hanno ancora del tutto convinto.

Anche se diversi approcci sono stati proposti in letteratura negli ultimi vent'anni, ovvero da quando è partita la liberalizzazione del mercato, la previsione di consumi e prezzi di energia elettrica è ancora un soggetto di ricerca recente, in particolare per il mercato italiano. Basandosi sulla letteratura già esistente, sfruttando le conoscenze acquisite 'sul campo' ed alcune intuizioni, si è analizzata e sviluppata una struttura modellistica di tipo triangolare, del tutto innovativa in questo ambito di ricerca, suggerita proprio dal meccanismo fisico attraverso il quale l'energia elettrica viene prodotta e consumata nelle 24 ore. Questo schema triangolare può essere visto come un particolare modello VARMA e possiede una duplice utilità, dal punto di vista interpretativo del fenomeno da una parte, e previsivo dall'altra. Il modello cerca inoltre di tenere in considerazione la maggior parte degli aspetti istituzionali e fisici del mercato (già noti e consolidati in letteratura), e le informazioni disponibili agli operatori del mercato elettrico italiano sulle caratteristiche della serie storica dei consumi di energia elettrica. Si sono tradotte quindi tutte queste informazioni in veri e propri 'leading indicators' da poter utilizzare all'interno del modello al fine di migliorare le performance previsionali.

La tesi è organizzata nel seguente modo : questa sezione presenta un quadro generale del mercato elettrico, con all'interno un riassunto relativo alla letteratura includendo i risultati più significativi ottenuti dagli approcci econometrici applicati all'argomento di studio. Il secondo capitolo descrive nel dettaglio il mercato italiano dell'elettricità e le sue principali caratteristiche, sia istituzionali che fisiche. Viene inoltre descritto il sistema organizzato delle offerte di acquisto e vendita di energia elettrica (struttura basata sul modello *Power Exchange*). Il terzo capitolo descrive la metodologia previsionale utilizzata, con l'introduzione del cosiddetto '*schema triangolare*' e viene condotta un'analisi relativa alla serie storica dei consumi del mercato italiano, grazie alla quale è possibile stabilire i principali leading indicators (alcuni consolidati dalla letteratura, altri di nuova implementazione) da introdurre nel modello. Si descrivono, poi, le metodologie statistiche utilizzate nell'analisi. Vengono infine forniti alcuni risultati previsionali empirici ottenuti, e confrontati con quelli forniti da fonti ufficiali. Il quarto capitolo presenta le conclusioni ed i possibili sviluppi futuri.

1.1 Contesto di studio

Dalla scoperta della lampadina in poi, l'elettricità ha avuto un continuo impatto evolutivo nello sviluppo delle società industrializzate. E' impensabile, al giorno d'oggi, immaginare la vita senza. Al fine di assicurare a ciascuna impresa e ad ogni famiglia una sufficiente quantità di energia, atta a soddisfare la domanda, è stato necessario organizzare una struttura adeguata ed efficiente. In principio, la regolazione centralizzata dell'offerta energetica era considerata essenziale e necessaria per assicurare la sicurezza e l'efficienza di generazione e distribuzione. Il settore dell'energia era caratterizzato da una struttura di mercato altamente integrata verticalmente. Tuttavia, durante l'ultimo ventennio vi sono stati drastici cambiamenti alla struttura del mercato elettrico in tutto il mondo. Nella maggior parte dei paesi industrializzati il settore dell'energia elettrica ha modificato la sua originale conformazione di monopolio in mercato competitivo liberalizzato, dove i consumatori hanno la libertà di scegliere il proprio fornitore. La concezione che la domanda di energia elettrica fosse un servizio pubblico, è stata soppiantata dall'idea che un mercato competitivo sia un meccanismo più appropriato per la fornitura di energia ai consumatori con un maggior grado di affidabilità e minori costi. La creazione di incentivi governativi, al fine di favorire i produttori nell'investimento di nuove tecnologie, favoriscono il miglioramento continuo del servizio, sia dal punto di vista dell'efficienza che della sicurezza. Un esempio lampante è il cosiddetto *Capacity Payment*. Il *Capacity Payment*, di solito commisurato con la capacità massima di produzione installata, è una tipologia di 'premio' concesso ai produttori di energia per garantire l'immissione in rete necessaria per coprire il fabbisogno orario dei consumatori e le eventuali richieste di riserva extra-capacità.

La previsione della domanda e dei prezzi dell'energia elettrica è diventato un importante fattore all'interno dei mercati energetici. Gli strumenti statistici applicati al settore stanno evolvendosi sempre di più, fornendo migliori risultati e vantaggi competitivi per gli utilizzatori e sviluppatori. Le aziende che operano nel mercato non possono fare a meno di tecniche previsive accurate, sia per i processi d'acquisto che di vendita (nel breve e medio periodo) e per l'implementazione di piani di investimento (nel lungo periodo). Ciò si rende necessario a causa dell'elevata volatilità della quale il mercato è soggetto, per poter in maniera scientifica e rigorosa anticipare le evoluzioni ed i cambi repentini di scenario. Durante gli ultimi 30 anni, la maggior parte dei paesi

1. INTRODUZIONE

economicamente sviluppati, ha visto crescere in maniera esponenziale la quantità di consumo energetico, gli scambi e la liquidità del proprio mercato elettrico. Il mercato elettrico è in costante evoluzione, sia in termini di regolamentazione (aspetti istituzionali) che di efficienza delle infrastrutture. E' quindi fondamentale che questi aspetti evolutivi siano presi in considerazione all'interno di qualsiasi modello previsivo al fine di ottenere previsioni affidabili e in grado di catturare velocemente i cambiamenti del contesto di riferimento. Un ulteriore aspetto da tenere in considerazione nella modellazione del mercato, è la relazione tra quest'ultimo, variabili macroeconomiche e altre commodities finanziarie strettamente legate alla produzione dell'energia elettrica. Ad esempio, il mercato elettrico è connesso ai mercati del petrolio, del gas e del carbone, elementi che permettono, grazie alla loro combustione, la creazione di elettricità. Lo sviluppo tecnologico, inoltre, permette l'introduzione di nuove metodologie di produzione. Lampante è, negli ultimi anni, l'impatto che l'energia cosiddetta *'verde'*, cioè ottenuta da fonti rinnovabili, sta avendo sui mercati. Solare, eolico e idroelettrico, già oggi, hanno un ruolo significativo sulla totalità dell'energia prodotta e immessa in rete dalla maggior parte dei paesi industrializzati, e questo ruolo è destinato ad espandersi già nel breve periodo. Il comportamento della commodity elettricità rifletterà l'andamento di tutti i fattori accennati in precedenza, insieme allo sviluppo delle politiche economiche e sociali dei governi.

La modellazione e la previsione della serie storica dei consumi di energia elettrica gioca un ruolo molto importante nel mercato, sia per i *policy makers* che per gli operatori. Sottostimare il consumo può portare a potenziali periodi di interruzione della fornitura, mentre sovrastimarlo può portare alla perdita della richiesta eccedente. Nella maggior parte dei mercati elettrici liberalizzati, le serie dei consumi e dei prezzi presentano le seguenti caratteristiche :

- alta frequenza
- media e varianza non costante
- stagionalità di vario tipo (annuale, settimanale e giornaliera)
- effetti di calendario significativi per weekend e giorni festivi
- alta volatilità

- presenza di outlier

Le complicazioni maggiori, che hanno fatto della modellazione e della previsione delle serie dei consumi e dei prezzi di energia elettrica un tema molto dibattuto e studiato in letteratura, derivano dalla natura fisica della commodity, ed in particolare dall'impossibilità di stoccaggio. La grande volatilità è, appunto, una delle maggiori conseguenze di questa caratteristica, unita ai vincoli fisici della rete di trasmissione. In alcuni casi, è stata dimostrata una struttura di tipo *time-varying*, volatilità giornaliera del 29% e valori anomali intorno al 200%¹. La presenza di 'salti' molto significativi nella serie dei prezzi è una conseguenza diretta al comportamento di domanda e offerta. Questi salti, chiamati in gergo '*spikes*', hanno ampiezza e frequenza imprevedibile. Sono comunque, in generale, scostamenti dalla media molto brevi e, quindi, la serie dei prezzi è comunque attratta al suo valore medio di lungo periodo (fenomeno di *mean-reversion*).

1.2 Letteratura rilevante

La letteratura relativa all'analisi statistica dei consumi e dei prezzi di energia elettrica si è sviluppata a partire dagli anni '60. Il filtro di Kalman ed i modelli stato-spazio hanno dominato la prima letteratura relativa al settore. A partire poi dagli anni '90, grazie alle prime idee di liberalizzazione del mercato, la previsione di prezzi e consumi di energia elettrica nei mercati mondiali è diventata un'importante area di ricerca. Diversi approcci statistici sono stati applicati al problema, con diversi risultati. In generale, due differenti hanno riscosso maggior successo e dato migliori risultati in quest'ambito di ricerca.

- **APPROCCIO STATISTICO-ECONOMETRICO:** l'analisi in serie storica (approccio classico Box-Jenkins) è stata applicata con grande successo in molte aree dove la frequenza del dato è elevata. In particolare, classici modelli ARIMA², GARCH³ e tecniche WAVELET-ARIMA⁴ vengono sviluppate e valutate per le strutture dei maggiori paesi con mercato elettrico liberalizzato. Questi metodi sono spesso criticati per la loro abilità limitata nel modellare il comportamento

¹Serletis, 2007

²Soares e Medeiros(2008), Pappas et al.(2008),Kyriakides e Polycarpou (2007)

³Hao (2007), Hor et al.(2006)

⁴Gu et al.(2010), Liu (2005)

1. INTRODUZIONE

non-lineare della serie e nel catturare tutte le relazioni esistenti tra i dati, soprattutto per quanto riguarda quelle di breve periodo, in particolare la struttura infragiornaliera. Recentemente, modelli semi-parametrici additivi (Hyndman e Fan, 2012) e modelli a fattori dinamici latenti (Koopman et al., 2012), sono stati sviluppati al fine di risolvere questo tipo di problematiche. In applicazioni empiriche, comunque, è stato dimostrato che le performance dei modelli standard sono comparabili con le alternative modellistiche non-lineari.

- **APPROCCIO CON TECNICHE DI INTELLIGENZA ARTIFICIALE:** l'obiettivo di queste tecniche è la mappatura appropriata dei diversi input per ottenere un output (in questo caso il prezzo o il consumo di elettricità). Questa struttura deve essere appresa attraverso gli eventi passati. In particolare, l'approccio con reti neurali è utilizzato nella letteratura più recente per prevedere il prezzo dell'energia grazie ai numerosi input che la conoscenza del mercato permette di avere.

Metodologie ibride, infine, sono state proposte al fine sfruttare le peculiarità di ciascun approccio e migliorare i risultati ottenuti singolarmente. Di pari passo con l'evoluzione della letteratura relativa ai metodi previsivi del mercato energetico, alcuni degli approcci sopra citati hanno mostrato migliori risultati rispetto agli altri. La scelta di una tecnica a discapito di un'altra dipende, nella maggior parte dei casi, dagli obiettivi dell'analisi, nel caso specifico della previsione, dall'orizzonte temporale previsivo. Previsioni di breve periodo, ovvero con orizzonti di ore o giorni, richiedono tempi rapidi di risposta e affidabilità dei risultati, in quanto essi sono necessari nella programmazione degli acquisti o delle vendite da parte degli operatori nel mercato spot. In questo ambito, nonostante il grande utilizzo, i metodi basati su tecniche di intelligenza artificiale, hanno il difetto di necessitare di elevate risorse e di tempi molto lunghi di implementazione, soprattutto per la fase di training. L'approccio in serie storica, invece, grazie alla facilità di implementazione, interpretabilità e gli ottimi risultati empirici forniti, hanno riscosso grande successo, diventando lo strumento migliore da utilizzare nell'ambito operativo dei mercati energetici¹. Previsione di medio periodo, tipicamente comprese nel range da una settimana ad un anno, vengono utilizzate per

¹Hahn et al.(2009)

strategie di budget e di acquisto e/o vendita nel mercato forward OTC dei contratti bilaterali. Previsioni di lungo periodo, infine, si riferiscono ad orizzonti temporali maggiori dell'anno, e vengono utilizzate nelle decisioni di investimento a lungo termine.

Dato che ciascun mercato ha le sue peculiarità, che possono differire da quelle degli altri paesi, non tutti i dettagli di studio di un particolare lavoro su un mercato diverso da quello di riferimento possono essere presi in considerazione senza un'accurata analisi preventiva. Nonostante ciò, dato che le caratteristiche di base del mercato elettrico sono comuni nei diversi contesti internazionali, i metodi già utilizzati e le conclusioni ottenute in letteratura possono diventare oggetto di spunto e di confronto nell'analisi di qualsiasi mercato elettrico liberalizzato.

1.2.1 Load

L'attenzione ora sarà focalizzata sullo studio di risultati previsivi dei consumi di energia elettrica¹ di breve periodo. Come già accennato, le tecniche time series sono, in questo ambito, quelle più utilizzate nell'ultima decade, essendo le più consolidate e performanti (Weron, 2006). Nella costruzione di un modello con approccio dell'analisi delle serie storiche, il primo passo da effettuare è lo studio delle quattro componenti principali di una serie : trend, ciclo, stagionalità e componente casuale erratica. Di conseguenza, la letteratura può essere visionata in base a come queste parti sono state trattate. In primo luogo, deve essere analizzata la stazionarietà della serie (componente di trend). Teoricamente e sulla base delle proprie caratteristiche fisiche, la domanda di breve periodo è stazionaria per definizione. Alcuni autori, comunque, hanno verificato empiricamente la presenza di non stazionarietà. Darbellay e Slama (2000), ad esempio, trattano questa mancanza di stazionarietà come stocastica e applicano le differenze prime. Altri studi, invece, trovano che utilizzare un trend deterministico sia più appropriato nella modellazione (Soares e Medeiros, 2008). Altri studi, invece, hanno verificato la stazionarietà della serie dei consumi (Taylor et al., 2006). E' possibile quindi affermare che l'esistenza o meno di un trend nella serie dipende sostanzialmente dal periodo esaminato e dal contesto geografico e sociale di riferimento. L'analisi di cicli e stagionalità nel caso stocastico può essere fatta attraverso lo studio della parte autoregressiva di un classico modello ARMA che, come detto, sono stati largamente

¹Load in gergo tecnico

1. INTRODUZIONE

utilizzati per lo studio e la previsione del load (Pappas et al., 2008, Kyriakides e Polycarpou, 2007). In alternativa, l'analisi deterministica di queste caratteristiche porta all'utilizzo di variabili dummy ad hoc che tengano conto, ad esempio, dell'effetto relativo al giorno della settimana (Gupta, 1985). Variabili di tipo dummy possono essere utilizzate anche per catturare i differenti effetti di calendario, come ad esempio le festività, religiose o di stato. Un punto di svolta fondamentale in questo tipo di letteratura fu fornito da Ramanathan et al.(1997), quando dimostrarono che, avendo la possibilità di trattare la quantità di energia elettrica consumata in ciascuna ora del giorno come una commodity a sé stante, si sarebbero ottenuti ottimi risultati applicando un modello diverso per ogni ora del giorno. Il modello descritto da Ramanathan, Engle, Granger, Vahid-Arahi e Brace fu vincitore anche di una gara internazionale relativa a questa tipologia di previsioni.

Oltre alla semplice struttura modellistica delle serie storiche, è stato verificato e provato in letteratura che per ottenere migliori performance previsive, dovranno essere inseriti nel modello alcuni 'leading indicators' che tengano in considerazione alcuni aspetti fisici, tecnici e istituzionali fondamentali nel mercato elettrico (Soares e Souza, 2006, Carpinteiro, 2004). L'esempio più importante in questo contesto è l'inserimento delle condizioni atmosferiche(ad esempio le temperature) come variabile esogena. La relazione non lineare tra consumi elettrici e le temperature è documentata in letteratura ed è trattata in varie forme. Hor et al.(2005) ad esempio, propongono di includere due variabili nel modello, una relativa alle temperature superiori ad una determinata soglia (variabile indicatrice della stagione calda) ed una relativa alle temperature inferiori alla soglia (variabile indicatrice della stagione fredda). In alternativa, Ramanathan et al.(1997) aggiungono semplicemente la forma quadratica della temperatura. In alcuni casi ed in particolare zone geografiche, inoltre, un'ulteriore fattore da considerare è l'umidità atmosferica(Cottet e Smith, 2003).

2

Il mercato energetico

2.1 Caratteristiche generali del mercato elettrico

Il mercato dell'energia elettrica è tra i servizi di pubblica utilità uno dei più importanti e certamente il più complesso; è un settore molto grande ed importante della nostra economia, un suo funzionamento non ottimale potrebbe avere conseguenze sull'intero sistema economico.

L'energia entra come un input nei processi produttivi, pertanto prezzi elevati nel settore, rispetto agli altri paesi, rappresentano una perdita di competitività.

E' un bene il cui consumo deve avvenire contestualmente all'erogazione, in quanto manca la fase dello stoccaggio (non si possono avere scorte) e si possono conservare solo poche quantità attraverso i volumi d'acqua contenuti nei bacini degli impianti idro-elettrici e serbatoi.

2.1.1 Vincoli del sistema

Il sistema elettrico è un sistema a rete, in cui l'energia prelevata dai consumatori finali è complessivamente prodotta e immessa in rete da numerosi impianti di generazione disseminati sul territorio: la rete funziona quindi come un sistema integrato, 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 in ogni nodo. Il funzionamento di questo sistema è soggetto a vincoli tecnici molto stringenti.

2. IL MERCATO ENERGETICO

- Anzitutto richiede un bilanciamento istantaneo e continuo tra le quantità di energia immessa in ciascun nodo della rete e quella prelevata nello stesso nodo tenuto conto degli scambi netti di energia con altri nodi e delle perdite di trasporto.
- In secondo luogo, la frequenza e la tensione dell'energia in rete devono essere mantenute all'interno di range strettissimi, per tutelare la sicurezza degli impianti di produzione e trasporto nonché la qualità del servizio.
- Infine è necessario che i flussi di energia su ogni singolo elettrodotto non superino i limiti massimi di transito ammissibili sull'elettrodotto stesso.

Deviazioni minime da uno qualsiasi di questi valori, per più di qualche secondo, possono condurre rapidamente ad un black-out generalizzato. Il rispetto di questi vincoli, di per sé complesso, è reso ulteriormente difficile e costoso dalle caratteristiche delle tecnologie e delle modalità con cui l'energia elettrica viene prodotta, trasportata e consumata. In particolare le difficoltà originano da diversi fattori:

- Variabilità
- Inelasticità e non frazionabilità della domanda
- Assenza di stoccaggi
- Vincoli dinamici all'adeguamento in tempo reale
- Presenza di esternalità sulla rete, secondo i principi descritti nelle due leggi di Kirchhoff

2.1.1.1 Domanda e Offerta

Come già introdotto nel precedente capitolo, la richiesta di energia in rete mostra una elevata variabilità, presente con stagionalità giornaliera, settimanale ed annuale, la cui forma e durata dipendono dalle caratteristiche sociali e climatiche dei vari paesi. L'elevata variabilità dei consumi richiede una notevole flessibilità dell'offerta ed un elevato grado di coordinamento del sistema elettrico. Nonostante il prezzo dell'energia elettrica vari tra le ore della giornata, la domanda è per lo più insensibile a tali variazioni. La rigidità della domanda è legata al fatto che l'energia elettrica è un bene

2.1 Caratteristiche generali del mercato elettrico

indispensabile e difficilmente sostituibile, per cui le variazioni del prezzo non influenzano in misura rilevante i consumi del bene. La domanda presenta, infatti, bassa elasticità al prezzo.

Come già accennato, l'energia elettrica è un bene quasi impossibile (se non impossibile) da stoccare, ovvero non può essere acquistata nei periodi di eccesso di offerta per poi essere rivenduta nei periodi di scarsità. Da un punto di vista fisico, l'erogazione di energia deve avvenire nel momento in cui essa viene richiesta, e per tale ragione si rendono necessarie tutte le operazioni di dispacciamento, che assicurano il continuo bilanciamento tra domanda ed offerta e presiedono all'integrità fisica del sistema. Se l'elettricità si presenta per il consumatore come un prodotto omogeneo, dal lato dell'offerta invece, i costi e le tecniche di produzione sono assolutamente eterogenei e dipendenti dal tipo di combustibile impiegato. In Italia le fonti utilizzate sono : idroelettrico, combustibili fossili (gas, olio, carbone) e rinnovabili (geotermico, eolico, biomasse, solare ecc.). L'utilizzo di un mix di generazione diversificato consente di ottenere l'obiettivo di soddisfare la domanda di energia al minor costo di generazione.

L'elevato grado di complessità e coordinamento necessari a garantire il funzionamento del sistema, impongono l'individuazione di un coordinatore centrale dotato di potere gerarchico su tutti i produttori e di ampia discrezionalità. Tale soggetto, noto come **dispacciatore**, rappresenta il centro nervoso del sistema elettrico e il nocciolo duro del monopolio naturale.

2.1.2 Il Dispacciatore

Le funzioni principali svolte dal dispacciatore e necessarie al corretto funzionamento del mercato elettrico sono:

- **Unit commitment e scheduling** : definizione e raccolta anticipata, rispetto al tempo reale, dei programmi di produzione delle diverse unità di generazione connesse in rete al fine di soddisfare il fabbisogno atteso di energia elettrica, al netto delle perdite di trasporto.
- **Reserve Procurement** : gestione di una quantità di riserva di potenza sufficiente ad intervenire nel tempo reale per compensare variazioni inattese nella domanda, nella disponibilità di impianti di produzione o per poter risolvere eventuali congestioni.

2. IL MERCATO ENERGETICO

- **Balancing** : assicura nel tempo reale il bilanciamento del sistema, intervenendo sulla produzione effettiva delle unità di riserva per ristabilire l'equilibrio domanda-offerta, e sui livelli di tensione e frequenza corretti entro i tempi massimi consentiti.

2.1.3 Le fasi

Il percorso che porta dalla produzione di energia elettrica al suo ingresso nelle case, negli uffici o nelle fabbriche si articola in 4 fasi: **produzione, trasmissione, distribuzione e vendita.**

Il sottosistema della **produzione** è costituito dal complesso degli impianti di produzione, variamente dislocati sul territorio. Le attività connesse alla fase di produzione riguardano la realizzazione, l'esercizio e la manutenzione degli impianti, e per le centrali non a fonte rinnovabile l'acquisto dei combustibili. I progressi tecnologici che negli ultimi anni hanno caratterizzato gli impianti di produzione hanno modificato sostanzialmente la struttura di questo mercato. Sino ad un recente passato l'entità degli investimenti necessari per la realizzazione di impianti di produzione creavano una forte barriera all'entrata per i potenziali entranti nell'attività di produzione. Al giorno d'oggi sono invece disponibili tecnologie di generazione che hanno ridotto la dimensione ottima minima degli impianti e consentono pertanto a più soggetti di operare nel campo della produzione. Schematicamente è possibile distinguere tra impianti tradizionali¹ e impianti che si basano su nuovi processi produttivi².

Le reti di **trasmissione e distribuzione** sono le linee elettriche che trasportano l'energia prodotta ai centri di consumo. Il trasporto dell'energia elettrica dal luogo di produzione (impianto di generazione) fino alla rete di distribuzione locale avviene mediante linee elettriche di 'trasmissione', cioè linee elettriche che coprono distanze elevate (centinaia di km ed oltre), sulle quali l'energia elettrica viaggia ad una tensione³ adatta per il trasporto su lunghe distanze. La trasmissione di energia elettrica avviene secondo

¹Impianti tradizionali: Impianti termoelettrici a carbone e ad olio combustibile; impianti idroelettrici; impianti geotermoelettrici; impianti nucleari.

²Impianti che si basano su nuovi processi produttivi: impianti a ciclo combinato (CCGT, Combined Cycle Gas Turbines); impianti che sfruttano fonti di energia rinnovabili (aerogeneratori, impianti che sfruttano le biomasse, impianti fotovoltaici, celle a combustibile); impianti che sfruttano fonti assimilate alle rinnovabili, fondamentalmente gli impianti di cogenerazione (CHP, Combined Heat Power, produzione combinata di elettricità e calore) e gli impianti che sfruttano i residui industriali inquinanti.

³Definita in tre categorie : Alta, Media e Bassa

2.1 Caratteristiche generali del mercato elettrico

determinate leggi fisiche, ad esempio, la somma dell'energia immessa in un nodo in ogni istante è sempre uguale alla somma dell'energia prelevata nello stesso nodo. Ciò avviene perché ogni eventuale deficit di potenza viene automaticamente compensato attraverso una riduzione della frequenza rispetto ai valori ottimali su tutta la rete. Questo fenomeno va contrastato attraverso un'opportuna variazione della potenza immessa, in quanto una riduzione persistente della frequenza sotto un certo valore porta rapidamente all'arresto degli stessi impianti di generazione, che può causare un *black-out*. La rete di trasmissione, inoltre, è soggetta fisicamente a perdite di energia e a limiti di quantità di trasporto. Per limitare le perdite si ricorre all'aumento della tensione, mentre la quantità di energia trasportabile dipende strettamente dalla resistenza delle linee e dalla distanza dal punto di prelievo. Pertanto, ne deriveranno congestioni che:

1. ridurranno la potenza disponibile in ogni momento per soddisfare la domanda complessiva
2. aumenteranno i costi del sistema

In presenza di vincoli di rete stringenti, quindi, il costo marginale di produzione dell'energia elettrica assumerà valori diversi nello stesso istante da nodo a nodo. Nel punto di arrivo della linea, in prossimità del luogo di consumo, è inoltre necessario adeguare la tensione di trasporto alla tensione di distribuzione, assai più adatta alla alimentazione delle utenze finali. Le linee elettriche di distribuzione forniscono l'energia elettrica agli utenti finali a una tensione variabile a seconda del tipo di utilizzo. Un'ulteriore caratteristica del trasporto dell'energia elettrica è la cosiddetta 'non tracciabilità dei flussi'. E' infatti impossibile stabilire a priori il percorso che l'energia compirà una volta immessa in rete, in quanto ciò dipende dalla configurazione complessiva del dispacciamento in tempo reale.

Analogamente a quanto accade per il segmento della trasmissione, anche le imprese operanti nel segmento della distribuzione svolgono le attività connesse al funzionamento delle reti, solo che in tal caso si ha che fare con reti di 'distribuzione'. La **vendita** indica l'attività di stipulazione dei contratti di fornitura, di misurazione, di fatturazione e di esazione. Di fatto questa attività non presenta problemi di barriere all'entrata analoghi a quelli delle altre fasi della filiera produttiva.

2. IL MERCATO ENERGETICO

2.1.4 Il prototipo del mercato spot

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

- Certezza di controparte
- Minimizzazione dei costi di transazione
- Efficienza produttiva e allocativa
- Trasparenza

Per garantire l'efficienza, è stato identificato come meccanismo d'asta quella non discriminatoria a prezzi nodali. Tale modello prevede che il banditore d'asta raccolga da ogni singola unità di produzione e per ciascuna delle 24 ore del giorno successivo le offerte di vendita, ciascuna delle quali segnala il prezzo minimo al quale l'operatore è disposto a vendere la quantità incrementale specificata nell'offerta. Analogamente, il banditore d'asta raccoglie le offerte d'acquisto dalle unità di consumo, che indicano il prezzo massimo al quale sono disposte a pagare per la quantità specificata nell'offerta. L'operatore della borsa risolve poi un problema di ottimizzazione vincolata: massimizza il valore delle transazioni garantendo l'uguaglianza tra domanda e offerta. La curva di offerta viene determinata ordinando le offerte dei produttori secondo il cosiddetto ordine di merito, che minimizza il costo totale per ciascun livello di produzione. La curva di domanda, al contrario, viene determinata ordinando le richieste degli acquirenti secondo un ordine decrescente di disponibilità a pagare. L'intersezione delle due curve determina simultaneamente la quantità complessiva acquistata e venduta (MCQ, *Market Clearing*

2.1 Caratteristiche generali del mercato elettrico

Quantity), il prezzo di equilibrio (MCP, *Market Clearing Price*) ed i programmi orari di immissione e prelievo.

Il modello di mercato spot costituisce il prototipo di riferimento per tutti i mercati elettrici liberalizzati. Nonostante ciò, nelle diverse esperienze internazionali i mercati spot dell'energia elettrica hanno assunto funzioni e regole operative assai differenti. Tali differenze si riflettono sulla numerosità delle sessioni di mercato, sui vincoli di partecipazione, sul formato delle offerte e sulle regole di prezzo adottate. Generalmente, la regolazione della generazione elettrica può stabilire che gli scambi di energia avvengano in entrambi i modi, o nella borsa dell'elettricità all'ingrosso o attraverso contratti bilaterali. Esistono poi modelli intermedi di regolazione che, accanto ai due strumenti accennati sopra, prevedono l'operatività di soggetti che fungono da acquirente unico. In particolare, si distinguono:

1. modello di *power pool* (modello centralizzato, con un unico mercato integrato)
2. modello di *power Exchange* (modello decentrato)

La maggior parte dei mercati elettrici europei, sono caratterizzati da alcuni concetti basilari comuni: operatività di un mercato organizzato (*Power Exchange*) sede per la concentrazione degli scambi, ruolo attivo della domanda, determinazione di un prezzo di equilibrio per la valorizzazione dell'energia elettrica, ruolo di controparte centrale assunto dal gestore del mercato ai fini del 'clearing' delle transazioni. E' stato provato come lo sviluppo e l'utilizzo di una struttura di tipo Power Exchange favorisce la competizione e contribuisce ad aumentare gli scambi tra gli operatori (Weron, 2006); inoltre, ultimo ma non meno importante, questa struttura può essere utilizzata anche come fonte di informazioni aggiornate, indipendenti e affidabili. Di seguito sono esplicitate, nel dettaglio, le caratteristiche di entrambi i modelli:

2.1.4.1 Power Pool

Questo modello è caratterizzato da una totale integrazione delle attività di unit commitment, gestione delle congestioni e delle riserve, che vengono svolte direttamente dall'autorità competente attraverso un unico mercato dell'energia, integrato col dispacciamento. Nella sua forma originaria, la partecipazione al mercato è obbligatoria per tutti i produttori ed è limitata ad essa, nel senso che la domanda di energia è espressa

2. IL MERCATO ENERGETICO

giornalmente dall'autorità, che assume quindi il ruolo di acquirente unico. La contrattazione al di fuori del Pool e il *'demand side bidding'* sono vietati. Le offerte, che devono essere presentate per ciascuna unità di produzione, devono essere *'offerte complesse'*, in quanto debbono riflettere la funzione di costo dei generatori. Oltre a prezzo e quantità, vengono specificati anche un costo fisso di start-up, una potenza minima ed una massima erogabile, un gradiente di rampa massimo ed i tempi di accensione/spengimento. La totale integrazione tra transazioni commerciali e fenomeni fisici garantisce la minimizzazione dei costi complessivi e la ripartizione più efficiente della potenza disponibile tra i vari utilizzi. L'uso di offerte complesse garantisce che i produttori recuperino sempre tutti i propri costi. Le principali critiche al modello di power pool si ricollegano al fatto che tutte le scelte di breve periodo sono demandate all'autorità competente e che per questo il pool replica piuttosto fedelmente le modalità operative del dispacciamento in regime di monopolio. Inoltre, le regole che governano il mercato sono estremamente complesse e suscettibili di manipolazione. Al crescere del pluralismo e dell'apertura del mercato, cresce la pressione dei produttori verso l'adozione di modelli di mercato più decentrati, in cui le imprese decidono autonomamente l'utilizzo dei propri impianti produttivi e contrattano liberamente con la controparte il proprio prezzo di vendita.

2.1.4.2 Power Exchange

Secondo questo modello, gli operatori sono liberi di organizzarsi attraverso contratti bilaterali o attraverso la borsa mentre la gestione delle congestioni, l'approvvigionamento delle riserve ed il bilanciamento in tempo reale restano competenza dell'autorità. Il tratto distintivo di questo modello è quindi la sequenzialità dei mercati e la separazione fra mercati fisici e mercati dei servizi. La partecipazione al mercato è volontaria e bilaterale, nel senso che sia produttori che consumatori possono fare offerte. Nel mercato spot viene definito giornalmente il prezzo dell'energia elettrica per gli scambi fisici di energia che avverranno il giorno successivo. Il prezzo di equilibrio è determinato dall'incontro tra domanda e offerta di tutti i partecipanti. Si utilizzano offerte semplici, cioè costituite da coppie quantità-prezzo, che garantiscono una maggiore trasparenza degli esiti di mercato. Sono poi previste, a valle del mercato del giorno prima, una o più sessioni di aggiustamento, per consentire agli operatori di modificare i programmi definiti sul mercato del giorno prima attraverso offerte di riacquisto e di rivendita. Le modalità di risoluzione delle congestioni e di acquisto delle riserve da parte dell'autorità,

2.1 Caratteristiche generali del mercato elettrico

il sistema Exchange, a differenza di quello pool, adotta uno schema di prezzi zonali, in cui vengono considerati i limiti di trasporto più rilevanti e più ricorrenti sull'intera rete, ripartendo il mercato in zone interconnesse da linee di trasmissione soggette a congestioni frequenti e rilevanti. Il modello di power Exchange permette di conseguire un maggior decentramento decisionale ed una maggiore trasparenza degli esiti di mercato. Tuttavia, la presenza di mercati in sequenza si presta a comportamenti di offerta speculativi da parte degli operatori dominanti.

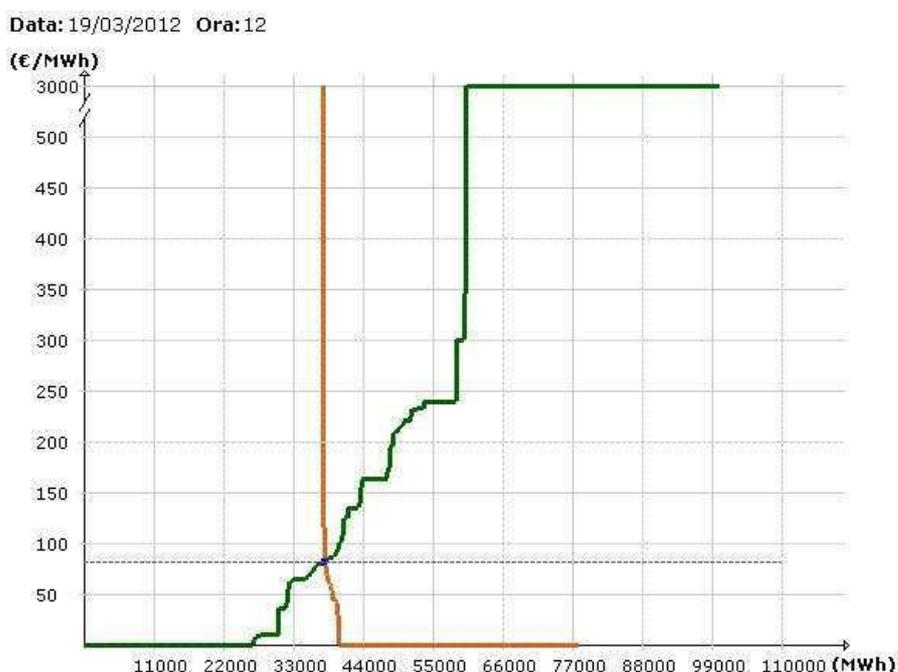


Figura 2.1: Power Exchange : formazione del prezzo di mercato attraverso l'asta, come intersezione tra la curva d'offerta (linea verde) e la curva di domanda (linea arancio).

2.1.5 Liberalizzazione del mercato

La peculiarità del settore elettrico, in particolare le caratteristiche tecniche del trasporto dell'energia elettrica, espongono il settore al rischio di fallimenti di mercato, cioè di distorsioni o produzioni inefficienti dovute alla determinazione inadeguata del prezzo. La tradizionale risposta a tale problema è stata la nazionalizzazione del settore elettrico : posizione, trasporto, distribuzione e vendita dell'energia elettrica sono stati

2. IL MERCATO ENERGETICO

espropriati per la parte che era in proprietà di privati e affidati ad un unico soggetto, un ente pubblico appositamente costituito, creando un monopolio integrato regolamentato e un dispacciamento centralizzato. Le ragioni economiche alla base di questa soluzione sono :

1. I caratteri strutturali di monopolio naturale che caratterizzano la rete di trasmissione, ovvero gli elevati costi fissi di investimento ed i ridotti costi marginali di utilizzo rendono più conveniente allacciare un nuovo impianto alla rete esistente piuttosto che costruire una rete nuova per raggiungere l'utenza finale;
2. La scarsa propensione privata ad investimenti con ritorni incerti e di lungo periodo;
3. ragioni politiche e sociali.

Dagli anni '80, però, molte delle ragioni a favore del monopolio integrato vennero meno: il mutato contesto politico-economico e importanti innovazioni tecnologiche aprirono la possibilità di una nuova organizzazione del sistema elettrico. Il rafforzamento dell'Unione Europea ed il crescente successo delle teorie neo-liberiste, portarono ad un progressivo ridimensionamento del ruolo dello stato a favore del mercato. La gestione privata e gli stimoli forniti dalla competizione fra le imprese vennero indicati come strumenti per migliorare l'efficienza del servizio.

Con la liberalizzazione del mercato lo stato ha, quindi, abbandonato il ruolo di attore primario nell'economia produttiva per assumere le vesti di arbitro e regolatore del mercato. Il processo di liberalizzazione del mercato elettrico ha dato vita più che ad un processo di deregolamentazione del mercato, ad un processo di ri-regolamentazione, fondato sulla separazione societaria (legal unbundling) fra attività strutturalmente monopolistiche (reti) ed attività potenzialmente concorrenziali (produzione, approvvigionamento e vendita) e sull'accesso non discriminatorio dei terzi ai servizi offerti dai proprietari delle infrastrutture di rete e di stoccaggio. Ancorché legate le une alle altre, ciascuna delle fasi in cui si articola la filiera elettrica presenta caratteristiche distinte, con differenti dimensioni minime, proprie modalità competitive, diverso peso degli aspetti tecnologici.

Ciascuna di esse, in particolare presenta un diverso grado di contendibilità, ponendosi quindi in modo diverso rispetto alla possibilità di essere regolamentate. Ciascuna fase

2.1 Caratteristiche generali del mercato elettrico

può essere analizzata sulla base di due variabili: dimensione minima efficiente degli impianti e grado di concentrazione del settore. Entrambi questi aspetti pongono diversi problemi di regolamentazione del settore.

L'attività della trasmissione, essendo un'attività gravata da elevati costi fissi e da alti costi non recuperabili (*sunk costs* = costi 'affondati') si configura come un monopolio naturale caratterizzato da economie di scala. La rete di trasmissione è considerata l'anello debole del nuovo sistema liberalizzato. Infatti a differenza delle fasi della generazione e della vendita, in relazione alle quali la struttura dei costi è tale da consentire un elevato livello di concorrenza, la rete è un monopolio naturale; qualora fosse organizzata tramite il puro meccanismo di mercato, essa risulterebbe verosimilmente sottodimensionata e gestita in modo socialmente inefficiente, inducendo così significative perdite di benessere (Joskow e Tirole, 2005).

La conseguenza indesiderabile tradizionalmente messa in luce dalla letteratura economica è che il monopolista tipicamente produrrà/offrirà una quantità inferiore a quella efficiente (e i consumatori sopporteranno un prezzo superiore a quello che avrebbero dovuto pagare ad un'impresa operante in un'industria concorrenziale).

Considerazioni simili valgono per l'attività della distribuzione, di gestione cioè delle reti che forniscono l'energia elettrica agli utenti finali. La distribuzione però non costituisce un monopolio unico nazionale, ma piuttosto tanti monopoli naturali territoriali.

L'attività di vendita è invece un segmento potenzialmente concorrenziale, caratterizzato, come è, da una intensità di capitale molto contenuta rispetto ai segmenti precedenti. La competizione può avvenire sia in base al prezzo, sia in base alla qualità dei servizi offerti. Anche in questo caso però la presenza di un numero esiguo di operatori ne giustifica la regolamentazione.

Il segmento della produzione, che pesa in termini di costi, in maniera preponderante sul prezzo complessivo dell'energia venduta è potenzialmente concorrenziale. Le barriere in entrata di natura economica sembrano oggi facilmente superabili grazie allo sviluppo di alcune moderne tecnologie tra cui la più promettente è sicuramente il ciclo combinato gas-vapore. Questa tecnologia presenta costi fissi sensibilmente inferiori a quelli degli impianti termoelettrici che utilizzano le tecnologie tradizionali. Ne derivano tempi di ritorno degli investimenti ridotti, una diminuzione dell'importanza delle economie di scala e in ultima analisi la possibilità di realizzare impianti con dimensione ottimale relativamente piccola rispetto alla domanda. Pur essendo un segmento potenzialmente

2. IL MERCATO ENERGETICO

concorrenziale, la presenza tuttavia di un numero esiguo di operatori, ne richiede la regolamentazione per salvaguardare gli utenti finali.

In conclusione, regolamentare il mercato dell'energia significa promuovere e sostenere la concorrenza nelle attività di produzione e vendita, in cui risulta realizzabile, accettando l'esistenza di monopoli naturali nella trasmissione e nella distribuzione.

2.1.6 Potere di mercato nel settore elettrico

Le particolari caratteristiche del sistema elettrico, in particolare la sua forte segmentazione e la lenta trasformazione del contesto competitivo, influenzano la struttura del mercato, aumentandone la vulnerabilità all'esercizio del potere di mercato. Oltre a trasferimenti di ricchezza dai consumatori ai produttori, che vanificano i benefici attesi dalla liberalizzazione del settore elettrico, l'esercizio di potere di mercato produce prezzi distorsivi, che determinano dispacciamento ed investimenti non efficienti. Nell'attuale fase di sviluppo dei mercati elettrici mondiali, sono numerosi i casi in cui si sono osservati comportamenti di offerta non perfettamente concorrenziali (Joskow e Kahn, 2002). Un produttore esercita potere di mercato quando adotta comportamenti di offerta tali da indurre il mercato a determinare un prezzo superiore a quello che si otterrebbe con offerte genuinamente concorrenziali. L'esercizio del potere di mercato è unilaterale, se tali comportamenti sono attuati in autonomia da un operatore dominante, o collettivo, se più imprese interagiscono in un gioco di natura oligopolistica senza coordinarsi (collusione tacita) o se agiscono in base ad accordi anticoncorrenziali espliciti. In un mercato organizzato come quello elettrico, l'esercizio del potere di mercato può assumere diverse forme:

1. **Bid-up**, ovvero quando un operatore dominante offre i propri impianti di produzione ad un prezzo superiore al costo marginale, fino al limite tale per cui non porti all'esclusione dal mercato.
2. **Limitazione strategica della quantità offerta da parte di un'impresa**, realizzando sugli impianti funzionanti rendite inframarginali maggiori di quelle ricavabili senza indisponibilità nella rete.
3. **Congestione strategica delle linee di trasmissione**, allo scopo di aumentare il prezzo in una determinata zona. I vincoli fisici e operativi dei sistemi elettrici

possono infatti rendere indispensabile il contributo produttivo di alcune imprese, consentendo loro di esercitare un potere di mercato localizzato in una zona.

E' possibile inoltre identificare una serie di condizioni che facilitano l'instaurarsi di equilibri tacitamente collusivi tra le imprese partecipanti al medesimo mercato. Il mercato elettrico, per le sue caratteristiche - trasparenza delle informazioni rilevanti, stabilità e bassa elasticità della domanda e dell'offerta nel breve periodo (figura 2.1), ripetitività delle operazioni al funzionamento del mercato, concentrazione dell'offerta, omogeneità del bene energia elettrica, imprese simmetriche, tende a facilitare questa possibilità di collusione (si veda Mastropieri, 2010, per approfondimenti).

2.2 Il mercato elettrico italiano

Il mercato elettrico in Italia è nato per effetto del decreto legislativo del 16 marzo 1999 n.79 (decreto Bersani), che ha recepito la direttiva europea 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica. Tale decreto ha segnato l'inizio della riforma strutturale del settore e tracciato gli elementi essenziali per liberalizzare il settore elettrico italiano, che fino ad allora era stato caratterizzato da un unico grande operatore nazionale di proprietà pubblica, verticalmente integrato in tutte le fasi della filiera (Enel s.p.a.). Sino alla riforma attuata col decreto Bersani, l'attività di vendita non aveva grande rilevanza, in quanto questa attività era svolta in regime di esclusiva legale da parte di Enel ed i prezzi dell'energia elettrica erano fissati per via amministrata, tramite tariffe. L'anno 2004, con l'avvio del dipacciamento delle unità di produzione secondo criteri di merito economico e del sistema organizzato delle offerte di acquisto e di vendita di energia elettrica (la cosiddetta 'Borsa Elettrica', strutturata secondo il modello *Power Exchange* descritto nella sezione precedente), ha rappresentato un momento di svolta decisivo nel processo di liberalizzazione del settore. Per la prima volta i diritti di immissione e di prelievo di energia elettrica nel e dal sistema elettrico nazionale, sono stati assegnati secondo principi di mercato, ed i prezzi dell'energia elettrica all'ingrosso sono stati determinati dalle dinamiche della domanda e dell'offerta di energia. La maggior parte dei paesi economicamente sviluppati sono basati sul modello *Power Exchange*, la tabella 2.1 mostra l'introduzione cronologica di questa struttura organizzata per alcuni di questi paesi.

2. IL MERCATO ENERGETICO

PAESE	ANNO	NOME
Norvegia	1992	Nord Pool
Svezia	1996	Nord Pool
USA	2000	PJM Interconnection
UK	2001	UK Power Exchange (UKPX)
Italia	2004	Italian Power Exchange (IPEX)

Tabella 2.1: Borse elettriche internazionali

Gli obiettivi di riorganizzazione del mercato nacquero sotto l'idea che l'energia elettrica fosse una commodity, ovvero un bene indifferenziato, a tutti gli effetti e che andasse fornito in maniera non disgiunta da un servizio, quello di dispacciamento, il quale avendo connotati di monopolio naturale (per le economie di scala delle infrastrutture, la necessità di garantire il bilanciamento fisico dei flussi e la gestione delle congestioni), andava opportunamente regolamentato. Superando il prototipo del monopolio naturale che fino ai primi anni '90 aveva dominato il settore elettrico, questa riorganizzazione dei sistemi elettrici nazionali, mirava alla creazione di una struttura di mercato che rispondesse alle seguenti necessità :

1. promuovere la competizione nelle attività di generazione dell'elettricità e di compravendita dell'energia attraverso la creazione di una vera e propria borsa.
2. massimizzare la trasparenza e l'efficienza delle diverse attività della filiera, alcune imprescindibilmente di natura monopolistica (trasmissione e distribuzione), suddividendone l'onere di regolamentazione e supervisione a diversi soggetti garanti (il cosiddetto unbundling) e creando mercati per l'acquisto dei servizi di dispacciamento.

Il primo passo del processo di liberalizzazione si è quindi avuto nell'obbligo per l'ex monopolista di costituire società separate per lo svolgimento delle attività di

- produzione,
- distribuzione,
- vendita ai clienti vincolati e idonei,
- esercizio dei diritti di proprietà della rete di trasmissione elettrica,

- dismissione delle centrali elettronucleari.

Per quanto riguarda invece l'attività di produzione, il decreto Bersani ha stabilito che a nessun soggetto, produttore o importatore di energia elettrica, fosse consentito superare la soglia, calcolata come media su base triennale, del 50% del totale dell'energia elettrica prodotta e importata in Italia. Il decreto ha sancito inoltre la nascita di alcune nuove figure e strumenti all'interno del mercato elettrico, tutte con compiti e strutture ben precise, al fine di ottenere quella trasparenza e quell'efficienza desiderata con l'introduzione della nuova regolamentazione del settore. Si è quindi verificato che:

- In primo luogo, dato che la rete di trasmissione elettrica nazionale doveva essere gestita in regime di monopolio, venne disposta la costituzione di una società proprietaria delle infrastrutture della rete, prima appartenenti a Enel s.p.a., Terna s.p.a., prima all'interno del gruppo Enel, poi diventata pienamente indipendente nel 2004. Il DPCM dell'11 maggio 2004 ha poi disposto l'unificazione della proprietà e della gestione della rete di trasmissione nazionale, trasferendo a Terna s.p.a. tutte le attività relative a dispacciamento, trasmissione e sviluppo della rete.
- Contemporaneamente allo sviluppo della società Terna s.p.a. è stato costituito il Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN), che prima del 2004 si occupava delle attività di trasmissione e dispacciamento. Poi, a seguito dell'assegnazione a Terna di tutte le risorse dedicate al dispacciamento, cambiò nome in Gestore dei Servizi Elettrici (GSE), concentrandosi sulla gestione, promozione e incentivazione delle fonti rinnovabili in Italia.
- E' stata inoltre istituita l'Autorità Garante per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG), con il compito di determinare le condizioni atte a garantire a tutti gli utenti della rete la libertà di accesso a parità di condizioni, l'imparzialità e la neutralità dei servizi di trasmissione e di dispacciamento.
- Fu creata la figura dell'Acquirente Unico (AU), società di proprietà del Ministero del Tesoro, con la funzione di fornire energia elettrica alle società di distribuzione per la copertura della domanda del mercato vincolato, a condizioni non discriminatorie e idonee a consentire l'applicazione di una tariffa unica nazionale per i clienti.

2. IL MERCATO ENERGETICO

- Venne introdotta la nuova figura del grossista, ovvero un intermediario che acquista energia elettrica e la rivende ai consumatori finali in un sistema di libero mercato.
- Si creò la suddivisione dei clienti finali in idonei (in possesso dei requisiti necessari per acquistare elettricità sul mercato libero) e clienti vincolati (privi dei requisiti richiesti per accedere al libero mercato); dall'1 luglio 2007, poi, tutti poterono accedere al libero mercato, ma al posto del mercato per gli ex clienti vincolati, venne istituito il mercato di maggior tutela, dove il fabbisogno è coperto dall'Acquirente Unico.
- Nacque il Gestore del mercato elettrico (GME), con il compito di gestione delle offerte di acquisto e vendita dell'energia e di tutti i servizi connessi. Definisce inoltre l'ordine di entrata in funzione delle unità di produzione e di selezione degli impianti di riserva e servizi ausiliari secondo il dispacciamento di merito economico.
- Fu, infine, istituita una Borsa Elettrica gestita dal Gestore del Mercato Elettrico (GME), allo scopo di organizzare, in maniera neutrale, trasparente, obiettiva e concorrenziale, il mercato dell'energia elettrica. E' un punto di incontro delle offerte di acquisto e vendita di energia, con libera concorrenza tra i produttori.

2.2.1 La nascita della borsa elettrica italiana: motivazioni e limiti

Nel processo di liberalizzazione del settore elettrico, la borsa elettrica si propone come strumento di innovazione rispetto al sistema dei soli contratti bilaterali, in cui prezzi e quantità vengono determinati liberamente dalle parti contraenti, dal momento che :

- Migliora il processo di formazione dei prezzi, rispecchiando le condizioni di domanda e offerta;
- Stimola la concorrenza tra operatori e favorisce il soddisfacimento della domanda ai prezzi più convenienti disponibili sul mercato;

- Opera in trasparenza, rendendo quantità e prezzi costantemente visibili per tutti gli operatori, che possono quindi agire con regole negoziali uguali e in condizioni di simmetria informativa;
- Presenta una maggiore flessibilità, consentendo agli operatori elettrici di integrare le forniture di energia per far fronte alle fluttuazioni improvvise del loro fabbisogno;
- Contribuisce alla gestione di situazioni di scarsità di offerta, fornendo accurati e puntuali segnali di prezzo sia ai produttori (per rendere disponibile la capacità di generazione) che ai consumatori (promuovendo l'uso efficiente dell'energia);
- Favorisce la stabilizzazione del mercato, incentivando la costruzione di nuove centrali e di nuove linee elettriche e l'ingresso di nuovi operatori;
- Introduce un elemento di separazione tra l'attività di produzione e di vendita dell'energia, due attività concorrenziali all'interno della filiera elettrica;
- Semplifica le procedure commerciali delle aziende e garantisce una maggiore sicurezza di pagamento, dell'energia elettrica venduta attraverso i sistemi di garanzia offerti dal mercato.

I benefici riguardano tutti i consumatori finali, sia quelli abilitati ad acquistare in borsa elettrica (grossisti e aziende, a condizione che siano utenti del dispacciamento in prelievo) sia quelli non abilitati, ovvero i 'clienti finali idonei' che non hanno concluso un contratto di dispacciamento con il GRTN (e che acquistano tramite grossisti), e quelli 'vincolati', che acquistano indirettamente elettricità in borsa tramite l'Acquirente Unico, soggetto istituzionale appositamente creato dal decreto Bersani per la tutela dei clienti domestici. Tuttavia, dall'ampio dibattito in merito emergono ancora alcuni limiti, o meglio obiezioni mosse al modello di borsa, che riguardano in particolare¹:

- il carattere non discriminatorio dell'asta, che paga troppo ai produttori che hanno i più bassi costi marginali ed è manipolabile, consentendo ampi margini di extraprofitto ai produttori che hanno diversi impianti con diverso livello di merito.

¹Calento et al.(2006)

2. IL MERCATO ENERGETICO

- Rischi del mercato d'asta, cioè volatilità del prezzo, concorrenza e congestione. Il primo interessa sia produttori che consumatori, esposti alla variabilità del prezzo spot che si forma sul mercato. I successivi riguardano i rischi per i produttori di essere estromessi dal mercato, ovvero non chiamati a produrre o in base all'ordine di merito o a causa di congestioni di rete, nonostante la competitività delle proprie offerte. Tali rischi giustificano il grande interesse, sia dei produttori che dei consumatori, per i contratti bilaterali fisici, e contratti bilaterali finanziari. In particolare i primi, completamente esterni al mercato spot, sono resi possibili in strutture di borsa organizzati secondo il modello *Power Exchange*.

2.2.2 Struttura del mercato elettrico italiano

La borsa elettrica italiana (IPEX), attiva dal 31 marzo 2004, è un vero e proprio mercato fisico dell'energia, dove le programmazioni di immissione e prelievi in e dalla rete sono definite. Essa può essere suddivisa in due sottomercati : il primo è il Mercato dell'energia finalizzato allo scambio di energia tra operatori; il secondo, invece, presiede all'approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento ed è denominato Mercato del Servizio di Dispacciamento (MSD). Il Mercato dell'Energia si suddivide a sua volta in due mercati fisici a pronti (spot):

- Il Mercato del Giorno Prima (MGP), in cui vengono gestite le offerte di acquisto e vendita per definire i programmi di immissione e di prelievo dell'energia elettrica per ciascuna ora del giorno dopo.
- Il Mercato Infragiornaliero d'aggiustamento (MI), che si svolge subito dopo il MGP, e dove gli operatori possono modificare i programmi definiti sul MGP presentando ulteriori offerte di vendita o d'acquisto. Il mercato infragiornaliero è costituito da quattro diverse aste, sequenziali e con diversi orari di apertura e chiusura.

Il MSD, invece, consiste nel Mercato ex-ante del Servizio di Dispacciamento e nel Mercato di Bilanciamento (MB). Terna ha il compito di provvedere alle risorse necessarie per il servizio di dispacciamento, ovvero per la gestione, il monitoraggio e l'operatività del sistema, il controllo delle congestioni di rete, la creazione delle quantità di energia di riserva ed il bilanciamento in tempo reale. L'assetto del settore elettrico italiano liberalizzato, prevede che lo scambio all'ingrosso di energia elettrica possa

2.2 Il mercato elettrico italiano

avvenire anche attraverso un sistema di scambi decentrati, basati su contratti bilaterali tra operatori. Tali contratti sono conclusi al di fuori della borsa elettrica tra un soggetto produttore/grossista e un cliente idoneo. Il prezzo, il periodo ed i profili di immissione e di prelievo per la fornitura, sono definiti liberamente dalle parti. Tuttavia, le transazioni commerciali e i relativi programmi di immissione e prelievo, devono essere registrati su una particolare piattaforma, chiamata Piattaforma Conti Energia (PCE), gestita anch'essa dal GME, ai fini della verifica di compatibilità con i vincoli di trasporto della rete di trasmissione nazionale. Il modello italiano del mercato elettrico, è sintetizzato dallo schema in figura 2.2.

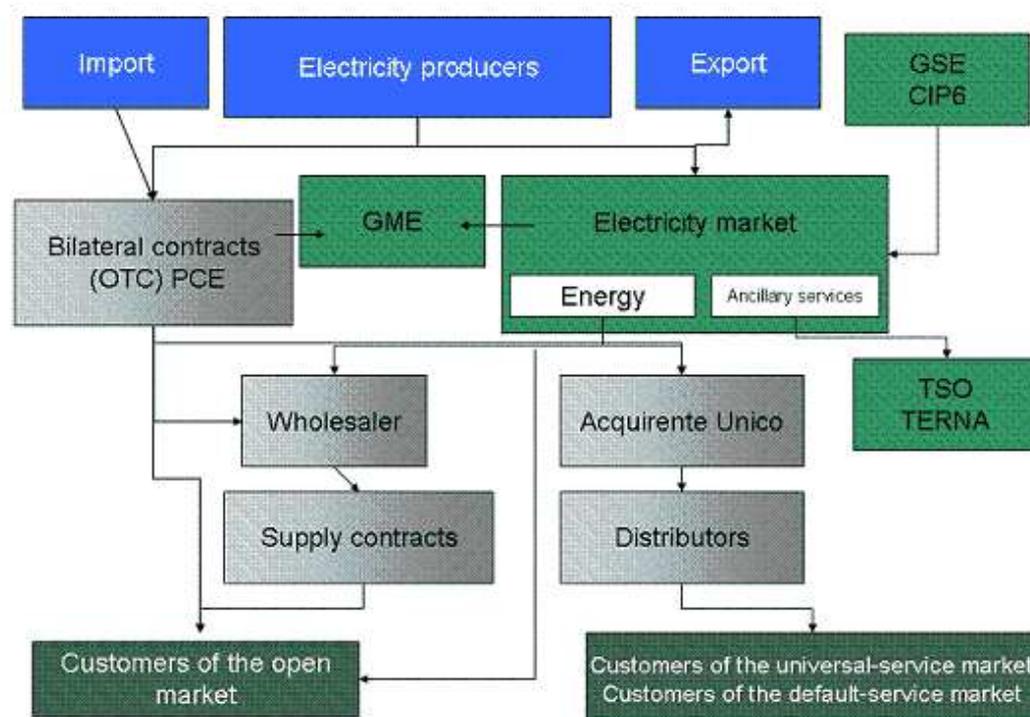


Figura 2.2: Struttura del mercato elettrico italiano con principali attori e strumenti

2. IL MERCATO ENERGETICO

2.2.2.1 Il Mercato del Giorno Prima(MGP)

Il MGP è organizzato come un'asta non discriminatoria. Tale meccanismo prevede che il GME riceva le offerte di acquisto e vendita, costruisca una curva di offerta aggregata e una curva di domanda aggregata per ciascuna ora, ordinando le offerte di vendita e di acquisto in base al merito economico, ed individui l'equilibrio di mercato nel punto di incontro tra tali curve. Il GME, quindi, gestisce le offerte di acquisto e di vendita con la finalità di definire il programma di produzione che minimizzi il costo complessivo di copertura della domanda. La seduta del Mercato del Giorno Prima apre alle ore 08:00 del nono giorno precedente a quello di delivery, e chiude alle ore 09:00 del giorno precedente. Prima della chiusura della seduta, e quindi il calcolo di prezzi e quantità di equilibrio, il GME provvede a fornire ai partecipanti al mercato alcune informazioni come, ad esempio, la capacità massima di trasmissione tra zone contingenti per ogni ora e ogni coppia di zone e il prezzo convenzionale di riferimento (ovvero il prezzo che il GME applica alle offerte non vincolate da un prezzo massimo, utilizzato per il calcolo della disponibilità delle fidejussioni di ciascun operatore di mercato). Al termine della sessione di mercato, il GME attiva un algoritmo per la determinazione dell'equilibrio sul MGP, che tiene in considerazione i vincoli di trasporto strutturali della rete di trasmissione nazionale, individuata da Terna (figura 2.4). Se i flussi di rete derivanti dai programmi non violano alcun limite di transito, il prezzo di equilibrio che si viene a formare sul mercato è unico per tutte le zone : le domande e le offerte accettate sono quelle aventi un prezzo di acquisto non maggiore del prezzo unico nazionale ed un prezzo di vendita non minore del prezzo unico nazionale. Se, invece, almeno un limite risulta violato, il mercato si separa in 'zone', per ciascuna delle quali viene costituita una curva di offerta e una di domanda aggregata e, conseguentemente, si determina un prezzo di equilibrio zonale. Nel MGP, il prezzo zonale è il prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate nel mercato riferite alla zona in cui avviene la corrispondente immissione di energia elettrica in rete. Le offerte di acquisto accettate nel mercato sono, invece, valorizzate indipendentemente dalla zona dove i prelievi avvengono, quindi al prezzo unico nazionale (PUN). Il prezzo PUN è determinato come media dei prezzi zonali, ponderati sulla base dei consumi zonali.

Ai fini della verifica e della rimozione delle congestioni eventualmente determinate dai programmi di immissione e prelievo, il GME utilizza una rappresentazione sempli-

ficata della rete, che evidenzia solamente i limiti di transito più rilevanti. Il processo di individuazione delle zone di rete rilevante, come descritto da Terna¹Terna, *Individuazione zone della rete rilevante*, documento del 19 Settembre 2008), è effettuato sulla base di diversi criteri :

1. l'attuazione dei programmi di immissione e di prelievo di energia elettrica non deve, in generale, provocare congestioni significative al variare delle immissioni e dei prelievi all'interno di ciascuna zona geografica;
2. la dislocazione potenziale delle immissioni e dei prelievi di energia elettrica all'interno di ciascuna zona non devono, in generale, avere significativa influenza sulla capacità di trasporto tra le zone.

Le **zone della rete rilevante** non sono altro che porzioni del sistema di trasmissione a griglia che descrive la struttura del mercato elettrico. Esse possono corrispondere ad aree geografiche fisiche, essere delle zone virtuali, oppure essere dei poli di produzione limitata, cioè zone costituite da sole unità di produzione, la cui capacità di interconnessione con la rete è inferiore alla potenza installata delle unità stesse. Sulla base dei precedenti criteri, sono state individuate (figura 2.3 e tabella 2.2):

- 6 zone geografiche (Nord, Centro-Nord, Centro-Sud, Sud, Sicilia, Sardegna)
- 7 zone virtuali estere (Francia, Svizzera, Austria, Slovenia, Corsica, Corsica AC, Grecia)
- 5 poli di produzione limitata (Brindisi, Foggia, Monfalcone, Priolo G., Rossano)

¹(

2. IL MERCATO ENERGETICO

ZONA	ACRONIMO	TIPO	DETTAGLIO
Centro Nord	CNOR	Geografica	Toscana, Umbria, Marche
Centro Sud	CSUD	Geografica	Lazio, Abruzzo, Campania
Nord	NORD	Geografica	Val D'Aosta, Piemonte, Liguria, Lombardia, Trentino, Veneto, Friuli, Emilia-Romagna
Sardegna	SARD	Geografica	
Sicilia	SICI	Geografica	
Sud	SUD	Geografica	Molise, Puglia, Basilicata, Calabria
Brindisi	BRNN	Polo di produzione limitato	
Foggia	FOGN	Polo di produzione limitato	
Monfalcone	MFTV	Polo di produzione limitato	
Priolo G.	PRGP	Polo di produzione limitato	
Rossano	ROSN	Polo di produzione limitato	
Austria	AUST	Virtuale estera	
Corsica	CORS	Virtuale estera	
Corsica AC	COAC	Virtuale estera	
Francia	FRAN	Virtuale estera	
Grecia	GREC	Virtuale estera	
Slovenia	SLOV	Virtuale estera	
Svizzera	SVIZ	Virtuale estera	

Tabella 2.2: Configurazione zonale in vigore dal 2009 (GME)

Tra zone vicine, esisteranno limiti fisici di trasmissione, determinati sulla base di un modello di bilanciamento tra la produzione ed il consumo di energia elettrica. Terna stima questi limiti di transito utilizzando, per la griglia di trasmissione, sei diverse configurazioni:

1. Configurazione Estiva Giornaliera
2. Configurazione Estiva pre-festiva (solo per le zone Nord e Centro-Nord)
3. Configurazione Estiva Notturna
4. Configurazione Invernale Giornaliera
5. Configurazione Invernale pre-festiva
6. Configurazione Invernale Notturna

Il valore limite è la quantità di energia che, se superata, non garantisce la sicurezza della trasmissione. La struttura della rete italiana è particolare, la produzione energetica non è equamente distribuita, ma concentrata in particolari zone, pertanto i transiti di energia sono differenti a seconda della direzione di trasmissione. La griglia di trasmissione è inoltre interconnessa con i paesi esteri confinanti attraverso 18 linee : 4 con la Francia, 9 con la Svizzera, 1 con l’Austria, 2 con la Slovenia, 1 con la Grecia (attraverso un cavo sottomarino) e 1 con la Corsica (sempre attraverso un cavo sottomarino). Gli aspetti positivi dello scambio di energia elettrica attraverso queste connessioni sono numerose, ma esistono anche aspetti negativi che, in alcuni casi, ne limitano l’utilizzo. Queste interconnessioni permettono l’importazione e l’esportazione di energia elettrica. Essi rappresentano quindi uno strumento per assicurare la sicurezza e per risolvere situazioni di emergenza, ovvero nel caso in cui le quantità di riserva non fossero sufficienti al bilanciamento della rete. Inoltre, esse provvedono l’accesso a mercati esteri, e ciò permette di diversificare il mix delle risorse energetiche. Questa diversificazione e l’aumento degli scambi, si traduce in una riduzione delle differenze di prezzo tra i mercati. Purtroppo, solo in caso di interconnessioni senza limiti fisici o tecnici, la differenza di prezzo tra i mercati collegati sarebbe uguale ai soli costi di trasporto e transazione. Ciò, invece, non verifica mai nei casi reali. Solitamente, i limiti fisici e le congestioni nella trasmissione rendono i prezzi delle diverse zone molto diversi tra loro. Inoltre, le perdite di potenza, fisicamente inevitabili durante la trasmissione, abbassano notevolmente i potenziali guadagni dovuti agli scambi di energia.

2. IL MERCATO ENERGETICO

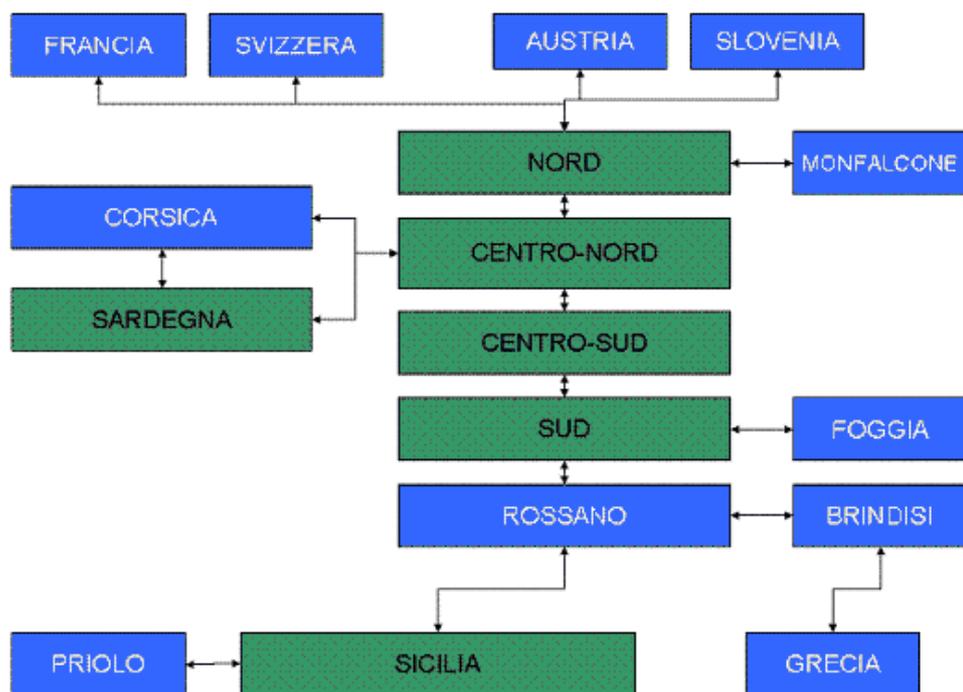


Figura 2.3: Zone di mercato rilevanti e loro interconnessioni

2.2.2.2 Mercato Infragiornaliero(MI)

Il MI è la sede di negoziazione delle offerte di acquisto e di vendita per l'aggiustamento dei programmi di immissione e di prelievo risultanti dopo la chiusura del Mercato del Giorno Prima. Così come il MGP, anche il Mercato Infragiornaliero è costituito come un'asta non discriminatoria con possibilità di articolazione del mercato in zone. Vi sono quattro sessioni distinte, che differiscono per l'orario di apertura e chiusura della seduta e le ore con possibilità di modifica dei programmi. In particolare:

1. **MI1:** La seduta del MI1 si svolge dopo la chiusura del MGP, si apre alle ore 10.45 del giorno precedente il giorno di consegna e si chiude alle ore 12.30 dello stesso giorno. Gli esiti del MI1 vengono comunicati entro le ore 13.00 del giorno precedente il giorno di consegna.
2. **MI2:** La seduta del MI2 si apre alle ore 10.45 del giorno precedente il giorno di consegna e si chiude alle ore 14.40 dello stesso giorno. Gli esiti del MI2 vengono comunicati entro le ore 15.10 del giorno precedente il giorno di consegna.
3. **MI3:** La seduta del MI3 si apre alle ore 16.00 del giorno precedente il giorno di consegna e si chiude alle ore 07.30 del giorno di consegna. Gli esiti del MI3 vengono comunicati entro le ore 08.00 del giorno di chiusura della seduta.
4. **MI4:** La seduta del MI4 si apre alle ore 16.00 del giorno precedente il giorno di consegna e si chiude alle ore 11.45 del giorno di consegna. Gli esiti del MI4 vengono comunicati entro le ore 12.15 del giorno di chiusura della seduta.

Il processo di accettazione delle offerte nel mercato di aggiustamento è analogo a quello del MGP. Sul MI, tuttavia, la valorizzazione delle offerte in vendita e in acquisto avviene al prezzo di equilibrio zonale. In tale contesto, quindi, le unità di consumo potrebbero fare arbitraggio fra il PUN applicato sul MGP ed il prezzo zonale applicato sul MI. Al fine di evitare ciò, è previsto per le unità di consumo un corrispettivo di non arbitraggio che renda non profittevole tale comportamento.

2.2.2.3 Mercato per i Servizi di Dispacciamento(MSD)

Il Mercato per i Servizi di Dispacciamento (MSD) può essere visto come la fase 'finale' di ricerca dell'equilibrio fisico, dove Terna, in qualità di garante della sicurezza del

2. IL MERCATO ENERGETICO

sistema, si approvvigiona delle risorse necessarie al dispacciamento dell'energia elettrica in sicurezza. Il MSD è articolato in più segmenti, ciascuno destinato alla negoziazione di risorse destinate ad una specifica funzione :

1. risoluzione delle congestioni di rete;
2. predisposizione degli adeguati margini di capacità di riserva secondaria e terziaria di potenza
3. realizzazione dell'equilibrio fisico tra immissioni e prelievi di energia nella rete, sia *'a programma'* che *'in tempo reale'*, facendo fronte agli sbilanciamenti tra i flussi programmati e quelli reali.

Per quello che riguarda il secondo punto, in particolare, è possibile distinguere in un sistema elettrico tre tipi di riserva : la riserva primaria, che serve a contrastare le variazioni di frequenza causate da squilibri istantanei; la riserva secondaria, che è utilizzata per ricondurre il livello di frequenza al suo valore prestabilito nel breve periodo (massimo 15 minuti); la riserva terziaria, che consiste nel rendere disponibile un margine di potenza attivabile tramite un ordine di dispacciamento. Quest'ultimo ha tempi di attivazione che variano dai 15 minuti all'ora. Le offerte presentate nel MSD esprimono la disponibilità a variare le immissioni o i prelievi rispetto a quanto definito nel programma risultante dai mercati precedenti. In particolare, gli utenti del dispacciamento, comprano energia elettrica nel caso abbiano prelevato energia in eccesso rispetto a quella già acquistata (o abbiano immesso in difetto rispetto a quanto già venduto), mentre vendono energia elettrica nel caso abbiano immesso in rete energia elettrica in eccesso (o l'abbiano prelevata in difetto) rispetto agli impegni contrattuali assunti sugli altri mercati. La controparte in questo mercato è Terna, che si pone come unico acquirente/venditore. Nel sistema elettrico italiano, il MSD è l'unico mercato che funziona lungo un orizzonte temporale prossimo al tempo reale, inoltre, le offerte non sono remunerate al prezzo di equilibrio, ma al prezzo di offerta (asta discriminatoria o *pay-as-bid*).

2.2.3 Contratti Bilaterali

I produttori ed i consumatori abilitati, possono acquistare e vendere energia elettrica non solo nei mercati regolati dal GME, ma anche stipulando contratti fuori da

essi. In quest'ultimo caso, il contratto viene stipulato tra due singoli operatori, e le sue caratteristiche (prezzo, quantità e periodo di riferimento) sono determinate congiuntamente dalle parti. I contratti bilaterali hanno ad oggetto la fornitura di servizi elettrici tra due operatori del mercato e regolano la durata, il prezzo di fornitura ed i profili di immissione e prelievo. I contratti bilaterali partecipano al mercato attraverso la comunicazione di programmi bilanciati e vincolanti di produzione e di consumo. Molti economisti sostengono che questa tipologia di accordo bilaterale è fondamentale per il corretto funzionamento dei mercati elettrici, e portano notevoli benefici, sia ai venditori che agli acquirenti, nel breve e nel lungo periodo. Ciò in quanto, la stipula di un contratto bilaterale, permette ad entrambe le parti di:

1. eliminare o abbassare notevolmente la volatilità del prezzo di mercato, nel caso in cui l'acquirente abbia provveduto a coprire sufficientemente il proprio portfolio di acquisto. La stipula di una quantità significativa di contratti di medio-lungo periodo, potrebbero stabilizzare le fluttuazioni del prezzo;
2. avere una base certa, necessaria per analizzare scenari di lungo periodo ed effettuare valutazioni razionali di investimento, come lo sviluppo di nuove risorse di generazione di energia elettrica, particolarmente impattanti relativamente ai costi, ma con un ritorno di investimento molto positivo.
3. attenuare il potere di mercato dei venditori, nel caso in cui gli acquirenti possano scegliere tra un range di offerte per ogni unità di tempo.
4. facilitare lo sviluppo di nuove risorse

L'energia elettrica scambiata con transazioni di questo tipo, vengono registrate nella Piattaforma dei Conti Energia (PCE), e questo dato viene utilizzato per il calcolo delle possibili congestioni di rete e dei volumi zionali per il calcolo del Prezzo Unico Nazionale. Tutti i contratti bilaterali registrati in PCE sono quindi sottomessi nel MGP sotto forma di domanda/offerta e contribuiscono a determinare i risultati del mercato. Infine, la conoscenza dei contratti stipulati, consente a Terna di valutare giornalmente le esigenze di riserva con riferimento alla domanda complessiva di energia. Partecipa al mercato, come venditore, anche il GSE per collocare l'energia prodotta dagli impianti che utilizzano fonti rinnovabili ed assimilate (la cosiddetta energia CIP6) e dagli impianti il cui funzionamento è giudicato essenziale ai fini della sicurezza del servizio

2. IL MERCATO ENERGETICO

elettrico. La presenza di un mercato spot non si contrappone all'utilizzo dei contratti bilaterali di lungo termine, ma ne è un naturale complemento; i due strumenti operano infatti su orizzonti temporali distinti: nel lungo termine i contratti bilaterali fisici, finalizzati alla copertura del rischio di prezzo e quindi al recupero dei costi fissi, mentre le scelte di produzione e consumo nel breve periodo vengono prese sul mercato spot. Dal lato della domanda, l'acquisto di energia elettrica a termine costituisce una forma di copertura rispetto al rischio derivante dalla volatilità del prezzo nel tempo reale. Analogamente, dal lato offerta, la cessione di energia elettrica a termine e, contestualmente, l'acquisto a termine dei combustibili che alimentano le unità di generazione, consentono al produttore di assicurare un valore certo alla propria capacità produttiva.

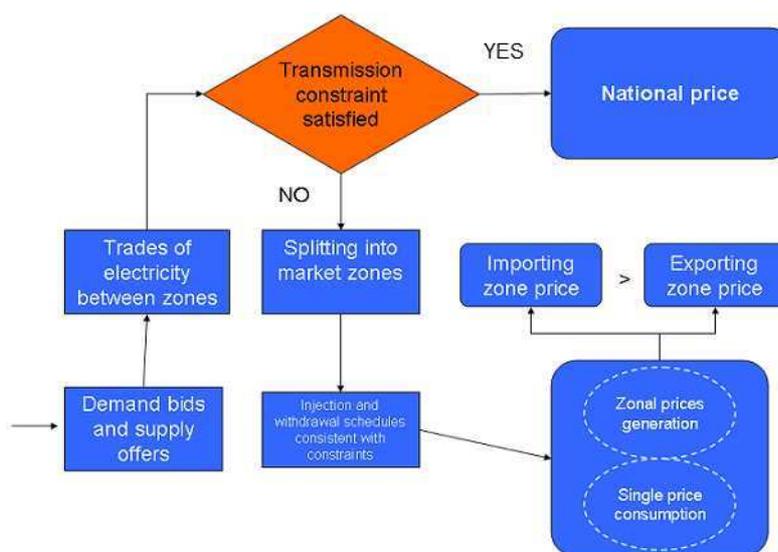


Figura 2.4: Processo di creazione del prezzo

3

Modello previsivo empirico per i consumi

Lo sviluppo di metodologie per la modellazione e la previsione della domanda oraria di energia elettrica è stata, ed è, un'azione necessaria e fondamentale per l'organizzazione e la strutturazione del mercato energetico anche durante gli anni di regolamentazione. Era infatti basilare, nel breve periodo, provvedere alla sicurezza e all'affidabilità dell'offerta e, nel lungo periodo, pianificare ed investire nelle nuove tecnologie e nelle nuove forme di produzione di energia.

Lo sviluppo di modelli in grado, nello stesso tempo, di descrivere e prevedere la dinamica di comportamento di consumo di energia elettrica, è un obiettivo perseguito da molto prima che il processo di liberalizzazione del mercato avesse inizio. La previsione delle quantità di fabbisogno di energia elettrica nel breve periodo è l'argomento più dibattuto e sviscerato in questo contesto, e su cui la maggior parte delle tecniche previsive sono state sviluppate e verificate. Una previsione accurata di breve periodo è fondamentale al fine dell'operatività sui mercati spot; contribuisce, infatti, all'efficienza economica di acquisti e vendite, ed alla sicurezza dell'offerta elettrica. Questo perché la previsione di breve periodo (tipicamente con orizzonte che varia dall'ora alla settimana) è il dato che permette di determinare quale dispositivo di produzione dovrà entrare in funzione e quale no in un determinato periodo, al fine di ottenere la produzione richiesta al minor costo. Inoltre, è necessario ai titolari degli impianti di generazione per programmarne le routines di manutenzione.

Con la liberalizzazione dei mercati energetici, poi, l'argomento ha interessato sempre di

3. MODELLO PREVISIVO EMPIRICO PER I CONSUMI

più gli operatori e, di conseguenza, lo studio in materia ha subito un notevole sviluppo e miglioramento. Oltre all'utilità evidenziata sopra, in un mercato liberalizzato, una previsione precisa dei consumi permette, agli operatori di mercato, la stipula dei migliori contratti nel mercato forward e l'ottimizzazione del rapporto quantità/prezzo nell'acquisto o vendita nel mercato spot. Senza una previsione accurata dei consumi, il rischio è quello di un'eccessiva sovra o sotto-copertura dell'effettiva necessità nel mercato del giorno prima (MGP o *day-ahead market*). L'estrema vicinanza con la consegna, fa sì che l'acquisto (nel caso di acquisto preventivo non sufficiente) avvenga a prezzi molto più alti, mentre la vendita (nel caso di acquisto preventivo troppo elevato) avvenga a prezzi molto più bassi, a volte anche nulli. Ad esempio, un 1% di riduzione nell'errore medio di programmazione dei consumi di energia elettrica, potrebbero equivalere alla possibilità di risparmiare/guadagnare cifre nell'ordine delle centinaia di milioni di Euro. Attualmente, la previsione dei consumi di energia elettrica è diventata parte integrante del planning di tutti gli operatori di mercato, delle organizzazioni regionali di trasmissione in rete (RTO) e delle autorità che guidano le diverse fasi di generazione, trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica.

Una delle principali difficoltà nello sviluppo di un modello previsivo che fornisca previsioni accurate ed affidabili, è la determinazione delle informazioni necessarie e sufficienti per il contesto oggetto di studio. Se la base informativa è insufficiente, la previsione sarà incompleta e non precisa, similmente, se le informazioni sono mancanti o ridondanti, la modellazione può diventare di difficile implementazione ed interpretazione; i risultati previsivi potrebbero essere, inoltre, distorti e non precisi.

E' noto che i modelli complessi, anche se performanti, sono difficili da trattare, da utilizzare ed interpretare, soprattutto in un contesto aziendale da persone con poca esperienza e conoscenza limitata delle tecniche statistiche. Spesso, quindi, modelli con struttura più semplice, anche se meno accurati, sono molto apprezzati in ambito operativo, soprattutto se utilizzati come strumento di supporto ad una struttura più complessa di *decision making*, sulla base degli obiettivi strategici di breve e lungo periodo.

Molta letteratura è stata prodotta sullo studio dei consumi di energia elettrica, soprattutto nell'ultimo decennio e di pari passo con la significativa e costante crescita dei volumi e degli interessi economici in gioco. Gli obiettivi dell'analisi sono molteplici, e riguardano :

-
1. la comprensione dei più importanti *leading indicators* da inserire all'interno di qualsiasi modello,
 2. la scelta del miglior approccio analitico,
 3. la ricerca delle caratteristiche della serie storica,

L'ottenimento analitico di tutta questa base informativa, permette poi di sviluppare un modello empirico previsivo che sia in grado di produrre un planning accurato, che sia in grado di evitare scompensi nella rete ed ottenere risultati economicamente accurati di acquisto e/o vendita. Da sottolineare è inoltre il fatto che la precisione delle stime non dipende solo dall'efficienza del algoritmo implementato, ma anche dalla qualità dei dati analizzati e dalla capacità di introdurre efficacemente i *leading indicators* all'interno del modello.

L'obiettivo del capitolo è quello di mostrare l'implementazione del modello di previsione empirico per i consumi elettrici italiani, denominato '*schema triangolare*', evidenziando sia l'analisi dei *leading indicators* più significativi che lo sviluppo dell'approccio di modellistica della serie storica. La scelta dell'approccio *time series* è favorito dal fatto che i dati di consumo, di prezzo e di produzione di energia elettrica sono rilevati metodicamente ogni ora, per tutti i giorni dell'anno, cosa che non è comune a tutti i data set finanziari.

Inoltre, un grande vantaggio su cui può contare l'analisi delle serie storiche in questo contesto è che queste hanno andamenti che possono venire precodificati dal punto di vista teorico. In linea generale, infatti, ci si può attendere che il valore osservato al generico istante t , sia dato dalla sovrapposizione di diverse componenti con un preciso significato fenomenico. Prima tra tutte una componente evolutiva (il trend) che rappresenta la tendenza di fondo del fenomeno considerato. Tale componente è legata all'evoluzione strutturale del sistema, che avviene con movimenti regolari lungo una traiettoria ideale che si snoda in modo uniforme e graduale durante il periodo di osservazione.

Accanto alla componente evolutiva, ci si attende la presenza di una componente oscillatoria (il ciclo), che giustifica fluttuazioni pluriennali a periodicità non ricorrente. Nel caso di dati a frequenza sub-annuale, può presentarsi anche una componente oscillatoria infra-annuale regolare, denominata stagionalità. Un'ultima componente, nota come

3. MODELLO PREVISIVO EMPIRICO PER I CONSUMI

componente aleatoria o irregolare, riassume le oscillazioni non riconducibili alla tre componenti precedenti.

Queste quattro componenti non sono direttamente osservabili, ma la loro presenza costituisce un importante input teorico che semplifica la specificazione del non noto processo generatore dei dati della serie. In dettaglio, la serie osservata in un particolare istante, l'ora h del giorno di riferimento, può essere pensata come combinazione lineare di queste componenti latenti:

$$y_h = T_h + S_h + C_h + \epsilon_h$$

Dove il Trend(T), la Stagionalità(S) ed il Ciclo(C) si sommano ad una componente aleatoria(ϵ) tale che $E(\epsilon_h|I_{h-1}) = 0$, con $I_{h-1} = \{y_i, \epsilon_i; i = 1, \dots, h-1\}$. E' interessante notare che l'unità di tempo presa in considerazione è l'ora, a causa delle caratteristiche fisiche uniche possedute dalla commodity elettricità, che permettono gli scambi di energia elettrica sul mercato su base oraria; in altre parole, ogni quantità acquistata o venduta sul mercato in ciascuna ora del giorno, ha un prezzo diverso dall'altro.

La determinazione di ciascuna delle parti della somma, si può basare sull'impiego di funzioni deterministiche e/o stocastiche. Come già accennato nei capitoli precedenti, tipicamente, la previsione dei consumi di energia elettrica è classificata sulla base dell'orizzonte previsivo di riferimento. Il lavoro è stato quindi concentrato sulla previsione di breve periodo, in particolare *one-step ahead*. In ambito operativo, questo tipo di previsione può avere diversi obiettivi, che riguardano la schedulazione delle quantità di acquisto ottimale sul mercato per la copertura del proprio fabbisogno, capire i flussi di consumo ed aiutare nel prendere decisioni che possano prevenire congestioni e *black out* nella rete.

Le novità introdotte nella tesi per lo studio della serie dei consumi di energia elettrica, rispetto alla letteratura già esistente, riguardano:

1. la struttura triangolare implementata, che cercherà di tenere in considerazione tutti gli effetti temporali della serie, da quelli infragiornalieri a quelli annuali, passando per i settimanali ed i mensili.
2. la costruzione analitica di leading indicators orari legati alle temperature.

Lo sviluppo di un modello previsivo di questo tipo sarà necessario, all'interno del contesto aziendale di riferimento, per la programmazione degli acquisti, per le unità di consumo, nei mercati *MGP* e *MI*.

3.1 Schema previsivo triangolare

3.1.1 I dati

Il campione di dati preso in considerazione è la serie storica oraria dei consumi italiani di energia elettrica dall'1 Marzo 2010 al 31 Marzo 2012, costituita da 18.285 osservazioni (Figura 3.1). I dati utilizzati sono di fonte ufficiale, fruibili liberamente da tutti gli operatori del mercato elettrico italiano, in quanto pubblicati giornalmente sul sito web di Terna¹. La tabella 3.1 mostra alcune statistiche descrittive della serie storica oggetto di studio.

Serie[Mwh]	Media[MWh]	Min[MWh]	Max[MWh]	SD	NA
Hourly Load	35.085	19.330	54.541	7.353,824	0

Tabella 3.1: Statistiche descrittive della serie dei consumi di energia elettrica italiana dall'1 Marzo 2010 al 31 Marzo 2012

Per poter rendere più performante e precisa la struttura modellistica triangolare implementata, è stato necessario modificare il dato originale. Questo pre-processo sui dati deriva in parte dalla letteratura in materia, e dall'altro dalle intuizioni derivanti dall'esperienza *'sul campo'* come operatore e conoscitore della struttura organizzativa del mercato elettrico italiano.

In particolare, sono state implementate le seguenti azioni di modifica della serie storica originale:

- Suddivisione della serie oraria, sulla base delle 24 ore giornaliere
- Clusterizzazione in zone geografiche di mercato
- Trasformazione logaritmica del dato di consumo
- Correzioni relative al passaggio ora solare/legale e viceversa

3.1.1.1 Studio delle serie suddivise per ora

A causa di alcune caratteristiche fisiche, uniche, possedute dalla commodity elettricità (come, ad esempio, il fatto di essere rilevata su base oraria² e la grande difficoltà ad

¹www.terna.it

²In altre parole, le serie di quantità e prezzi presentano frequenza oraria

3. MODELLO PREVISIVO EMPIRICO PER I CONSUMI

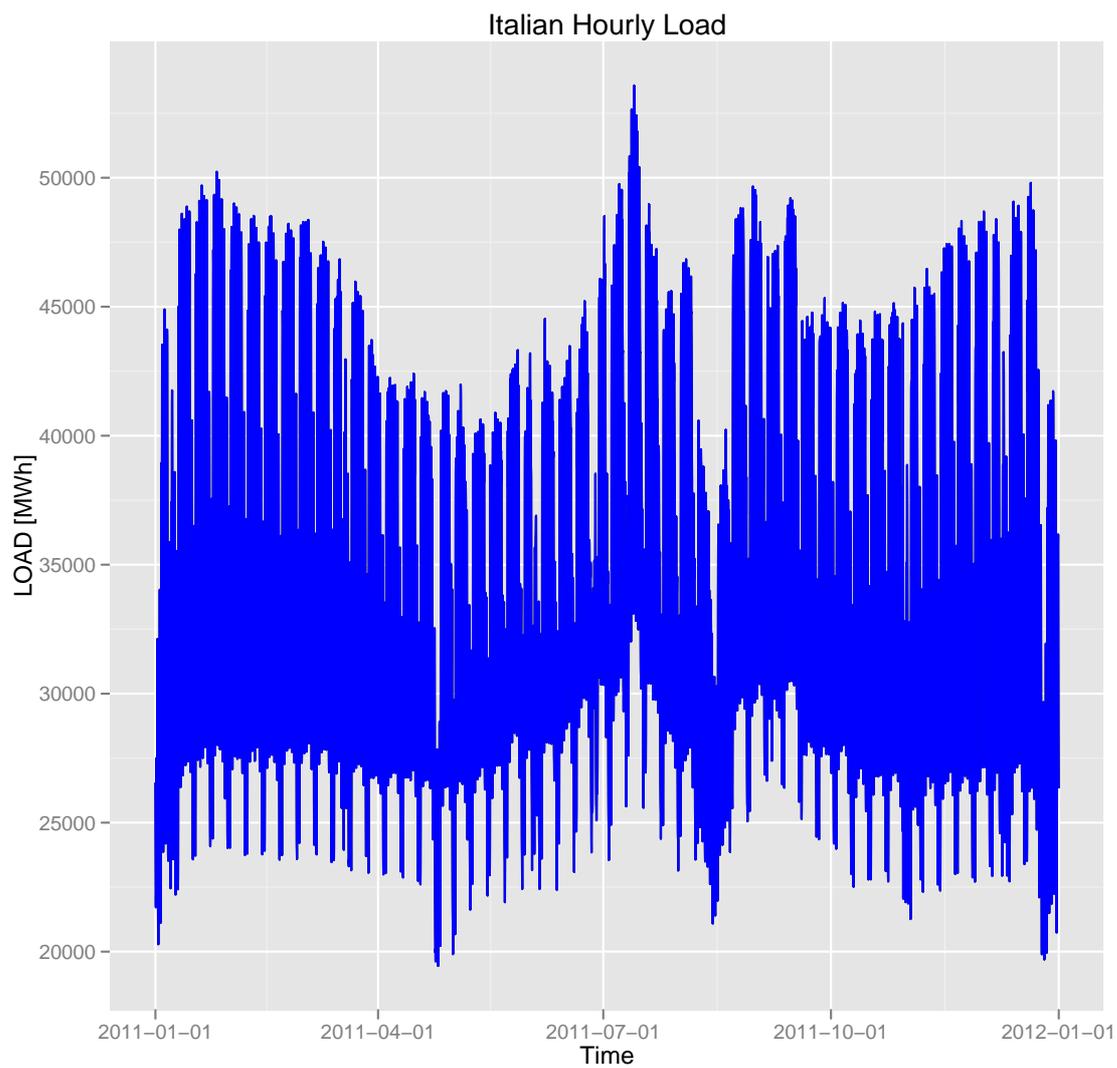


Figura 3.1: Consumi di energia elettrica orari italiani, dall'1 Marzo 2010 al 31 Marzo 2012

essere stoccata), è possibile affermare che l'energia elettrica scambiata in una determinata ora del giorno, può essere vista come una commodity diversa da quella scambiata nelle precedenti e successive¹.

Pertanto, seguendo l'approccio introdotto da Ramanathan et al.²(1997), si è deciso di utilizzare, come serie storiche oggetto di studio, quelle relative ai consumi di energia elettrica per ciascuna ora della giornata. In altre parole, sono 24 i modelli che vengono stimati giornalmente, quelli relativi appunto alle 24 ore del giorno.

Nella letteratura dell'ultima decade, questo approccio modellistico è stato molto utilizzato nello studio dei consumi di energia elettrica, in quanto permette di avere un modello con struttura semplice, che evita di trattare i complicati *intraday patterns* presenti nella serie oraria, e permette ad ogni ora di avere un proprio pattern settimanale. La grande mole di dati a disposizione, infine, dà la possibilità di ridurre l'eterogeneità definendo queste 24 diverse serie storiche derivanti dall'originale.

3.1.1.2 Zone geografiche di mercato

I 24 modelli relativi alle serie storiche delle singole ore della giornata, sono stati ulteriormente suddivisi in 6 gruppi distinti, in base alla zona geografica del mercato di riferimento.

Come detto nel capitolo precedente, il sistema elettrico italiano è suddiviso in 6 zone geografiche (Nord, Centro-Nord, Centro-Sud, Sud, Sicilia e Sardegna), interconnesse tra loro, ma ognuna con le proprie caratteristiche peculiari, sia fisiche che come profilo di consumo. In particolare, la struttura fisica della rete e le connessioni tra le zone limitrofe, fanno sì che i prezzi ed i consumi orari di energia elettrica, nella maggior parte dei casi, abbiano profili diversi da zona a zona.

Ragionevole è quindi pensare di studiare la dinamica dei consumi di energia elettrica separatamente per ciascuna di queste zone ed ottenere una previsione di breve periodo *ad hoc*. Inoltre, come si vedrà più avanti, la verifica delle inefficienze resa possibile dallo schema triangolare, risulta essere più precisa e utile nella comprensione degli sviluppi, ad esempio, delle infrastrutture all'interno della griglia di distribuzione dell'energia elettrica. E' noto, infatti, che nella parte settentrionale del paese i collegamenti fisici tra

¹Guthrie e Videbeck, 2002

²Grazie alla sua struttura modellistica, questo lavoro vinse la gara previsiva internazionale di quell'anno organizzata dal 'Puget Sound and Light System Company'

3. MODELLO PREVISIVO EMPIRICO PER I CONSUMI

ZONA	CITTA'
Nord	Milano
Centro-Nord	Firenze
Centro-Sud	Roma
Sud	Taranto
Sicilia	Catania
Sardegna	Cagliari

Tabella 3.2: Associazione tra le zone geografiche rilevanti e le città scelte come rappresentative

i diversi punti di consegna sono più moderni ed efficienti rispetto alla parte meridionale e le isole. Ciò si riflette sia sui prezzi che sulla tempestività e l'efficacia di risoluzione di problematiche legate alla rete. Grazie allo sviluppo di modelli suddivisi tra le zone, è possibile verificare empiricamente la *'portata'* di queste differenze in termini di efficienza, per poter valutare piani strategici di investimento in una zona piuttosto che in un'altra.

Un'ulteriore motivazione che rende molto interessante questo tipo di clusterizzazione è la maggior efficacia del leading indicator *'temperatura'* all'interno del modello previsivo. Per ogni zona di mercato, infatti, è stata inserita una temperatura specifica, diversa dalle altre. Il criterio di selezione della città rappresentativa della zona, si basa sul semplice principio della quantità di consumo. E' stato infatti selezionato come dato di temperatura, quello della città che, all'interno della zona di riferimento, ha consumato più energia elettrica nell'anno 2011¹.

La tabella 3.2 mostra nel dettaglio l'associazione tra le zone di mercato (i cluster) e le città scelte come rappresentative.

3.1.1.3 Trasformazione logaritmica

Si è scelto di non utilizzare il dato in livelli di consumo di energia elettrica, ma di trasformarlo, prima della modellazione, in dato logaritmico. Diverse sono le motivazioni che hanno portato a questa scelta:

- In primo luogo, la proprietà fisica del dato di essere strettamente positivo,

¹Sulla base dei dati riportati nel rapporto annuale di Terna

- La monotonicità della trasformazione logaritmica e la sua capacità di stabilizzare la varianza della serie,
- La più semplice interpretabilità dei valori dei parametri stimati (che possono essere visti come variazioni percentuali della variabile endogena causate dalla variazione unitaria del predittore).

3.1.1.4 Passaggio ora legale/solare

Poiché nel passaggio da ora solare a ora legale e viceversa la serie presenta valori mancanti o di troppo, si è reso necessario un intervento sulle serie per ottenere l'omogeneità dei dati.

Nel primo caso, che si ha l'ultima domenica di marzo, si perde il dato relativo all'ora 3, si è pertanto provveduto ad imputare tale dato prendendo la media tra l'ora precedente e quella successiva del giorno di riferimento.

Viceversa, l'ultima domenica di ottobre, nel passaggio da ora legale a ora solare, ci si trova a fronteggiare un'ora in più. Così è stato necessario modificare la serie inserendo, al posto dei valori rilevati all'ora 3 e all'ora 4, un unico valore ottenuto come media aritmetica tra i due (riportando quindi la frequenza giornaliera dei dati a 24 ore).

Nelle figure [3.2](#), [3.3](#), [3.4](#), [3.5](#), [3.6](#) e [3.7](#) sono state scelte quattro ore rappresentative, due di picco e due di fuori picco, e mostrate le relative serie, suddivise per zona geografica di mercato. Queste sono le serie che sono state modellate e previste grazie alla struttura previsiva triangolare.

3. MODELLO PREVISIVO EMPIRICO PER I CONSUMI

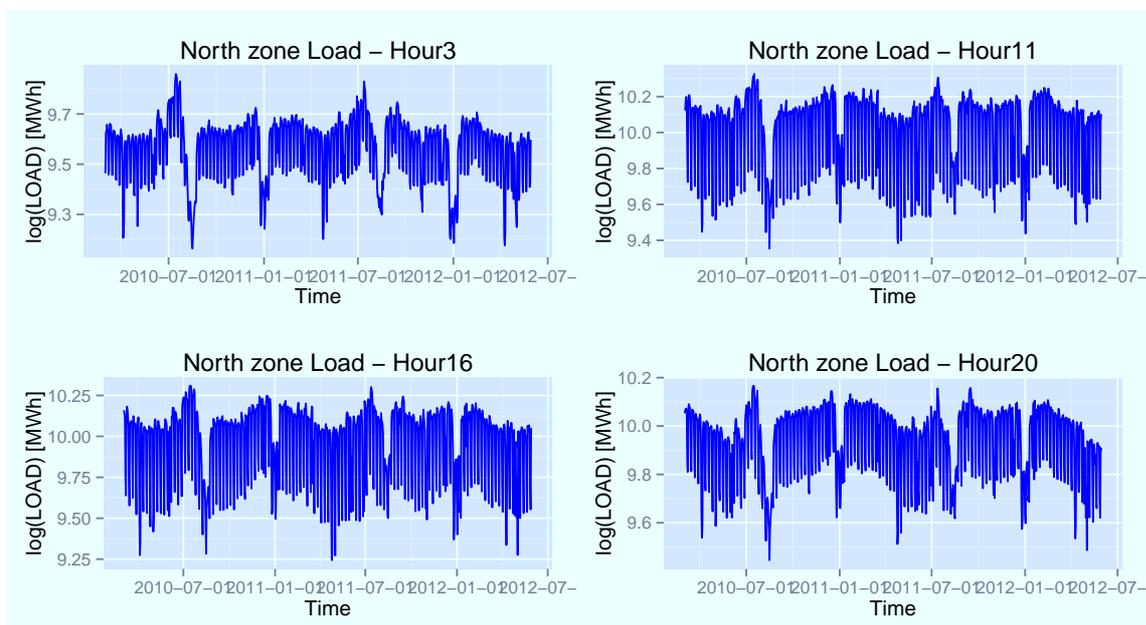


Figura 3.2: Consumi orari di energia elettrica zona Nord dall'1 Marzo 2010 al 31 Marzo 2012, ore 3-11-16-20

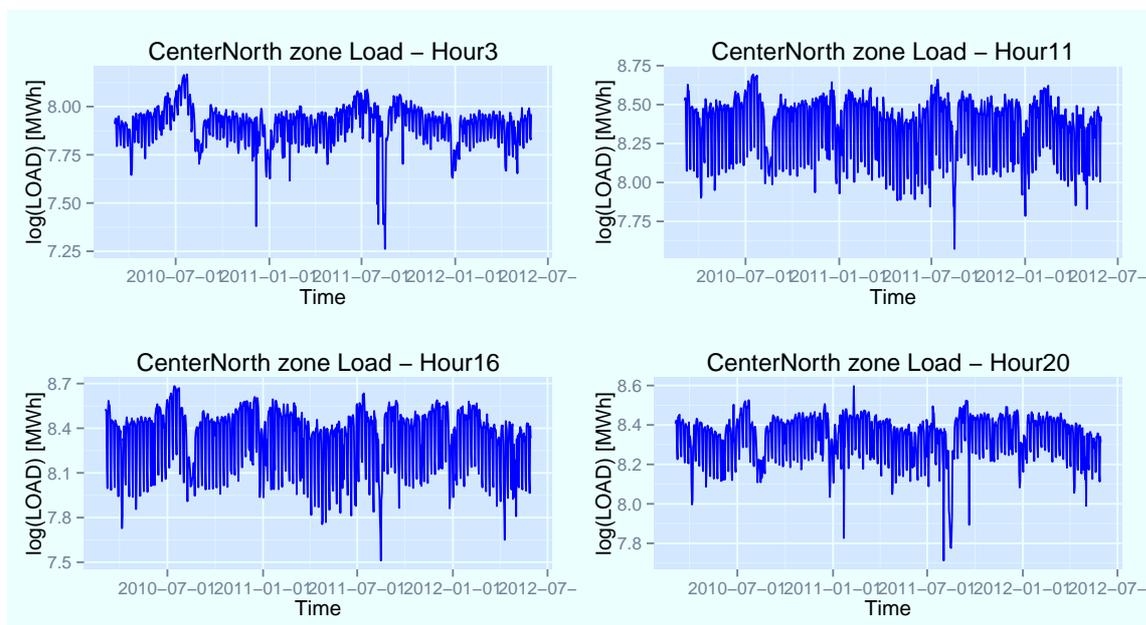


Figura 3.3: Consumi orari di energia elettrica zona Centro Nord dall'1 Marzo 2010 al 31 Marzo 2012, ore 3-11-16-20

3.1 Schema previsivo triangolare

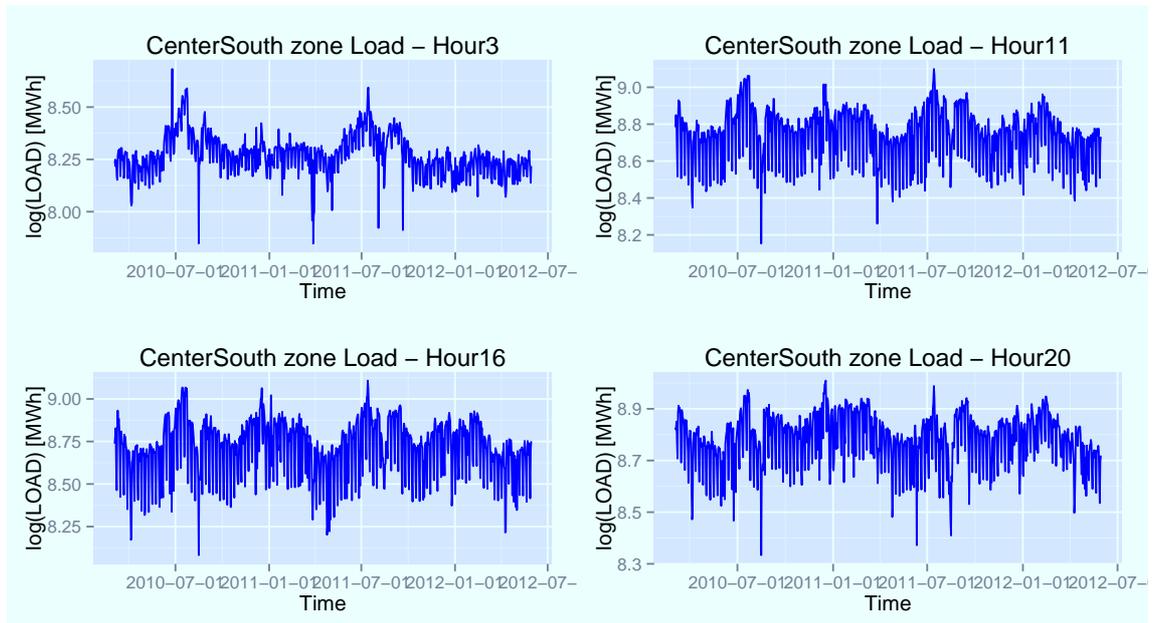


Figura 3.4: Consumi orari di energia elettrica zona Centro Sud dall'1 Marzo 2010 al 31 Marzo 2012, ore 3-11-16-20

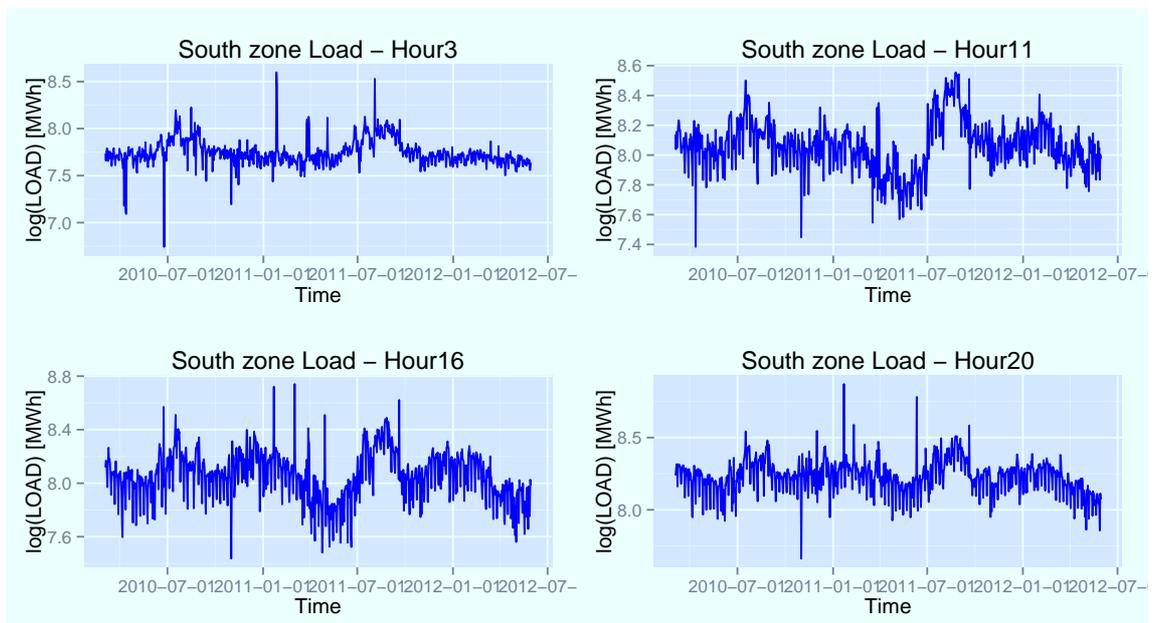


Figura 3.5: Consumi orari di energia elettrica zona Sud dall'1 Marzo 2010 al 31 Marzo 2012, ore 3-11-16-20

3. MODELLO PREVISIVO EMPIRICO PER I CONSUMI

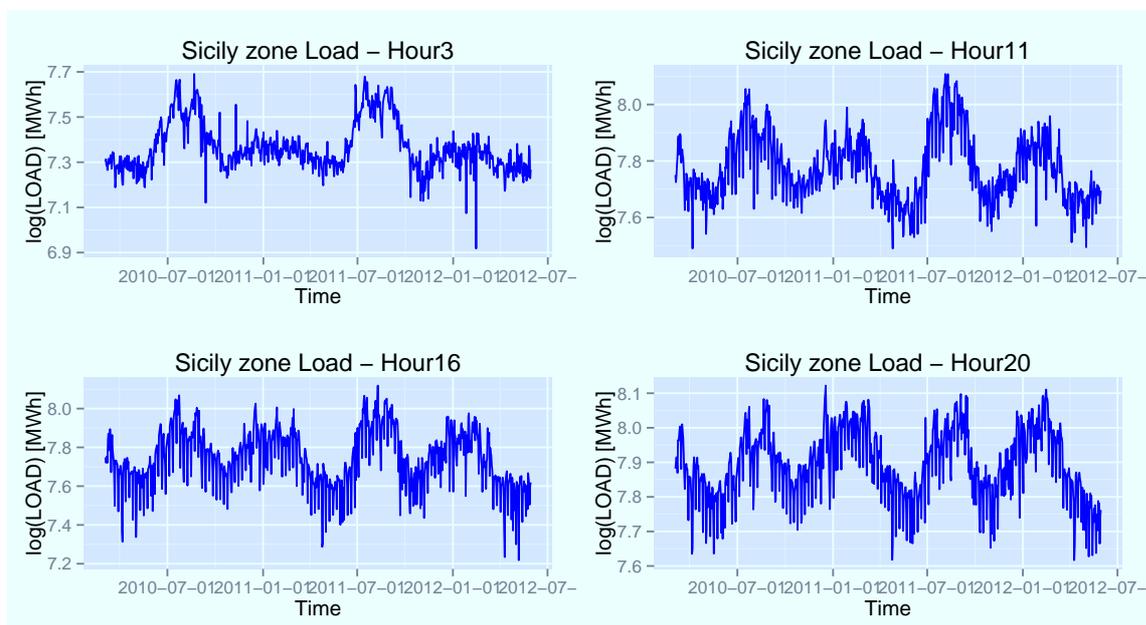


Figura 3.6: Consumi orari di energia elettrica zona Sicilia dall'1 Marzo 2010 al 31 Marzo 2012, ore 3-11-16-20

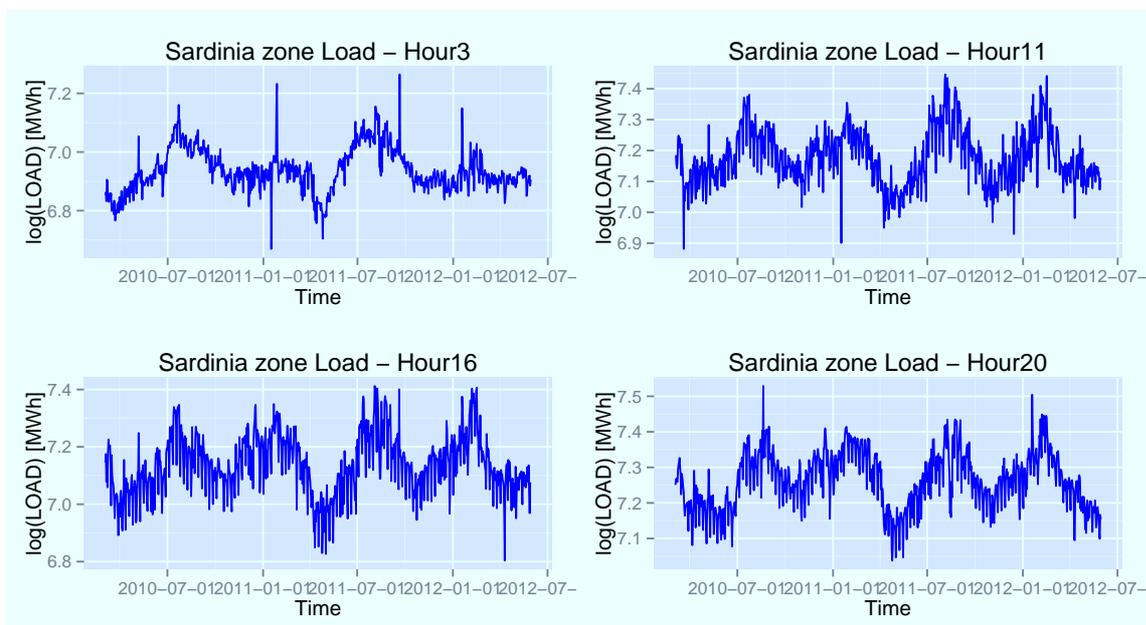


Figura 3.7: Consumi orari di energia elettrica zona Sardegna dall'1 Marzo 2010 al 31 Marzo 2012, ore 3-11-16-20

Prima di presentare la struttura del modello e le metodologie previsive sviluppate, è fondamentale, come per ogni studio previsivo, introdurre una funzione di perdita che permetta di specificare gli obiettivi in termini di valutazione delle performance predittive e di utilizzo dello strumento modellistico implementato.

3.1.1.5 Funzione di perdita

Dal punto di vista statistico, prevedere significa determinare con il minore errore possibile la realizzazione di una variabile casuale per mezzo della realizzazione di altre variabili casuali. Pertanto, per poter risolvere il problema, è necessario scegliere una funzione di perdita (o di costo) e determinare il previsore ottimo, cioè la funzione (misurabile) delle variabili osservabili, che minimizza la perdita attesa.

Formalmente, si supponga di volere prevedere Y per mezzo di X_1, \dots, X_k . Sia $l(\cdot) : \mathfrak{R} \mapsto [0, \infty)$ la funzione di perdita scelta e G la classe delle funzioni di X_1, \dots, X_k all'interno della quale cercare il previsore. Si noti che G può consistere nella classe di tutte le funzioni misurabili nei k argomenti, oppure in una sottoclasse di essa come, ad esempio, quella di tutte le funzioni lineari. Un previsore ottimo è una funzione g che risolve il problema di minimo

$$\min_{g \in G} El(Y - g(X_1, \dots, X_k))$$

dove si suppone che il valore atteso in formula esista. Non necessariamente il previsore ottimo è unico.

Nel prevedere, vi sono situazioni in cui errore per difetto implica costi molto diversi di un errore per eccesso. In questo caso, il modello previsivo avrà obiettivi basati sull'esplicitazione di una funzione di benessere (o di perdita) determinata dall'operatore di mercato rispetto ai propri obiettivi in cui ricercare il massimo (se si tratta di una funzione di benessere), o il minimo (se si tratta di una funzione di perdita).

Si noti che una funzione di costo di questo tipo implica un previsore ottimale distorto. In altre parole, il valore atteso dell'errore di previsione non è zero, perché questa funzione di perdita implica un diverso costo atteso nel prevedere valori alti rispetto a quelli bassi. Spesso, tuttavia, non esiste una funzione di costo esplicita, specialmente quando

3. MODELLO PREVISIVO EMPIRICO PER I CONSUMI

si producono previsioni che devono essere utilizzate da una gran massa di utenti.

Questo è ciò che accade nel contesto oggetto di studio, ovvero la programmazione degli acquisti *day-by-day* per le unità di consumo nel mercato spot, è ragionevole pensare ad una funzione di perdita asimmetrica. Le conseguenze dovute allo sbilanciamento, infatti, sono diverse a seconda del loro segno.

In particolare, se l'acquisto nei mercati MGP e MI eccede quanto realmente consumato, sarà necessario vendere l'energia in avanzo sul mercato MSD. Viceversa, se la quantità di energia elettrica acquistata nei mercati MGP e MI è minore rispetto a quanto necessario, la mancanza dovrà essere colmata attraverso un acquisto nel MSD:

$$\underbrace{\widehat{y}_{h,t+1} - y_{h,t+1}}_{\text{Sbilancio Mercati MGP-MI}} = \begin{cases} > 0 \rightarrow \text{Vendita in MSD} \\ < 0 \rightarrow \text{Acquisto in MSD} \end{cases}$$

Ciò che rende asimmetrica la funzione di perdita è la valorizzazione oraria di questa energia sul mercato MSD. Esiste infatti un algoritmo che, basandosi sull'ora di riferimento, sulla quantità di sbilancio, sulla zona di acquisto/vendita e sulle congestioni della rete, valorizza l'energia elettrica nel mercato MSD a prezzi diversi rispetto a quelli del mercato MGP o MI. Ciò rende per alcune ore più conveniente lo sbilancio in eccesso, mentre per altre quello in difetto. Non è pertanto possibile, ad un singolo operatore, costruire una funzione di perdita *ad hoc* adeguata al problema, in quanto le conseguenze dello sbilanciamento, e la sua valorizzazione, variano su base oraria e dipendono dal comportamento di acquisto e vendita di tutti gli operatori di mercato. In questi casi si usa preferibilmente una funzione di perdita simmetrica, considerata una ragionevole semplificazione, in modo tale che la previsione sia non distorta (errore atteso di previsione nullo). Per motivi legati soprattutto alla semplicità matematica, le funzioni di perdita più utilizzate sono:

- l'errore quadratico : $l(D) = D^2$
- l'errore assoluto : $l(D) = |D|$
- l'errore assoluto relativo, quando Y è strettamente positiva : $l(D) = |D|/Y$

dove $D := Y - g(X_1, \dots, X_k)$.

Il valore atteso di queste funzioni di perdita ha un nome preciso in letteratura :

Mean Square Error : $MSE(D) = E[D^2]$

Mean Absolute Error : $MAE(D) = E [|D|]$

Mean Absolute Percentage Error : $MAPE(D) = 100 \cdot E [|D|/Y]$

Nel contesto previsivo oggetto di studio, si è scelto di considerare previsori ottimi rispetto all'errore assoluto relativo, seguendo la maggior parte della letteratura e considerata la caratteristica di stretta positività del dato di consumo di energia elettrica.

3.1.2 Intuizione

Alla base dello sviluppo di questa nuova struttura modellistica e previsionale per il contesto dei consumi di energia elettrica, risiede l'intuizione che il *load* (termine tecnico utilizzato per indicare il consumo di energia elettrica) all'ora h del giorno t , sia correlato dinamicamente a tre fattori in particolare:

- il consumo osservato nelle 8 ore precedenti $h - 1, \dots, h - 8$, convenzionalmente denominati **EFFETTI INFRAGIORNALIERI CONTEMPORANEI**
- il consumo osservato all'ora h dei giorni precedenti, $t - 1, t - 2, \dots$, cioè gli **effetti auto regressivi standard**
- il consumo osservato nelle 4 ore precedenti $h - 1, \dots, h - 4$ dei giorni precedenti, convenzionalmente nominati **EFFETTI GIORNALIERI RITARDATI**

Per comprendere meglio lo schema modellistico, denominato '*triangolare*' a causa della struttura delle relazioni tra i valori delle variabili endogene, si discute un esempio semplificato.

3.1.2.1 Esempio

Si supponga l'esistenza di giorni con sole due ore. Fissato t (il giorno di riferimento), si avrà la seguente struttura della serie dei valori di y (i consumi di energia elettrica):

$$\{y\} = \left\{ \dots, \underbrace{y_{1,t-1}, y_{2,t-1}}_{\text{giorno } t-1}, \underbrace{y_{1,t}, y_{2,t}}_{\text{giorno } t}, \underbrace{y_{1,t+1}, y_{2,t+1}}_{\text{giorno } t+1}, \dots \right\}$$

3. MODELLO PREVISIVO EMPIRICO PER I CONSUMI

Il modello ARMA proposto avrà, quindi, forma:

$$\begin{aligned} \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ -\phi_{21}^0 & 1 \end{bmatrix} \begin{pmatrix} y_{1,t} \\ y_{2,t} \end{pmatrix} &= \begin{bmatrix} \phi_{11}^1 & \phi_{12}^1 \\ \phi_{21}^1 & \phi_{22}^1 \end{bmatrix} \begin{pmatrix} y_{1,t-1} \\ y_{2,t-1} \end{pmatrix} + \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{pmatrix} \epsilon_{1,t} \\ \epsilon_{2,t} \end{pmatrix} + \\ &+ \begin{bmatrix} \theta_{11}^1 & 0 \\ 0 & \theta_{22}^1 \end{bmatrix} \begin{pmatrix} \epsilon_{1,t-1} \\ \epsilon_{2,t-1} \end{pmatrix} \end{aligned} \quad (3.1)$$

Dove:

- i parametri ϕ_{12}^1 e ϕ_{21}^0 catturano gli *effetti infragiornalieri contemporanei*
- il parametro ϕ_{21}^1 cattura l'*effetto infragiornaliero ritardato*
- i parametri ϕ_{11}^1 e ϕ_{22}^1 catturano gli *effetti auto regressivi standard*
- i parametri θ_{11}^1 e θ_{22}^1 catturano gli *effetti media mobile standard*

Questo schema può essere visto come un particolare modello VARMA relativo ad $y_t = \begin{pmatrix} y_{1,t} \\ y_{2,t} \end{pmatrix}$, e possiede due importanti caratteristiche, interpretative da un lato e previsive dall'altro.

Dal punto di vista interpretativo, dà la possibilità di valutare statisticamente l'efficienza/ inefficienza della griglia di trasmissione dell'energia elettrica. Ad esempio, si possono considerare ipotesi del tipo:

$$\begin{cases} H_0 : \phi_{12}^1 = 0 \vee \phi_{21}^0 = 0 \\ H_1 : \phi_{12}^1 \neq 0 \wedge \phi_{21}^0 \neq 0 \end{cases} \text{ EFFICIENZA ISTANTANEA (all'interno del giorno)}$$

$$\begin{cases} H_0 : \phi_{21}^1 = 0 \\ H_1 : \phi_{21}^1 \neq 0 \end{cases} \text{ EFFICIENZA RITARDATA (tra i giorni)}$$

Testare le ipotesi di cui sopra, permette di verificare l'esistenza di inefficienze infragiornaliere o ritardate.

Infatti, se gli effetti infragiornalieri sono rilevanti (significativi), potrebbe significare che uno shock, o un problema nella rete di distribuzione delle ore precedenti, si è propagato alle ore successive e la struttura non è stata in grado, in tempo reale, di risolvere il problema. E' possibile valutare la gravità del problema osservando, inoltre, il ritardo temporale statisticamente significativo di riferimento. Più è lontano, più è alta la gravità del problema e, di conseguenza, l'inefficienza della rete. La presenza di queste

inefficienze, inoltre, quando verificate dai dati, possono permettere il miglioramento delle performance previsive dei consumi orari. E' ragionevole quindi confrontare le performance previsive dello schema triangolare (con possibile presenza di inefficienze), con quelle dello schema sotto l'ipotesi di perfetta efficienza. Sotto l'ipotesi, infatti, che gli effetti infragiornalieri non siano significativi, il sistema di tipo VARMA collassa in un insieme di 24 modelli ARIMA uni-equazionali, ognuno relativo all'ora h di riferimento, che possono essere correlati solo attraverso i disturbi (così come avviene per i sistemi di tipo SURE).

3.1.3 Modello completo

Accanto al dato di consumo precedente all'ora h di riferimento è necessario, per ottenere risultati previsivi più precisi ed accurati, aggiungere altri fattori esogeni al modello.

In letteratura, infatti, alcune caratteristiche di comportamento e di struttura, causate soprattutto dalla natura fisica dell'elettricità, dalla struttura dei mercati liberalizzati e dalle abitudini e dagli stili di vita dei consumatori (siano essi famiglie o aziende), sono considerate come veri e propri capisaldi consolidati nello studio della serie dei consumi di energia.

Questi '*stylized facts*' vengono quindi presentati nella loro generalità, per poi essere inquadrati all'interno del modello triangolare implementato e capire in che modo essi entrano a far parte in maniera significativa del risultato previsivo ottenuto.

E' possibile, quindi, suddividere queste caratteristiche in due macro-categorie, la prima data dalle peculiarità che riflettono gli aspetti legislativi del mercato, la seconda da quelle derivanti dalla struttura della serie storica. Dato che per il primo macro-gruppo ne sono stati esplicitati i dettagli nel precedente capitolo, per il secondo è necessario fare lo stesso, al fine di comprendere completamente le scelte fatte in fase di implementazione del modello.

La dinamica della serie dei consumi di energia elettrica può quindi essere catturata attraverso lo studio di diversi fattori:

1. Fattori temporali
2. Fattori atmosferici

3. MODELLO PREVISIVO EMPIRICO PER I CONSUMI

Trend, stagionalità, cicli (sia di natura stocastica che deterministica), eventi di calendario ed i valori passati di consumo, fanno tutti parte dei fattori temporali. Temperatura, umidità, copertura nuvolosa e velocità del vento, invece, rientrano nel secondo gruppo di fattori, ovvero quelli di natura atmosferica. Altre variabili, soprattutto di natura macroeconomica, come ad esempio il PIL, l'inflazione o la disoccupazione, possono modificare le dinamiche di consumo di energia elettrica di un paese. La struttura di questi indicatori, però, permette di valutarne gli effetti solo nel medio-lungo periodo, rendendoli quindi inefficaci in un modello previsivo di breve periodo.

Partendo quindi dallo studio del modello previsivo con struttura triangolare completo, ovvero con la presenza dei leading indicators scelti, è possibile analizzare le diverse parti, suddividendole in base alla caratteristica della serie che andranno a catturare. E' possibile quindi scrivere il modello utilizzato per descrivere la dinamica e prevedere i consumi di energia elettrica italiana come :

$$y_{h,t} = \text{StagionalitaAnnuale}_{h,t} + \text{EffettoTemperatura}_{h,t} + \text{EffettiCalendario}_t + \text{EffettiInfragiornlieri}_{h-j,t} + \text{EffettiAutoregressivi}_{h,t} + \theta_h(L) \epsilon_{h,t} \quad (3.2)$$

oppure, secondo una notazione più dettagliata :

$$\begin{aligned} \phi_h(L) y_{h,t} = & m_{h,t} + \sum_{j=1}^4 \phi_{h-j}^1(L) y_{h-j,t} + \sum_{j=1}^8 \phi_{h-j}^0 y_{h-j,t} + \\ & + \text{deterministic}_t + \text{DSC}_{h,t} + \sum_{i=1}^k \alpha_h^i \nu_{h,t}^i + \theta_h(L) \epsilon_{h,t} \end{aligned} \quad (3.3)$$

E' possibile collegare le due notazioni attraverso la specificazione dei vari elementi dell'equazione 3.3 :

- $y = \log(\text{Load})$,
- $h = 1, \dots, 24$ è l'ora di riferimento,
- $t = 1, 2, \dots, T$ è il giorno di riferimento,
- $m_{h,t}$ è l'intercetta relativa al giorno t , ora h ,
- $\phi_h(L) y_{h,t}$ è la parte autoregressiva 'classica' ,
- $\theta_h(L) \epsilon_{h,t}$ è la parte media mobile 'classica' ,

- $\sum_{j=1}^4 \phi_{h-j}^1(L) y_{h-j,t}$ cattura gli effetti infragiornalieri ritardati,
- $\sum_{j=1}^8 \phi_{h-j}^0 y_{h-j,t}$ cattura gli effetti infragiornalieri correnti,
- $deterministic_t$ rappresenta gli effetti di calendario,
- $DSC_{h,t}$ è il ciclo stagionale deterministico di lungo periodo,
- $\sum_{i=1}^k \alpha_h^i \nu_{h,t}^i$ è il polinomio che identifica l'effetto del leading indicator temperatura.

E' necessario, a questo punto, analizzare il modello in ogni sua parte, al fine di comprendere sia le motivazioni che rendono indispensabile la loro presenza all'interno della struttura, che le metodologie di sviluppo ed implementazione. A tale scopo, sono presentate in primo luogo le diverse caratteristiche, note in letteratura, fondamentali nella descrizione della dinamica della serie dei consumi di energia elettrica. In seguito, viene specificato quale elemento all'interno del modello ha come obiettivo quello di identificare la caratteristica presentata.

Prima di fare ciò, può risultare interessante il confronto tra la struttura previsiva implementata e alcuni modelli sviluppati recentemente in letteratura, cercando di evidenziarne le differenze e gli aspetti innovativi introdotti dal modello triangolare.

3.1.3.1 Confronto con la letteratura esistente

Durante l'ultimo ventennio, la letteratura relativa ai metodi previsivi del mercato energetico si è evoluta in maniera esponenziale, producendo molti lavori di interessante applicazione e studio. Durante lo studio della letteratura rilevante, presentata nel capitolo introduttivo, sono state evidenziate le analisi più significative nel contesto dei consumi di energia elettrica.

Dopo aver quindi introdotto la struttura del modello triangolare, due modelli sviluppati recentemente in letteratura per alcuni mercati europei e non, possono essere presi in considerazione ed utilizzati come confronto per valutare la struttura modellistica implementata nella tesi per il mercato elettrico italiano.

Soares e Medeiros(2008), sviluppano un modello previsivo per i consumi di energia elettrica brasiliana. Utilizzando l'approccio introdotto da Ramanathan nel 1997, ovvero

3. MODELLO PREVISIVO EMPIRICO PER I CONSUMI

la costruzione di un diverso modello per ogni ora del giorno, scompongono le serie di ciascuna ora in due componenti :

- la prima puramente deterministica, costituita da trend, stagionalità(grazie ad una struttura trigonometrica) e fattori di calendario(grazie a variabili dummy ad hoc),
- la seconda stocastica, costituita da un modello lineare autoregressivo.

Vengono quindi sviluppati 24 modelli uniequazionali e stimati in due passi, non tenendo in considerazione gli eventuali effetti infragiornalieri. A differenza del modello triangolare, inoltre, manca un leading indicator fondamentale come la temperatura atmosferica che aiuta a catturare, tra le altre cose, gli effetti di medio-lungo termine. Infine, la scelta dei parametri della parte stocastica ed il numero di armoniche della parte deterministica viene fatta grazie alla minimizzazione del SBIC, scelta standard dal punto di vista di stima, ma non da quello previsivo dove, nel caso oggetto di studio, è preferibile scegliere l'indice MAPE.

Dordonnat et al.(2012), invece, tengono in considerazione gli effetti infragiornalieri per la serie dei consumi orari francesi, sviluppando una struttura fattoriale dinamica, dove stima e previsione sono sviluppate grazie alla formulazione stato spazio ed al filtro di Kalman. La semplicità di implementazione della stima e delle previsioni e di interpretabilità del modello, rendono preferibile in un contesto aziendale l'utilizzo del modello con struttura triangolare, in quanto lo strumento può essere implementato anche da individui non esperti.

3.1.3.2 Trend

Il trend, nella serie del load, può essere correlato a fattori economici e demografici. Da un punto di vista puramente fisico, è ragionevole pensare che il processo generatore della serie storica dei consumi di energia elettrica non presenti trend significativi.

Anche se la maggior parte degli studi confermano empiricamente questa ipotesi¹, da un punto di vista statistico, si potrebbe riscontrare nelle serie oggetto di studio la presenza

¹Taylor et al.(2006), ad esempio, verificano l'assenza di radici unitarie per le serie orarie di 20 settimane dei consumi inglesi e gallesi

di radici unitarie, che dovranno essere opportunamente rimosse.

Già in alcuni casi, in letteratura, la serie dei consumi di energia elettrica per alcuni paesi è risultata essere non stazionaria. Darbellay e Slama (2000), ad esempio, riscontrano questa non stazionarietà e la rimuovono applicando le differenze prime alla serie dei consumi elettrici della Repubblica Ceca. Soares e Medeiros (2008), invece, per la serie dei consumi brasiliani, ritengono più adeguato un trend di tipo deterministico.

In ogni caso, la verifica empirica di stazionarietà è il primo passo da effettuare nell'algoritmo di implementazione di un modello time series. I dati (Figura) sembrano confermare l'assenza di radici unitarie nel processo generatore dei dati di consumo italiani, ma per avere conferma empirica di ciò sono stati condotti due test, aventi differente ipotesi nulla:

- DF-GLS
- KPSS

Il primo è un test di tipo ADF sviluppato da Elliot, Rathemberg e Stock nel 1996. L'ipotesi nulla è la presenza di radici unitarie nella serie.

Il secondo, invece, è un test molto utilizzato sviluppato da Kwiatkowski, Phillips, Schmidt e Shin nel 1992, dove l'ipotesi nulla è la stazionarietà della serie.

Per ogni serie storica dei consumi, suddivise per ora e zona geografica, sono stati condotti i test con 30 ritardi. I risultati, presenti in appendice, confermano le ipotesi teoriche fatte, ovvero la stazionarietà della serie.

E' stata infine verificata la presenza o meno di un trend di tipo deterministico, inserendolo all'interno della struttura modellistica, ma anche in questo caso, i risultati empirici hanno confermato l'assenza di questa componente.

3.1.3.3 Stagionalità

La domanda di energia elettrica presenta andamenti stagionali (Figura 3.1). Cicli con periodicità annuale, settimanale e giornaliera caratterizzano ciascun settore energetico del mondo, compreso quello italiano. Questi cicli stagionali, come già accennato, riflettono, nella maggior parte dei casi, i comportamenti di consumo delle aziende. Esistono quindi variazioni di consumo per le ore lavorative¹ rispetto a quelle non²,

¹Dalle 8 alle 19, e sono chiamate *'ore di picco'*

²Dall'ora 0 alla 7 e dalla 20 alla 23, e sono chiamate *'ore di fuori picco'*

3. MODELLO PREVISIVO EMPIRICO PER I CONSUMI

variazioni per i giorni lavorativi (tipicamente da lunedì a venerdì) rispetto al weekend (sabato e domenica) o ai giorni di festività nazionali. Le figure 3.9 e 3.8 mostrano tutto ciò; la prima, infatti, mostra il comportamento della serie dei consumi durante una settimana tipo, ovvero con cinque giorni lavorativi ed il weekend, mentre la seconda mostra due settimane durante il periodo natalizio, con all'interno quindi giorni di festività nazionale.

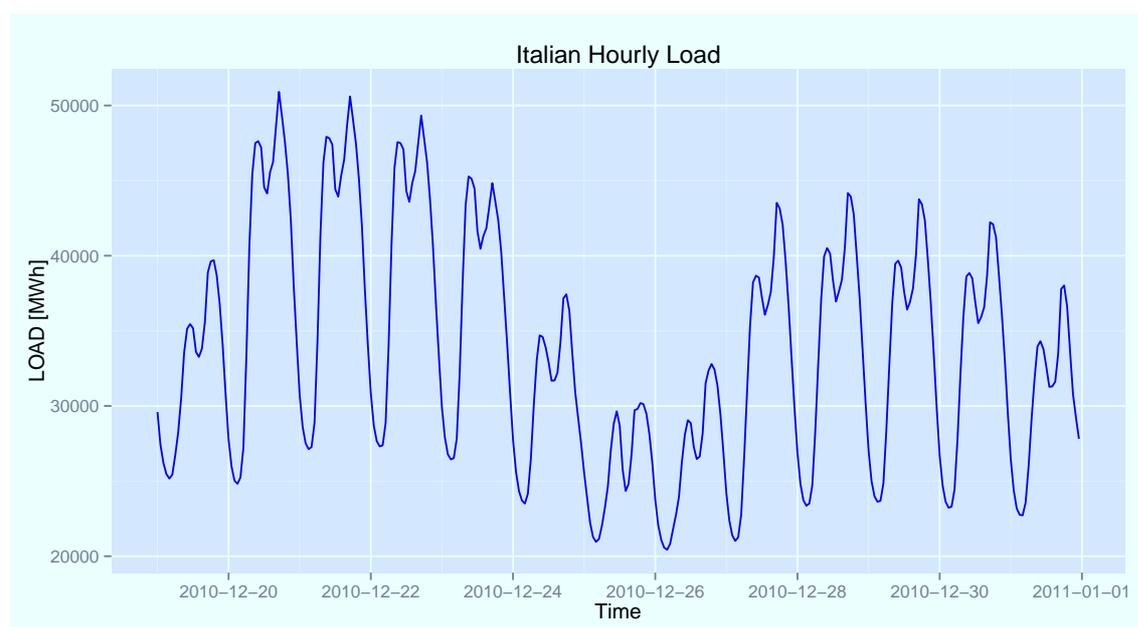


Figura 3.8: Consumi orari di energia elettrica in Italia, dal 19/12/2010 al 31/12/2010

Molte tecniche sono state utilizzate al fine di catturare la complessità dei comportamenti stagionali dei consumi di energia elettrica. Metodi deterministici, come l'inserimento nel modello di variabili dummy ad hoc, ne sono un esempio. Un altro metodo che consente di tenere in considerazione la stagionalità, in questo caso di lungo periodo, è l'applicazione della scomposizione di Fourier (Soares e Medeiros, 2008). In alternativa, è possibile utilizzare le differenze stagionali della serie per prendere in considerazione la stagionalità in maniera stocastica.

Al fine di individuare quanta parte di variabilità è catturata da ciascuna componente stagionale, sono stati utilizzati due strumenti classici della letteratura : il periodogram-

3.1 Schema previsivo triangolare

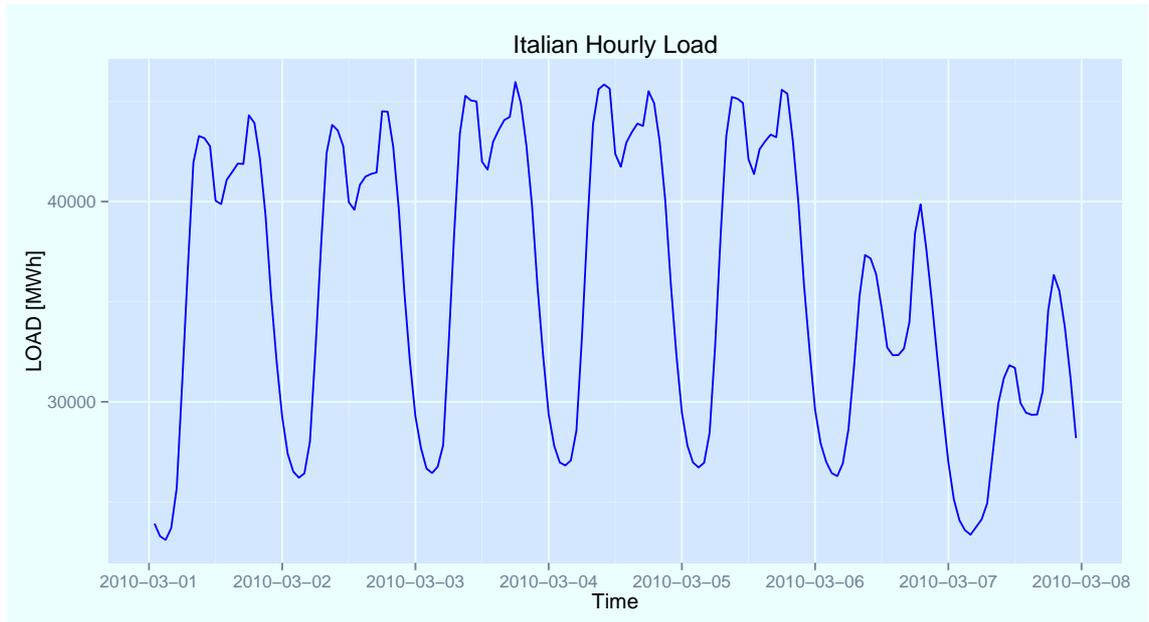


Figura 3.9: Consumi orari di energia elettrica in Italia, dal 01/03/2010 al 08/03/2010

ma e le funzioni di autocorrelazione (globale e parziale), per le 24 serie (nelle sei zone GME)¹.

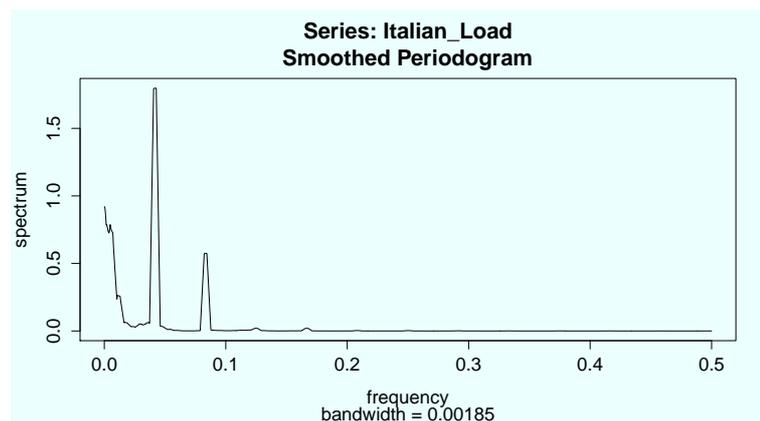


Figura 3.10: Periodogramma dei dati di consumo di energia elettrica orari italiani (1 Marzo 2010 - 31 Marzo 2012)

¹Sono mostrati, in figura 3.10 e 3.11, i risultati ottenuti dall'analisi del dato totale italiano di consumo, considerato rappresentativo di tutte le zone geografiche sottostanti.

3. MODELLO PREVISIVO EMPIRICO PER I CONSUMI

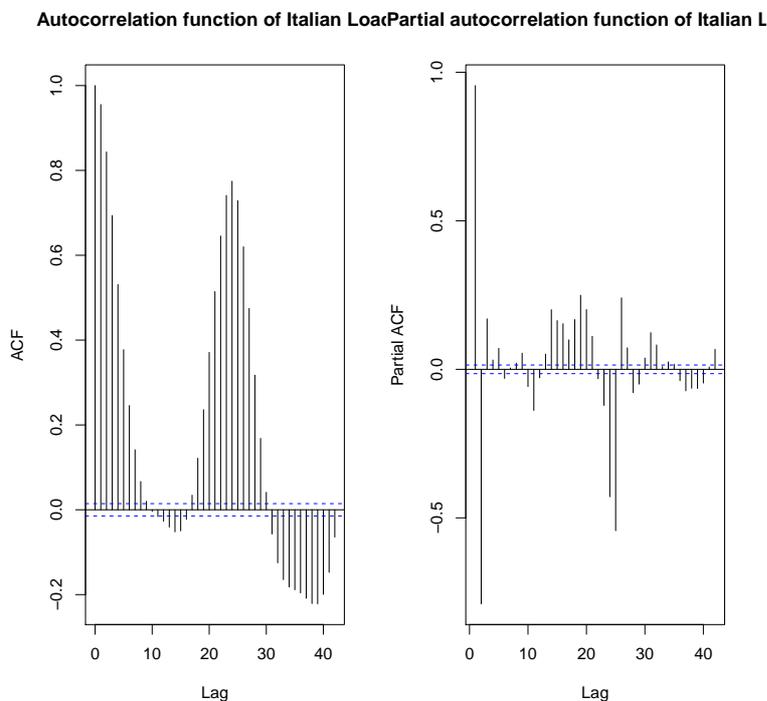


Figura 3.11: Funzioni di autocorrelazione : consumo orario di energia elettrica in Italia, dall'1 Marzo 2010 al 31 Marzo 2012

La stagionalità di tipo giornaliero è quella che copre la maggior parte della variabilità e segue le attività lavorative della popolazione. Una significativa stagionalità giornaliera e sempre presente come caratteristica fondamentale dei consumi elettrici. La stagionalità mensile (settimanale), invece, copre una minor parte di variabilità della serie ed è originata anch'essa dalle abitudini cicliche lavorative della popolazione. Il profilo di consumo del Sabato e della Domenica, infatti, sono sistematicamente più bassi rispetto a quelli dei giorni lavorativi. Questo *'effetto weekend'* si presenta inoltre durante le festività nazionali, quando le aziende sono generalmente chiuse e quindi il loro consumo di energia elettrica è minimo. E' possibile inoltre osservare comportamenti particolari nella serie dei consumi durante i giorni vicini alle festività, in particolare se essi sono Venerdì o Lunedì. Questo abbassamento nel livello dei consumi è chiamato *'effetto ponte'*.

Sono state utilizzate diverse metodologie per poter catturare questi cicli stagionali, sia

deterministiche che stocastiche.

Le metodologie deterministiche riguardano :

- L'introduzione nel modello di specifiche variabili dummy che riescano a catturare gli effetti delle festività nazionali, dei giorni vicini e di ciascun giorno della settimana.
- La scomposizione della serie in somme di seni e coseni (come nella classica decomposizione di Fourier)

Per ogni festa nazionale, giorni vicini a tali feste ed ogni giorno della settimana, è implementata quindi una variabile dummy che cerca di catturare il relativo effetto temporale:

$$D_n(t) = \begin{cases} 1 & \text{se } t \text{ possiede la caratteristica ricercata dalla variabile} \\ 0 & \text{altrimenti} \end{cases}$$

La tabella 3.3 specifica, nel dettaglio, le variabili inserite nel modello.

Gli effetti stagionali, soprattutto di lungo periodo, hanno, in molti casi, un andamento armonico regolare, quindi l'idea è che può essere più efficiente utilizzare una funzione di lisciamento anziché una variabile distinta per ogni mese.

Per catturare questa stagionalità di lungo periodo, di tipo deterministico, si è utilizzata la combinazione lineare di funzioni seno e coseno. Questo approccio 'sinusoidale' è equivalente alla rappresentazione di una funzione periodica in serie di Fourier¹.

Per una serie storica con a stagioni, la funzione armonica stagionale per $\{y_t\}$ può essere definita come

$$DSC_{h,t} = \sum_{i=1}^A \{s_{h,i} \sin(\omega_i t) + c_{h,i} \cos(\omega_i t)\} \quad (3.4)$$

Dove con ω_i si indicano le frequenze di Fourier definite come : $\omega_i = 2\pi (i/365)$.

Il numero di armoniche A , e quindi i valori di i , sono determinati utilizzando lo stesso metodo definito in precedenza, ovvero fissandone il numero e verificando il valore dell'indice MAPE. Il valore scelto del parametro è quello che minimizza tale indice.

In questo caso, il vincolo imposto è che $\max(A) = 12$. I risultati empirici ottenuti sono presenti nella sezione dedicata.

¹Fourier, 1822

3. MODELLO PREVISIVO EMPIRICO PER I CONSUMI

Code	Description
X1-May	Festività nazionale : Primo Maggio
X1-Nov	Festività nazionale : Primo Novembre
X2-Jun	Festività nazionale : 2 Giugno
X8-Dec	Festività nazionale : 8 Dicembre
X25-Apr	Festività nazionale : 25 Aprile
X1-Jan	Festività nazionale : Primo Gennaio
X6-Jan	Festività nazionale : 6 Gennaio
X15-Aug	Festività nazionale : 15 Agosto
AngMon	Festività nazionale : Lunedì dell'angelo
X25-Dec	Festività nazionale : 25 Dicembre
X26-Dec	Festività nazionale : 26 Dicembre
East	Festività nazionale : Pasqua
LWeek	Effetto ponte : Lunedì/Venerdì precedente o successivo ad una festività
Aft-Hol	Effetto giorno successivo ad una festività se non è Lunedì o Venerdì
Bef-Hol	Effetto giorno precedente ad una festività se non è Lunedì o Venerdì
Mon	Lunedì
Tue	Martedì
Wed	Mercoledì
Fri	Venerdì
Sat	Sabato
Sun	Domenica

Tabella 3.3: Variabili dummy utilizzate nel modello previsivo

3.1.3.4 Condizioni atmosferiche

Le condizioni atmosferiche sono uno dei principali leading indicator utilizzati nello studio previsivo di breve periodo della serie storica dei consumi di energia elettrica. In particolare, temperatura e umidità sono le due grandezze più utilizzate all'interno dei modelli.

Il fattore più importante da tenere in considerazione, al fine di poter efficacemente utilizzare il dato meteorologico come vero e proprio leading indicator del load, e che i consumi e le condizioni atmosferiche sono caratterizzate da relazioni di tipo non linea-

re¹.

Queste variabili non solo sono una determinante del ciclo stagionale annuale (l'utilizzo dei condizionatori e degli impianti di riscaldamento, crea due stagioni temporali a consumo elevato - estate e inverno - e due a consumi bassi - primavera e autunno -), ma possono inoltre spiegare i cambiamenti di breve periodo nei consumi.

L'approccio classico nello studio della relazione tra consumi energetici e condizioni atmosferiche per le previsioni di breve periodo, utilizza lo scenario meteorologico futuro previsto come un input. Recenti sviluppi nelle previsioni meteorologiche, hanno permesso di introdurre anche in questo contesto il cosiddetto '*approccio ensemble*'. Questo approccio consiste nel calcolare più previsioni, assegnando ad ognuna di esse un peso (basato sulla probabilità di verifica dello scenario atmosferico in esame). Nonostante questa tecnica prometta di fornire previsioni più accurate, ciò non è ancora stato verificato empiricamente; inoltre, la maggior parte dei provider di dati meteorologici a disposizione degli operatori del mercato energetico, non forniscono questo servizio, ma solamente i dati puntuali previsivi.

Grazie alla suddivisione del dataset nei 6 cluster, rappresentanti le 6 zone geografiche di mercato, è stato possibile inserire all'interno del modello, come leading indicator relativo alle condizioni atmosferiche, il dato specifico di temperatura relativo alla città rappresentativa della zona (Tabella 3.2).

Ciò ha come obiettivo quello di aumentare la potenza informativa del dato, in quanto più specifico rispetto al dato generale medio di temperatura nazionale.

Al fine di inserire, poi, in maniera adeguata ed il più efficacemente possibile, l'informazione all'interno del modello previsivo, il dato grezzo originale è stato pre-processato grazie all'utilizzo di alcuni strumenti statistico-previsivi.

In primo luogo, il problema da affrontare è quello relativo alla diversa frequenza del dato tra la temperatura ed il consumo di energia elettrica. Questi ultimi, infatti, come già più volte sottolineato, sono rilevati su base oraria, mentre spesso il dato previsivo di temperatura non è disponibile con la stessa frequenza.

A causa di ciò, si è pensato di sviluppare un modello, derivante dalla letteratura meteorologica, che approssimasse, grazie ai pochi dati giornalieri (generalmente) a disposizione, il comportamento orario della temperatura nella giornata.

¹Illustrate, tra gli altri, da Engle et al.(1986) e Henley e Peirson(1997)

3. MODELLO PREVISIVO EMPIRICO PER I CONSUMI

Il modello implementato è una versione modificata dell'originale **TM Model**¹. Questo modello è un metodo semplice ed accurato che, grazie all'utilizzo di funzioni trigonometriche e con radici quadrate, dati in input temperatura massima, minima e media giornaliera e ore di alba e tramonto, simula il comportamento orario delle temperature atmosferiche. In particolare, il modello TM modificato suddivide la giornata in quattro segmenti² e simula l'andamento giornaliero della temperatura sulla base delle seguenti equazioni:

$$T(t, h) = \begin{cases} T_{0,t} + b\sqrt{(h + 24) - H_{0,t}} & \text{se } 1 \leq h \leq H_{n,t} \\ T_{n,t} + \alpha \sin \left[\left(\frac{h - H_{n,t}}{H_{x,t} - H_{n,t}} \right) \frac{\pi}{2} \right] & \text{se } H_{n,t} < h \leq H_{x,t} \\ T_{0,t} + R \sin \left[\frac{\pi}{2} + \left(\frac{h - H_{x,t}}{4} \right) \frac{\pi}{2} \right] & \text{se } H_{x,t} < h \leq H_{0,t} \\ T_{0,t} + c\sqrt{|h - H_{0,t}|} & \text{se } H_{0,t} < h \leq 24 \end{cases} \quad (3.5)$$

dove

$$\begin{aligned} b &= \frac{T_{n,t} - T_{0,t}}{\sqrt{H_{p2,t} - H_{0,t}}} \\ \alpha &= T_{x,t} - T_{n,t} \\ R &= T_{x,t} - T_{0,t} \\ c &= \frac{T_{p,t} - T_{0,t}}{\sqrt{H_{p1,t} - H_{0,t}}} \\ t &= \text{giorno} \\ h &= \text{ora del giorno (1...24)} \end{aligned}$$

Il modello utilizza quindi due funzioni armoniche trigonometriche nelle ore diurne e due funzioni con radice quadrata decrescenti nelle ore notturne. $H_{n,t}$ e $H_{0,t}$ sono determinate sulla base della posizione geografica della città di riferimento e del giorno dell'anno³. I valori di $H_{p1,t}$ e $H_{p2,t}$ sono dipendenti da quelli di $H_{n,t}$, in particolare : $H_{p1,t} = H_{n,t} + 24$ e $H_{p2,t} = H_{n,t+1}$ L'ora relativa alla temperatura massima ($H_{x,t}$) è settata quattro ore prima del tramonto ($H_{x,t} = H_{0,t} - 4$).

I valori di temperatura⁴, invece, sono : $T_{n,t}$ e $T_{x,t}$ sono, rispettivamente, la minima e la massima del giorno d di riferimento. Infine, il valore di $T_{0,t}$, ovvero la temperatura relativa all'ora di tramonto, è calcolata come media aritmetica tra $T_{n,t}$ e $T_{x,t}$: $\frac{T_{x,t} + T_{p,t}}{2}$. In figura 3.12 è mostrato un esempio di serie oraria relativa al dato di temperatura ottenuta grazie al modello TM implementato.

¹Introdotta da Cesaraccio et al.(2001)

²Dalla prima ora della giornata all'alba ($H_{n,t}$), da $H_{n,t}$ all'ora di temperatura massima ($H_{x,t}$), da $H_{x,t}$ all'ora del tramonto ($H_{0,t}$) e da $H_{0,t}$ all'ultima ora della giornata

³Calcolati grazie al sito web <http://wave.surfreport.it>

⁴Reperiti dal sito <http://www.ilmeteo.it>

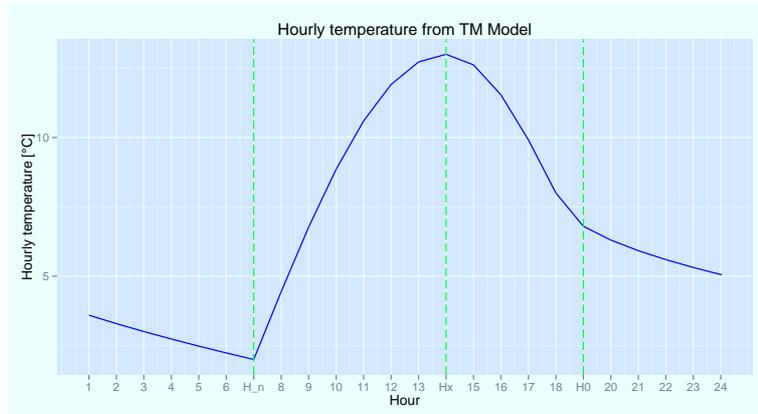


Figura 3.12: Modellazione oraria del dato di temperatura (1 Marzo 2010)

Il secondo problema da tenere in considerazione e da trattare in maniera adeguata, è la nota relazione non lineare tra il dato di temperatura ed i consumi di energia elettrica. In figura 3.13 questa relazione non lineare appare in maniera evidente. Sono stati quindi sviluppati nella tesi due diversi approcci al fine di modellare questo tipo di relazione:

1. applicare la forma quadratica al dato originale della serie delle temperature, creando quindi un nuovo leading indicator;
2. è possibile di vedere il legame tra load e temperature a forma di cosiddetta *'hockey stick'*, ovvero con struttura comportamentale di consumo completamente diversa a seconda del valore di temperatura (se sopra o sotto una determinata *'soglia'*). Questa soglia può essere diversa tra le zone e per ciascuna ora oggetto di studio. Si è scelto quindi di studiare, per ogni ora e zona di mercato, le diverse strutture, fissando la soglia scegliendola tra una gamma di possibili valori (suggeriti da analisi empiriche e dalla letteratura) : $T_s = 18^{\circ}C, 18.5^{\circ}C, 19^{\circ}C, 19.5^{\circ}C, \dots, 22^{\circ}C$. Sulla base della soglia presa in considerazione, vengono create due nuove variabili esogene, calcolate grazie al seguente algoritmo:

$$\nu_{up}(t, h) = \begin{cases} T(t, h) - soglia(t, h) & \text{if } T(t, h) > soglia(t, h) \\ 0 & \text{altrimenti} \end{cases}$$

$$\nu_{do}(t, h) = \begin{cases} soglia - T(t, h) & \text{if } T(t, h) < soglia \\ 0 & \text{altrimenti} \end{cases}$$

3. MODELLO PREVISIVO EMPIRICO PER I CONSUMI

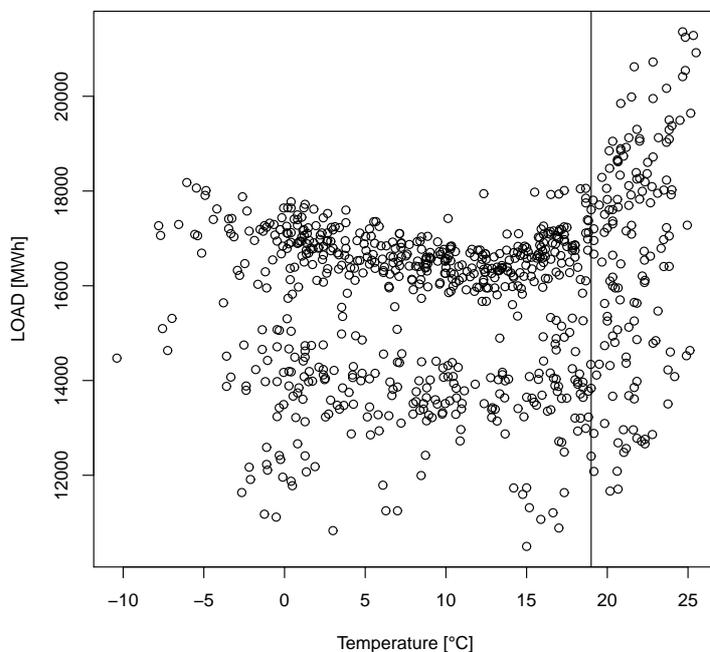


Figura 3.13: Scatter plot tra i consumi di energia elettrica italiana e la temperatura atmosferica media per il periodo 1 Gennaio 2011 - 31 Dicembre 2011

La soglia scelta, infine, è quella che rende minimi gli errori previsivi del modello, calcolati grazie all'indice MAPE.

Infine, basandosi sempre sulla metodologia di minimizzazione dell'indice MAPE, viene selezionato, per ogni modello, uno dei due approcci sviluppati. I risultati empirici (nella sezione dedicata) suggeriscono l'utilizzo della struttura segmentata per tutte le ore di tutte le zone di mercato, ad eccezione della Sardegna, dove prevale in termini previsivi l'utilizzo della temperatura in forma quadratica.

3.1.3.5 Scelta dei parametri autoregressivi e media mobile

La scelta dei parametri per la parte auto regressiva e media mobile dei modelli ARIMA implementati è una parte fondamentale dell'algorithmo previsivo. La significatività statistica non è una buona base su cui determinare in modo univoco se una variabile può essere inclusa o meno nel modello. I test statistici devono essere

utilizzati per, appunto, *'testare'* l'ipotesi alla base, che in questo caso non è il miglioramento delle performance sulla previsione a seconda dell'introduzione o meno nel modello di un determinato predittore. Quindi, i test sulla significatività dei parametri rispondono a domande totalmente diverse e non devono essere presi come riferimento, in quanto potrebbero condurre a conclusioni non corrette.

Alcuni indicatori, infatti, potrebbero essere erroneamente omessi o introdotti.

Il verificarsi della prima ipotesi potrebbe essere causato, ad esempio, dalla presenza di due variabili esogene molto correlate tra di loro. E' possibile, infatti, che il modello previsivo che le include entrambe dia i migliori risultati, ma che qualsiasi test statistico sulla significatività dei coefficienti restituisca come esito la non significatività dei parametri. Questo perché è estremamente complicato separare il contributo dei singoli leading indicators sulla dinamica della variabile risposta (ottenendo pertanto degli standard errors associati ai coefficienti dei parametri molto elevati). Questo problema è spesso legato ai coefficienti della parte AR, quindi con possibilità elevata di correlazione.

Nel secondo caso, può accadere che un predittore abbia alta variabilità, ma valore del coefficiente basso. Se la numerosità campionaria dei dati è sufficientemente elevata, il coefficiente associato alla variabile potrebbe risultare statisticamente significativo. Ma per gli obiettivi previsivi, l'introduzione nel modello di questa variabile causa l'aumento della varianza di previsione, senza contribuire dall'altro lato ad aumentare l'informazione e, di conseguenza, il miglioramento delle performance.

Al fine di evitare queste problematiche, è stato utilizzato l'algoritmo di ***cross validation*** per la ricerca dei parametri del modello ARIMA. La Cross-Validation (Shao, 1993) è una popolare strategia di selezione delle variabili. La sua principale idea è quella di suddividere i dati in due campioni:

1. un cosiddetto *TRAINING SAMPLE*, utilizzato per la stima dei diversi modelli candidati;
2. un cosiddetto *VALIDATION SAMPLE*, utilizzato per la valutazione delle performance dei modelli stimati

In fase di analisi empirica, si è deciso di suddividere il campione dei dati nel seguente modo:

TRAINING SAMPLE : da 1 Marzo 2010 a 29 febbraio 2012, ovvero 731 osservazioni

3. MODELLO PREVISIVO EMPIRICO PER I CONSUMI

per ciascuna serie oraria.

VALIDATION SAMPLE : da 1 Marzo 2012 a 31 Marzo 2012, ovvero 31 osservazioni per ora.

La principale ipotesi alla base del classico algoritmo euristico di Cross-Validation è l'indipendenza dei dati. Nel caso oggetto di studio, e più in generale nel caso di serie storiche economiche, questa condizione non è soddisfatta, causando quindi la dipendenza tra il training sample ed il validation sample. Si è quindi reso necessario l'utilizzo di algoritmi alternativi a quello classico. In particolare, si è deciso di applicare come algoritmo di selezione dei modelli candidati, la cosiddetta 'Cross-Validation modificata'¹, i cui passi di implementazione sono i seguenti:

1. Stimare il modello sui dati campionari e calcolare l'errore di previsione ($e_{t+j,h}^* = y_{t+j} - \hat{y}_{t+j}$), dove j si è ragionevolmente posto pari a 8, in quanto rappresenta la distanza dalla quale le osservazioni della serie risultano essere indipendenti (per il fenomeno oggetto di studio, quindi, una settimana è una distanza fenomenicamente probabile).
2. Ripetere il passo precedente, per $t = m, \dots, n - j$ dove m è il numero minimo di osservazioni necessarie alla stima del modello. In questo caso, al fine di catturare la maggior parte di informazione possibile, si è deciso di porre $n=366$, ovvero una serie annuale completa.
3. Calcolare il $MAPE_h = \frac{100}{n} \sum_{t=1}^n \left| \frac{A_{t,h} - F_{t,h}}{A_{t,h}} \right|$, dove $A_{t,h}$ =dato reale e $F_{t,h}$ =previsione, per e_{m+1}^*, \dots, e_n^* e scegliere il modello che restituisce il valore minimo dell'indice.

I parametri per i modelli candidati, infine, sono stati fissati secondo il seguente schema:

$$\max(p)(\text{ordine della parte AR}) = 6$$

$$\max(q)(\text{ordine della parte MA}) = 6$$

$$\max(P)(\text{ordine della parte SAR}) = 2$$

$$\max(Q)(\text{ordine della parte SMA}) = 2$$

¹S.Arlot e A.Celisse, 2010

3.1.4 Distribuzione empirica delle previsioni

Il singolo valore medio previsivo a volte non è sufficientemente informativo nella valutazione degli scenari futuri, pertanto è necessario implementare ulteriori procedure che permettano il calcolo empirico di altre caratteristiche della previsione trovata.

La distribuzione di probabilità, ad esempio, contiene molte informazioni ed è pertanto utilizzabile nella valutazione dei rischi finanziari dovuti alla variabilità della domanda ed all'incertezza previsiva. Essa permette il calcolo di intervalli di confidenza per le previsioni, che possono offrire indicazioni sull'accuratezza previsiva, sulla variabilità dei consumi di energia elettrica nel periodo studiato e possono aiutare nella schedulazione degli acquisti sul mercato per la copertura del fabbisogno energetico.

Lo sviluppo della densità di probabilità previsiva può inoltre fornire grande aiuto nelle decisioni di breve periodo, grazie alla possibilità di implementare diversi scenari e diminuire il rischio. In particolare, i limiti inferiori e superiori dell'intervallo previsivo possono, ad esempio, fornire utili informazioni legate alla copertura minima del fabbisogno di energia elettrica, con conseguente possibilità di acquisti/vendite anticipate che tendano alla minimizzazione del rischio di volatilità del prezzo.

Nell'ambito della tesi, si è scelto di sviluppare un metodo non parametrico che permettesse di costruire la distribuzione previsiva ed i relativi intervalli di confidenza. In particolare, è stato sviluppato un algoritmo di tipo *blocking bootstrap*. Come algoritmo cosiddetto '*distribution free*', il bootstrap è robusto rispetto a violazioni delle assunzioni di normalità distributiva ed offre una metodologia efficace per lo sviluppo della distribuzione previsiva.

Si è scelto di utilizzare l'algoritmo proposto da Hyndman e Fan in un lavoro del 2012, che modificano l'approccio classico, in particolare per quanto riguarda il calcolo ed il ricampionamento dei residui del modello previsivo. Queste modifiche sono necessarie a causa di problemi legati, soprattutto, all'onere computazionale e alle tempistiche di elaborazione, particolarmente elevate e in molti casi non applicabili a contesti aziendali. La metodologia di bootstrap modificata, infatti, rende più snella e veloce la procedura, fornendo allo stesso tempo risultati affidabili.

Nelle figure [3.14](#), [3.15](#), [3.16](#), [3.17](#), [3.18](#) e [3.19](#), sono mostrate le distribuzioni previsive ottenute, per zona geografica rilevante, delle quattro ore considerate rappresentative, calcolate empiricamente sul campione di dati a disposizione (la serie storica oraria dei

3. MODELLO PREVISIVO EMPIRICO PER I CONSUMI

consumi italiani di energia elettrica dall'1 Marzo 2010 al 31 Marzo 2012).

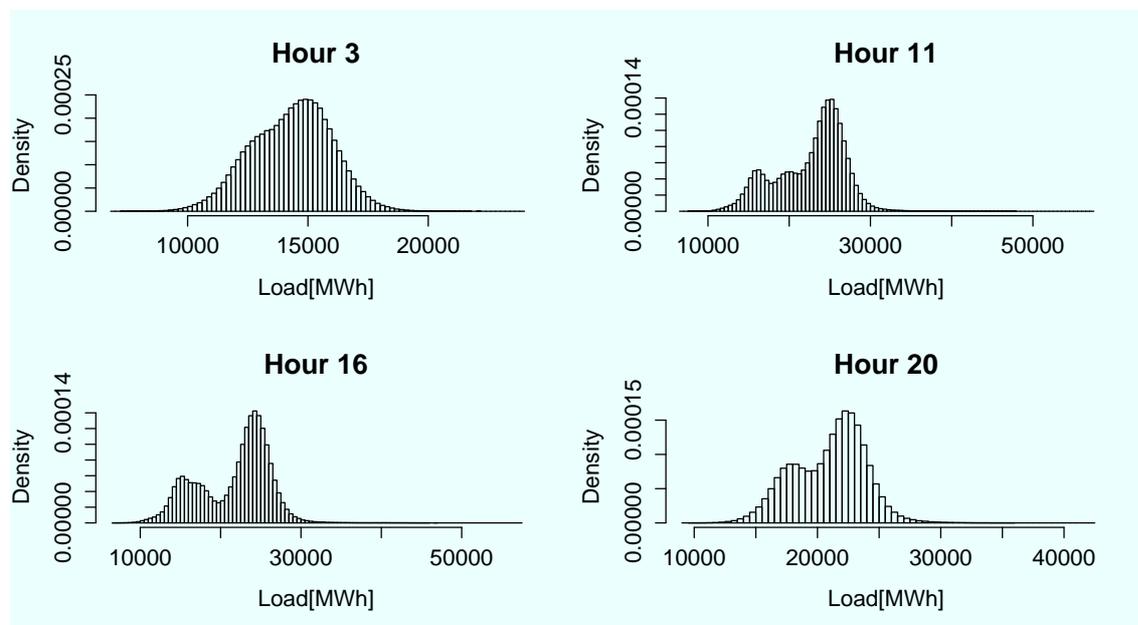


Figura 3.14: Distribuzione di probabilità empirica di previsione per i consumi di energia elettrica di alcune ore della zona NORD

3.1 Schema previsiono triangolare

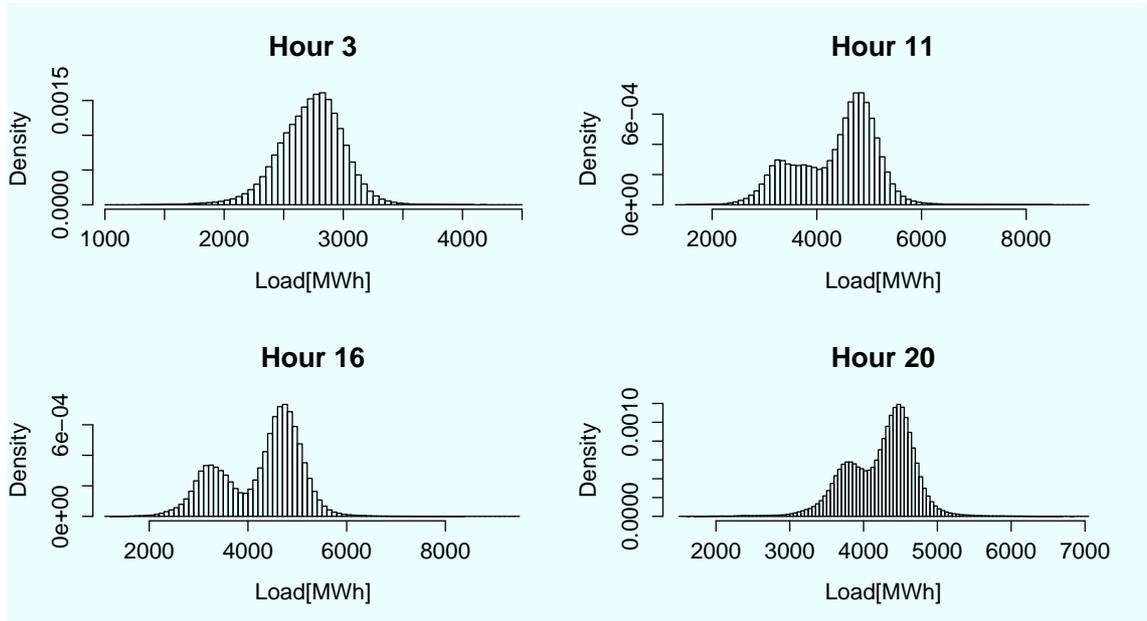


Figura 3.15: Distribuzione di probabilità empirica di previsione per i consumi di energia elettrica di alcune ore della zona CENTRO-NORD

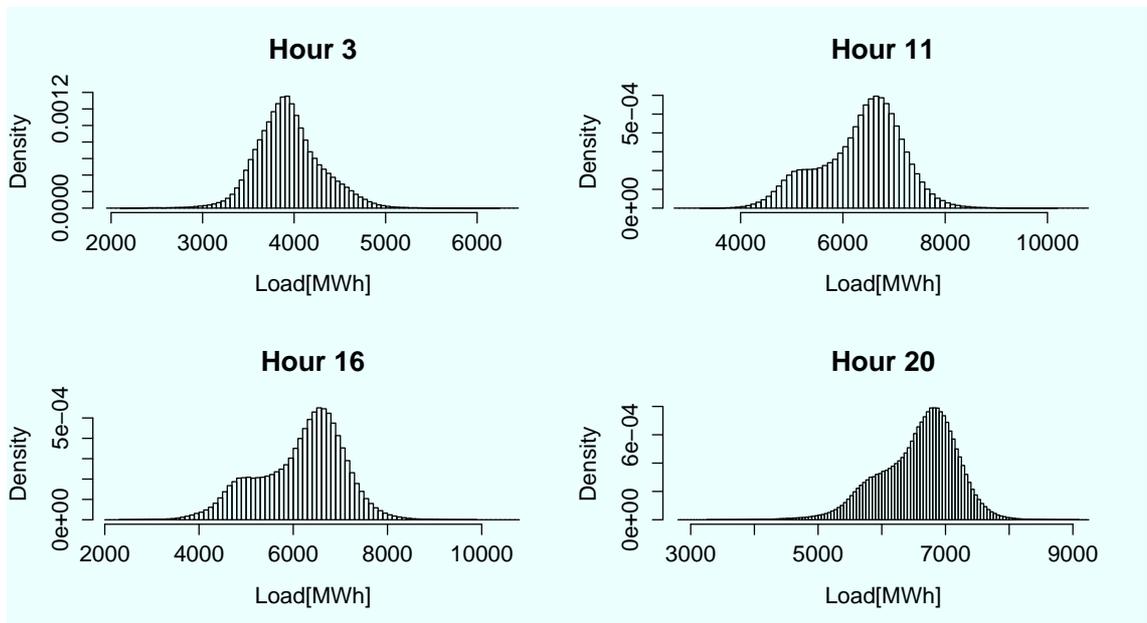


Figura 3.16: Distribuzione di probabilità empirica di previsione per i consumi di energia elettrica di alcune ore della zona CENTRO-SUD

3. MODELLO PREVISIVO EMPIRICO PER I CONSUMI

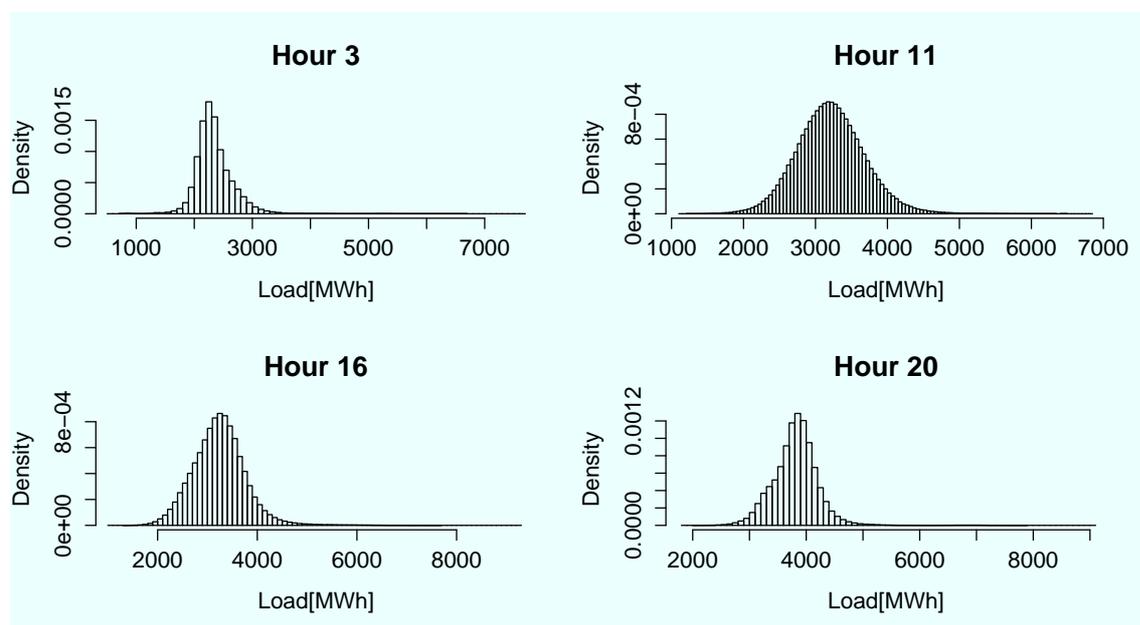


Figura 3.17: Distribuzione di probabilità empirica di previsione per i consumi di energia elettrica di alcune ore della zona SUD

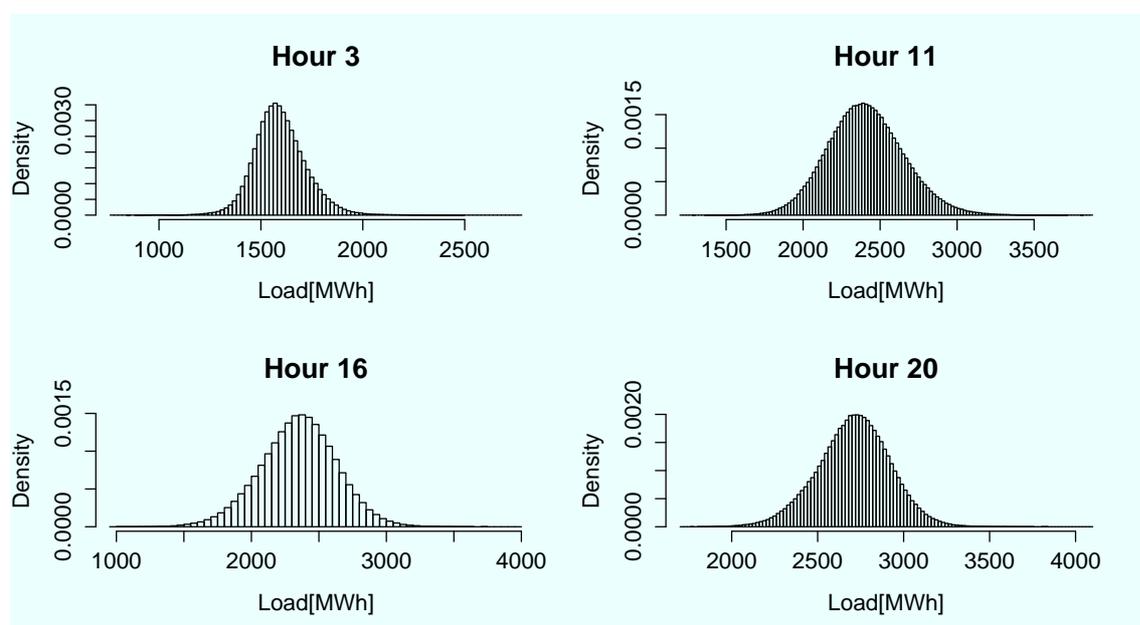


Figura 3.18: Distribuzione di probabilità empirica di previsione per i consumi di energia elettrica di alcune ore della zona SICILIA

3.1 Schema previsiono triangolare

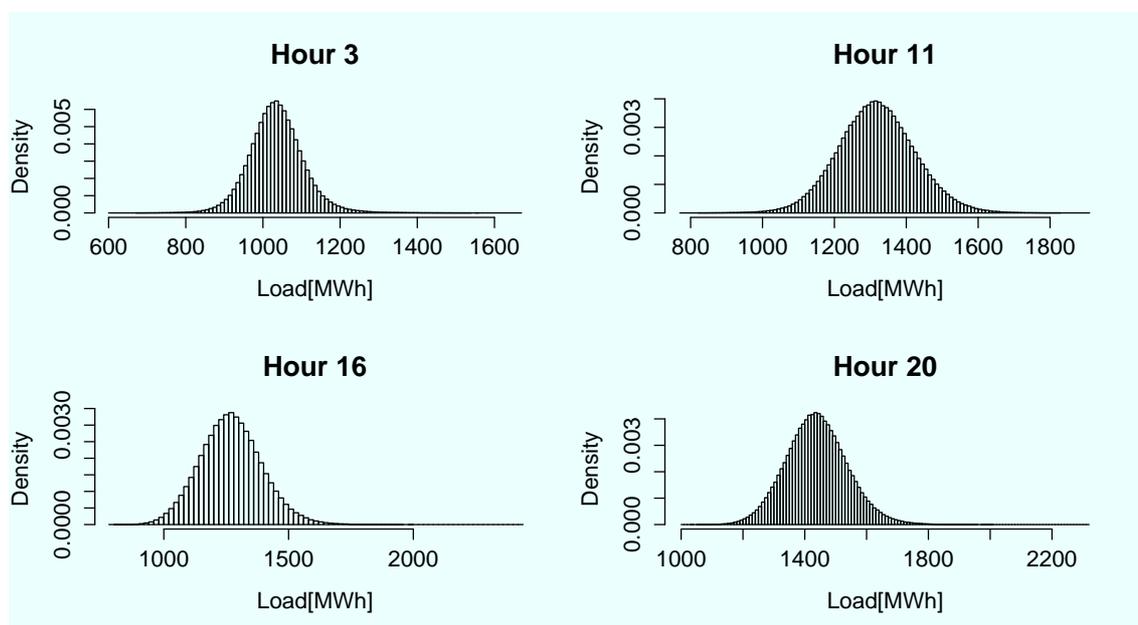


Figura 3.19: Distribuzione di probabilità empirica di previsione per i consumi di energia elettrica di alcune ore della zona SARDEGNA

3. MODELLO PREVISIVO EMPIRICO PER I CONSUMI

3.1.5 Risultati empirici

Sul campione di dati preso in considerazione (la serie storica oraria dei consumi italiani di energia elettrica dall'1 Marzo 2010 al 31 Marzo 2012), sono stati condotte le analisi sovraesposte ed è stato quindi possibile ottenere risultati empirici che confermassero o meno gli sviluppi modellistici teorici effettuati. In primo luogo, sono stati stimati i parametri dei modelli con struttura triangolare completa¹, per ogni serie relativa all'ora h di riferimento e per ognuna delle 6 zone geografiche rilevanti di mercato. Si è scelto, in questa sede, di mostrare solamente quattro ore che potessero rappresentare al meglio la totalità della giornata. In particolare, si sono scelte due ore di '*fuori picco*', la 3 e la 20, e due di '*picco*', la 11 e la 16. Questo per chiarezza di esposizione e per avere un quadro sintetico migliore dei risultati ottenuti. Tutti i risultati numerici presentati, sono stati ottenuti grazie al software R versione 2.15.0 utilizzato su un PC con processore Intel Core(TM) Duo da 2.1GHz con 4GB di memoria Ram.

¹Con gli effetti infragiornalieri, i leading indicators, gli effetti temporali deterministici e quelli autoregressivi e media mobile

3.1 Schema previsivo triangolare

RISULTATI ZONA NORD

TIME SERIES	Estimate	Std.Error		Estimate	Std.Error
ϕ_1	0,237	0,042			
ϕ_2	0,047	0,042			
ϕ_7	0,666	0,175			
θ_7	-0,522	0,201			
LEADING INDICATORS AND DETERMINISTIC PART					
East	-0,014	0,006	s	2,00E-04	6,00E-04
AngMon	-0,015	0,007	c	-6,00E-04	6,00E-04
X25-Dec	-0,033	0,006	m	-0,123	0,072
LWeek	-0,006	0,003	Mon	0,016	0,003
X26-Dec	-0,008	0,006	Tue	0,001	0,002
X1-May	-0,051	0,006	Wed	0,003	0,002
X1-Nov	-0,025	0,006	Fri	-0,002	0,001
X2-Jun	-0,031	0,006	Sat	-0,017	0,002
X8-Dec	-0,037	0,006	Sun	-0,02	0,003
X25-Apr	0,011	0,007	Aft-Hol	0,002	0,003
X1-Jan	-0,031	0,007	Bef-Hol	-0,002	0,003
X6-Jan	-0,024	0,006	ν_{do}	1,00E-04	1,00E-04
X15-Aug	-0,007	0,006	ν_{up}	-0,002	0,000
INTRADAY EFFECTS	Estimate	Std.Error		Estimate	Std.Error
ϕ_1^0	0,009	0,021	ϕ_2^0	1,518	0,091
ϕ_3^0	0,754	0,095	ϕ_4^0	0,147	0,104
ϕ_5^0	-0,364	0,153	ϕ_6^0	0,273	0,136
ϕ_7^0	-0,054	0,072	ϕ_8^0	-0,001	0,038
ϕ_1^1	-0,007	0,024	ϕ_2^1	0,257	0,092
ϕ_3^1	-0,203	0,095	ϕ_4^1	-0,012	0,035
STATISTICS					
log-likelihood	2.549,98		AICc	-5.008,7	
AIC	-5.013,96		BIC	-4.814,56	
threshold	18°		$i(\text{det.cycles})$	2	

Tabella 3.4: Parametri stimati dello schema triangolare completo - ora 3

3. MODELLO PREVISIVO EMPIRICO PER I CONSUMI

TIME SERIES	Estimate	Std.Error		Estimate	Std.Error
ϕ_1	0,169	0,037			
ϕ_2	0,086	0,039			
ϕ_7	0,706	0,095			
θ_7	-0,544	0,111			
LEADING INDICATORS AND DETERMINISTIC PART					
East	-0,006	0,004	s	2,00E-04	6,00E-04
AngMon	-0,005	0,005	c	-6,00E-04	6,00E-04
X25-Dec	-0,027	0,004	m	0,099	0,044
LWeek	-0,001	0,002	Mon	-0,004	0,002
X26-Dec	-0,019	0,004	Tue	-0,001	0,001
X1-May	-0,007	0,004	Wed	0,003	0,002
X1-Nov	-0,016	0,005	Fri	0,000	0,001
X2-Jun	-0,005	0,005	Sat	-0,015	0,002
X8-Dec	-0,001	0,005	Sun	0,005	0,002
X25-Apr	0,002	0,005	Aft-Hol	-8,00E-04	0,002
X1-Jan	-0,047	0,005	Bef-Hol	-0,002	0,002
X6-Jan	-0,022	0,005	ν_{do}	1,00E-04	1,00E-04
X15-Aug	-0,005	0,004	ν_{up}	-0,002	0,000
INTRADAY EFFECTS	Estimate	Std.Error		Estimate	Std.Error
ϕ_1^0	3,031	0,077	ϕ_2^0	-0,370	0,118
ϕ_3^0	-0,356	0,089	ϕ_4^0	-0,019	0,064
ϕ_5^0	0,102	0,055	ϕ_6^0	-0,189	0,082
ϕ_7^0	-0,086	0,118	ϕ_8^0	-0,011	0,098
ϕ_1^1	0,229	0,072	ϕ_2^1	-0,145	0,115
ϕ_3^1	-0,057	0,086	ϕ_4^1	-0,027	0,046
STATISTICS					
log-likelihood	2.836,28		AICc	-5.581,3	
AIC	-5.586,56		BIC	-5.387,16	
threshold	21, 5°		$i(\text{det.cycles})$	2	

Tabella 3.5: Parametri stimati dello schema triangolare completo - ora 11

3.1 Schema previsivo triangolare

TIME SERIES	Estimate	Std.Error		Estimate	Std.Error
ϕ_1	0,486	0,038			
ϕ_2	0,351	0,041			
ϕ_7	0,765	0,075			
θ_7	-0,628	0,089			
LEADING INDICATORS AND DETERMINISTIC PART					
East	0,003	0,005	s	0,001	0,001
AngMon	0,001	0,006	c	0,001	0,001
X25-Dec	0,014	0,005	m	0,369	0,088
LWeek	0,003	0,002	Mon	-0,003	0,002
X26-Dec	0,004	0,005	Tue	0,000	0,001
X1-May	-0,001	0,005	Wed	-0,001	0,001
X1-Nov	-0,003	0,005	Fri	-0,003	0,001
X2-Jun	-0,004	0,005	Sat	0,002	0,002
X8-Dec	0,001	0,005	Sun	-0,005	0,003
X25-Apr	-0,004	0,005	Aft-Hol	-0,001	0,002
X1-Jan	-0,007	0,005	Bef-Hol	-0,003	0,002
X6-Jan	0,002	0,005	ν_{do}	1,00E-04	2,00E-04
X15-Aug	0,003	0,004	ν_{up}	3,00E-04	3,00E-04
INTRADAY EFFECTS	Estimate	Std.Error		Estimate	Std.Error
ϕ_1^0	3,166	0,076	ϕ_2^0	-0,702	0,092
ϕ_3^0	-0,347	0,098	ϕ_4^0	0,372	0,112
ϕ_5^0	-0,251	0,139	ϕ_6^0	-0,139	0,153
ϕ_7^0	0,132	0,135	ϕ_8^0	0,016	0,085
ϕ_1^1	0,101	0,075	ϕ_2^1	-0,058	0,092
ϕ_3^1	-0,014	0,098	ϕ_4^1	-0,057	0,074
STATISTICS					
log-likelihood	2.645,91		AICc	-5.200,55	
AIC	-5.205,82		BIC	-5.006,41	
threshold	22°		$i(\text{det.cycles})$	2	

Tabella 3.6: Parametri stimati dello schema triangolare completo - ora 16

3. MODELLO PREVISIVO EMPIRICO PER I CONSUMI

TIME SERIES	Estimate	Std.Error		Estimate	Std.Error
ϕ_1	0,675	0,037			
ϕ_2	0,219	0,037			
ϕ_7	0,506	0,143			
θ_7	-0,341	0,155			
LEADING INDICATORS AND DETERMINISTIC PART					
East	0,013	0,007	s	0,001	0,001
AngMon	0,014	0,008	c	-0,004	0,001
X25-Dec	0,026	0,007	m	1,491	0,145
LWeek	-0,011	0,003	Mon	-0,009	0,003
X26-Dec	0,015	0,006	Tue	-0,001	0,001
X1-May	0,010	0,006	Wed	-0,002	0,001
X1-Nov	0,001	0,007	Fri	-0,007	0,001
X2-Jun	0,002	0,006	Sat	-0,027	0,002
X8-Dec	-0,003	0,006	Sun	-0,007	0,004
X25-Apr	-0,001	0,006	Aft-Hol	-0,005	0,003
X1-Jan	0,027	0,006	Bef-Hol	-0,004	0,003
X6-Jan	0,004	0,006	ν_{do}	-2,00E-04	2,00E-04
X15-Aug	0,014	0,006	ν_{up}	0,004	0,001
INTRADAY EFFECTS	Estimate	Std.Error		Estimate	Std.Error
ϕ_1^0	2,621	0,106	ϕ_2^0	-1,199	0,163
ϕ_3^0	0,328	0,136	ϕ_4^0	0,362	0,155
ϕ_5^0	0,170	0,180	ϕ_6^0	-0,023	0,118
ϕ_7^0	-0,204	0,123	ϕ_8^0	-0,089	0,096
ϕ_1^1	0,225	0,106	ϕ_2^1	-0,297	0,161
ϕ_3^1	0,093	0,133	ϕ_4^1	-0,031	0,074
STATISTICS					
log-likelihood	2.645,91		AICc	-5.200,55	
AIC	-5.205,82		BIC	-5.006,41	
threshold	22°		$i(\text{det.cycles})$	2	

Tabella 3.7: Parametri stimati dello schema triangolare completo - ora 20

3.1 Schema previsivo triangolare

RISULTATI ZONA CENTRO-NORD

TIME SERIES	Estimate	Std.Error		Estimate	Std.Error
ϕ_1	0,110	0,037			
ϕ_2	0,027	0,039			
ϕ_7	0,07	0,041			
LEADING INDICATORS AND DETERMINISTIC PART					
East	0,005	0,012	s	8,00E-04	0,001
AngMon	-0,011	0,014	c	-5,00E-04	0,001
X25-Dec	-0,042	0,012	m	-0,201	0,1
LWeek	-0,011	0,005	Mon	0,014	0,003
X26-Dec	-0,001	0,012	Tue	0,007	0,003
X1-May	-0,035	0,012	Wed	0,002	0,002
X1-Nov	-0,022	0,014	Fri	-0,001	0,002
X2-Jun	-0,004	0,012	Sat	-0,010	0,002
X8-Dec	-0,031	0,012	Sun	-0,022	0,003
X25-Apr	-0,011	0,014	Aft-Hol	-0,008	0,005
X1-Jan	-0,043	0,012	Bef-Hol	0,002	0,006
X6-Jan	-0,007	0,013	ν_{do}	-3,00E-04	2,00E-04
X15-Aug	-0,007	0,013	ν_{up}	-9,00E-04	3,00E-04
INTRADAY EFFECTS					
ϕ_1^0	0,342	0,039	ϕ_2^0	1,691	0,069
ϕ_3^0	0,234	0,066	ϕ_4^0	0,035	0,044
ϕ_5^0	-0,165	0,106	ϕ_6^0	-0,013	0,115
ϕ_7^0	0,131	0,075	ϕ_8^0	-0,006	0,047
ϕ_1^1	0,07	0,045	ϕ_2^1	0,034	0,078
ϕ_3^1	0,013	0,068	ϕ_4^1	-0,022	0,028
STATISTICS					
log-likelihood	2.007,35		AICc	-3.925,68	
AIC	-3.930,7		BIC	-3.735,93	
threshold	18°		$i(\text{det.cycles})$	2	

Tabella 3.8: Parametri stimati dello schema triangolare completo - ora 3

3. MODELLO PREVISIVO EMPIRICO PER I CONSUMI

TIME SERIES	Estimate	Std.Error		Estimate	Std.Error
ϕ_1	0,031	0,037			
ϕ_2	0,103	0,038			
ϕ_7	0,022	0,038			
LEADING INDICATORS AND DETERMINISTIC PART					
East	-0,006	0,009	s	-4,00E-04	8,00E-04
AngMon	-0,011	0,011	c	0,001	8,00E-04
X25-Dec	0,022	0,009	m	0,062	0,060
LWeek	0,007	0,004	Mon	-0,006	0,003
X26-Dec	0,028	0,009	Tue	-0,001	0,001
X1-May	0,006	0,009	Wed	-0,001	0,001
X1-Nov	0,031	0,009	Fri	-0,001	0,001
X2-Jun	0,020	0,01	Sat	-0,012	0,002
X8-Dec	0,015	0,009	Sun	0,006	0,003
X25-Apr	0,005	0,011	Aft-Hol	0,004	0,004
X1-Jan	0,062	0,009	Bef-Hol	0,010	0,005
X6-Jan	0,011	0,01	ν_{do}	-2,00E-04	1,00E-04
X15-Aug	-0,009	0,009	ν_{up}	0,002	5,00E-04
INTRADAY EFFECTS	Estimate	Std.Error		Estimate	Std.Error
ϕ_1^0	2,797	0,075	ϕ_2^0	-0,477	0,080
ϕ_3^0	0,152	0,065	ϕ_4^0	-0,213	0,079
ϕ_5^0	-0,028	0,059	ϕ_6^0	0,093	0,079
ϕ_7^0	-0,073	0,105	ϕ_8^0	0,043	0,085
ϕ_1^1	0,160	0,072	ϕ_2^1	-0,171	0,080
ϕ_3^1	-0,124	0,060	ϕ_4^1	0,126	0,053
STATISTICS					
log-likelihood	2.229,42		AICc	-4.369,83	
AIC	-4.374,85		BIC	-4.180,08	
threshold	22°		$i(\text{det.cycles})$	2	

Tabella 3.9: Parametri stimati dello schema triangolare completo - ora 11

3.1 Schema previsivo triangolare

TIME SERIES	Estimate	Std.Error		Estimate	Std.Error
ϕ_1	0,268	0,039			
ϕ_2	0,233	0,039			
ϕ_7	0,176	0,041			
LEADING INDICATORS AND DETERMINISTIC PART					
East	0,009	0,013	s	-0,000	0,001
AngMon	0,012	0,015	c	0,003	0,001
X25-Dec	0,044	0,013	m	0,081	0,107
LWeek	0,010	0,005	Mon	-0,014	0,004
X26-Dec	0,026	0,013	Tue	-0,002	0,002
X1-May	0,026	0,012	Wed	-0,001	0,002
X1-Nov	0,025	0,013	Fri	-0,005	0,002
X2-Jun	0,021	0,012	Sat	-0,000	0,004
X8-Dec	0,058	0,012	Sun	0,003	0,005
X25-Apr	-0,009	0,013	Aft-Hol	-0,007	0,005
X1-Jan	0,05	0,013	Bef-Hol	0,008	0,006
X6-Jan	0,023	0,012	ν_{do}	0,002	2,00E-04
X15-Aug	0,077	0,012	ν_{up}	0,001	4,00E-04
INTRADAY EFFECTS	Estimate	Std.Error		Estimate	Std.Error
ϕ_1^0	2,247	0,057	ϕ_2^0	-0,166	0,087
ϕ_3^0	0,080	0,052	ϕ_4^0	-0,014	0,086
ϕ_5^0	-0,431	0,133	ϕ_6^0	-0,121	0,163
ϕ_7^0	0,817	0,110	ϕ_8^0	-0,053	0,038
ϕ_1^1	0,048	0,057	ϕ_2^1	-0,123	0,084
ϕ_3^1	-0,038	0,051	ϕ_4^1	0,036	0,066
STATISTICS					
log-likelihood	1.982,91		AICc	-3.876,8	
AIC	-3.881,82		BIC	-3.687,06	
threshold	22°		$i(\text{det.cycles})$	2	

Tabella 3.10: Parametri stimati dello schema triangolare completo - ora 16

3. MODELLO PREVISIVO EMPIRICO PER I CONSUMI

TIME SERIES	Estimate	Std.Error		Estimate	Std.Error
ϕ_1	0,561	0,036			
ϕ_2	0,317	0,037			
ϕ_7	0,104	0,041			
LEADING INDICATORS AND DETERMINISTIC PART					
East	0,028	0,012	s	0,002	0,002
AngMon	0,021	0,014	c	-0,004	0,002
X25-Dec	0,026	0,011	m	0,935	0,145
LWeek	-0,011	0,005	Mon	-0,001	0,004
X26-Dec	0,016	0,011	Tue	0,003	0,002
X1-May	0,023	0,011	Wed	-0,001	0,002
X1-Nov	0,025	0,011	Fri	-0,003	0,002
X2-Jun	0,044	0,011	Sat	0,004	0,003
X8-Dec	0,021	0,011	Sun	0,039	0,005
X25-Apr	0,019	0,012	Aft-Hol	0,004	0,004
X1-Jan	0,022	0,011	Bef-Hol	-0,001	0,006
X6-Jan	0,041	0,011	ν_{do}	-6,00E-04	4,00E-04
X15-Aug	0,064	0,011	ν_{up}	0,003	0,001
INTRADAY EFFECTS					
ϕ_1^0	2,033	0,096	ϕ_2^0	-0,105	0,141
ϕ_3^0	0,117	0,13	ϕ_4^0	0,279	0,119
ϕ_5^0	-0,050	0,086	ϕ_6^0	-0,121	0,075
ϕ_7^0	0,004	0,044	ϕ_8^0	-0,107	0,061
ϕ_1^1	0,201	0,095	ϕ_2^1	-0,332	0,141
ϕ_3^1	0,039	0,133	ϕ_4^1	0,076	0,086
STATISTICS					
log-likelihood	1.997,98		AICc	-3.906,94	
AIC	-3.911,96		BIC	-3.717,19	
threshold	22°		$i(\text{det.cycles})$	2	

Tabella 3.11: Parametri stimati dello schema triangolare completo - ora 20

3.1 Schema previsivo triangolare

RISULTATI ZONA CENTRO-SUD

TIME SERIES	Estimate	Std.Error		Estimate	Std.Error
ϕ_1	0,140	0,039			
ϕ_2	0,081	0,039			
ϕ_7	0,075	0,037			
LEADING INDICATORS AND DETERMINISTIC PART					
East	0,009	0,012	s	-5,00E-04	0,001
AngMon	0,001	0,014	c	3,00E-04	0,001
X25-Dec	-0,048	0,013	m	0,056	0,145
LWeek	-0,012	0,005	Mon	0,001	0,003
X26-Dec	-0,009	0,012	Tue	-0,002	0,002
X1-May	-0,012	0,012	Wed	-0,001	0,002
X1-Nov	-0,009	0,014	Fri	-0,001	0,002
X2-Jun	-0,018	0,012	Sat	-0,010	0,002
X8-Dec	-0,019	0,012	Sun	-0,029	0,003
X25-Apr	-0,011	0,014	Aft-Hol	0,007	0,005
X1-Jan	-0,031	0,013	Bef-Hol	-0,009	0,006
X6-Jan	-0,023	0,012	ν_{do}	-0,001	3,00E-04
X15-Aug	-0,101	0,013	ν_{up}	-5,00E-04	4,00E-04
INTRADAY EFFECTS	Estimate	Std.Error		Estimate	Std.Error
ϕ_1^0	0,276	0,041	ϕ_2^0	1,713	0,099
ϕ_3^0	0,271	0,105	ϕ_4^0	-0,049	0,052
ϕ_5^0	-0,201	0,096	ϕ_6^0	0,332	0,106
ϕ_7^0	-0,117	0,066	ϕ_8^0	0,047	0,042
ϕ_1^1	0,117	0,046	ϕ_2^1	0,131	0,095
ϕ_3^1	-0,244	0,095	ϕ_4^1	-0,006	0,029
STATISTICS					
log-likelihood	1.996,67		AICc	-3.904,33	
AIC	-3.909,35		BIC	-3.714,58	
threshold	18°		$i(\text{det.cycles})$	2	

Tabella 3.12: Parametri stimati dello schema triangolare completo - ora 3

3. MODELLO PREVISIVO EMPIRICO PER I CONSUMI

TIME SERIES	Estimate	Std.Error		Estimate	Std.Error
ϕ_1	0,096	0,036			
ϕ_2	0,011	0,037			
θ_7	0,051	0,036			
LEADING INDICATORS AND DETERMINISTIC PART					
East	-0,002	0,008	s	0,001	7,00E-04
AngMon	-0,004	0,011	c	-0,001	7,00E-04
X25-Dec	-0,025	0,008	m	-0,113	0,074
LWeek	-0,004	0,003	Mon	0,008	0,003
X26-Dec	0,006	0,008	Tue	0,002	0,002
X1-May	-0,006	0,008	Wed	0,002	0,002
X1-Nov	0,008	0,008	Fri	0,002	0,002
X2-Jun	-0,001	0,008	Sat	-0,008	0,002
X8-Dec	-0,002	0,008	Sun	0,007	0,003
X25-Apr	-0,006	0,009	Aft-Hol	0,003	0,004
X1-Jan	0,040	0,008	Bef-Hol	0,001	0,004
X6-Jan	0,013	0,008	ν_{do}	-1,00E-04	2,00E-04
X15-Aug	-0,002	0,008	ν_{up}	0,001	0,000
INTRADAY EFFECTS	Estimate	Std.Error		Estimate	Std.Error
ϕ_1^0	2,675	0,061	ϕ_2^0	-0,281	0,081
ϕ_3^0	-0,168	0,078	ϕ_4^0	-0,047	0,058
ϕ_5^0	0,014	0,056	ϕ_6^0	0,347	0,077
ϕ_7^0	-0,153	0,091	ϕ_8^0	-0,086	0,072
ϕ_1^1	0,151	0,059	ϕ_2^1	-0,071	0,085
ϕ_3^1	-0,007	0,077	ϕ_4^1	-0,039	0,041
STATISTICS					
log-likelihood	2.336,38		AICc	-4.583,75	
AIC	-4.588,76		BIC	-4.394	
threshold	19, 5°		$i(\text{det.cycles})$	2	

Tabella 3.13: Parametri stimati dello schema triangolare completo - ora 11

3.1 Schema previsivo triangolare

TIME SERIES	Estimate	Std.Error		Estimate	Std.Error
ϕ_1	0,232	0,037			
ϕ_2	0,193	0,041			
θ_7	0,089	0,036			
LEADING INDICATORS AND DETERMINISTIC PART					
East	0,017	0,021	s	-0,001	0,002
AngMon	0,007	0,026	c	0,002	0,002
X25-Dec	0,033	0,021	m	-0,044	0,224
LWeek	0,011	0,009	Mon	-0,001	0,007
X26-Dec	0,021	0,021	Tue	0,005	0,004
X1-May	0,039	0,021	Wed	0,001	0,003
X1-Nov	0,019	0,021	Fri	-0,002	0,003
X2-Jun	0,014	0,021	Sat	0,007	0,005
X8-Dec	0,036	0,021	Sun	0,007	0,009
X25-Apr	-0,009	0,022	Aft-Hol	0,004	0,009
X1-Jan	0,049	0,021	Bef-Hol	0,019	0,010
X6-Jan	0,006	0,021	ν_{do}	0,002	5,00E-04
X15-Aug	0,023	0,021	ν_{up}	6,00E-04	6,00E-04
INTRADAY EFFECTS	Estimate	Std.Error		Estimate	Std.Error
ϕ_1^0	2,088	0,121	ϕ_2^0	0,295	0,135
ϕ_3^0	-0,178	0,101	ϕ_4^0	-0,252	0,209
ϕ_5^0	0,178	0,260	ϕ_6^0	-0,026	0,274
ϕ_7^0	0,231	0,210	ϕ_8^0	0,030	0,138
ϕ_1^1	0,131	0,121	ϕ_2^1	-0,166	0,135
ϕ_3^1	0,063	0,101	ϕ_4^1	-0,079	0,120
STATISTICS					
log-likelihood	1.618,06		AICc	-3.147,09	
AIC	-3.152,11		BIC	-2.957,35	
threshold	20°		$i(\text{det.cycles})$	2	

Tabella 3.14: Parametri stimati dello schema triangolare completo - ora 16

3. MODELLO PREVISIVO EMPIRICO PER I CONSUMI

TIME SERIES	Estimate	Std.Error		Estimate	Std.Error
ϕ_1	0,415	0,037			
ϕ_2	0,311	0,041			
ϕ_7	0,012	0,045			
LEADING INDICATORS AND DETERMINISTIC PART					
East	0,000	0,017	s	-0,001	0,002
AngMon	-0,020	0,020	c	0,002	0,002
X25-Dec	0,016	0,016	m	2,147	0,252
LWeek	-0,023	0,007	Mon	-0,005	0,005
X26-Dec	0,012	0,016	Tue	-0,002	0,002
X1-May	-0,004	0,016	Wed	-0,004	0,002
X1-Nov	0,002	0,016	Fri	-0,011	0,002
X2-Jun	0,011	0,016	Sat	-0,008	0,004
X8-Dec	-0,003	0,016	Sun	0,01	0,006
X25-Apr	0,021	0,017	Aft-Hol	0,003	0,007
X1-Jan	0,027	0,016	Bef-Hol	-0,009	0,009
X6-Jan	0,016	0,016	ν_{do}	-2,00E-04	6,00E-04
X15-Aug	-0,017	0,016	ν_{up}	0,001	0,001
INTRADAY EFFECTS					
ϕ_1^0	1,570	0,112	ϕ_2^0	-0,186	0,163
ϕ_3^0	0,388	0,127	ϕ_4^0	0,111	0,091
ϕ_5^0	0,099	0,117	ϕ_6^0	-0,101	0,103
ϕ_7^0	0,057	0,079	ϕ_8^0	-0,164	0,093
ϕ_1^1	0,335	0,109	ϕ_2^1	-0,413	0,158
ϕ_3^1	-0,23	0,129	ϕ_4^1	0,273	0,085
STATISTICS					
log-likelihood	1.752,63		AICc	-3.416,24	
AIC	-3.421,26		BIC	-3.226,5	
threshold	18°		$i(\text{det.cycles})$	2	

Tabella 3.15: Parametri stimati dello schema triangolare completo - ora 20

3.1 Schema previsivo triangolare

RISULTATI ZONA SUD

TIME SERIES	Estimate	Std.Error		Estimate	Std.Error
ϕ_1	0,020	0,038			
ϕ_2	-0,001	0,038			
ϕ_7	-0,013	0,037			
LEADING INDICATORS AND DETERMINISTIC PART					
East	0,009	0,023	s	0,002	0,002
AngMon	-0,039	0,026	c	-0,001	0,001
X25-Dec	-0,054	0,023	m	0,062	0,148
LWeek	-0,019	0,009	Mon	0,003	0,005
X26-Dec	-0,007	0,023	Tue	0,002	0,004
X1-May	-0,012	0,022	Wed	0,001	0,004
X1-Nov	0,011	0,026	Fri	0,005	0,004
X2-Jun	-0,020	0,022	Sat	-0,010	0,004
X8-Dec	-0,024	0,023	Sun	-0,031	0,004
X25-Apr	0,021	0,026	Aft-Hol	-0,006	0,005
X1-Jan	-0,077	0,023	Bef-Hol	-0,006	0,012
X6-Jan	-0,045	0,022	ν_{do}	-8,00E-04	4,00E-04
X15-Aug	0,074	0,023	ν_{up}	-0,001	0,001
INTRADAY EFFECTS	Estimate	Std.Error		Estimate	Std.Error
ϕ_1^0	1,075	0,074	ϕ_2^0	0,545	0,116
ϕ_3^0	0,854	0,105	ϕ_4^0	-0,044	0,069
ϕ_5^0	-0,175	0,113	ϕ_6^0	-0,073	0,132
ϕ_7^0	0,131	0,088	ϕ_8^0	0,013	0,053
ϕ_1^1	0,247	0,078	ϕ_2^1	-0,139	0,116
ϕ_3^1	-0,146	0,105	ϕ_4^1	-0,015	0,034
STATISTICS					
log-likelihood	1.547,17		AICc	-3.005,32	
AIC	-3.010,34		BIC	-2.815,57	
threshold	19, 5°		$i(\text{det.cycles})$	2	

Tabella 3.16: Parametri stimati dello schema triangolare completo - ora 3

3. MODELLO PREVISIVO EMPIRICO PER I CONSUMI

TIME SERIES	Estimate	Std.Error		Estimate	Std.Error
ϕ_1	0,128	0,037			
ϕ_2	-0,063	0,038			
ϕ_7	-0,623	0,198			
θ_7	0,675	0,186			
LEADING INDICATORS AND DETERMINISTIC PART					
East	0,012	0,023	s	-0,001	0,002
AngMon	-0,012	0,027	c	-0,001	0,002
X25-Dec	0,005	0,024	m	-0,101	0,131
LWeek	-0,009	0,010	Mon	0,003	0,005
X26-Dec	0,007	0,023	Tue	-0,006	0,004
X1-May	-0,007	0,023	Wed	0,001	0,004
X1-Nov	0,012	0,024	Fri	-0,002	0,004
X2-Jun	0,024	0,023	Sat	-0,010	0,004
X8-Dec	0,035	0,023	Sun	0,017	0,007
X25-Apr	-0,004	0,026	Aft-Hol	0,008	0,009
X1-Jan	0,076	0,023	Bef-Hol	0,008	0,012
X6-Jan	0,015	0,024	ν_{do}	1,00E-04	4,00E-04
X15-Aug	-0,006	0,023	ν_{up}	0,002	7,00E-04
INTRADAY EFFECTS	Estimate	Std.Error		Estimate	Std.Error
ϕ_1^0	2,445	0,081	ϕ_2^0	-0,293	0,105
ϕ_3^0	0,448	0,109	ϕ_4^0	-0,281	0,111
ϕ_5^0	-0,077	0,083	ϕ_6^0	0,047	0,088
ϕ_7^0	-0,016	0,112	ϕ_8^0	0,030	0,096
ϕ_1^1	0,008	0,081	ϕ_2^1	0,020	0,106
ϕ_3^1	0,048	0,109	ϕ_4^1	-0,052	0,083
STATISTICS					
log-likelihood	1.541,08		AICc	-2.994,16	
AIC	-2.988,65		BIC	-2.790,12	
threshold	22°		$i(\text{det.cycles})$	2	

Tabella 3.17: Parametri stimati dello schema triangolare completo - ora 11

3.1 Schema previsivo triangolare

TIME SERIES	Estimate	Std.Error		Estimate	Std.Error
ϕ_1	0,172	0,038			
ϕ_2	0,161	0,04			
ϕ_7	0,072	0,039			
LEADING INDICATORS AND DETERMINISTIC PART					
East	-0,024	0,033	s	0,004	0,003
AngMon	-0,048	0,038	c	-0,001	0,0035
X25-Dec	0,022	0,034	m	0,915	0,186
LWeek	0,001	0,014	Mon	0,016	0,008
X26-Dec	0,011	0,033	Tue	-0,002	0,006
X1-May	-0,029	0,034	Wed	0,008	0,006
X1-Nov	-0,061	0,033	Fri	0,010	0,006
X2-Jun	-0,039	0,033	Sat	-0,011	0,006
X8-Dec	0,006	0,033	Sun	-0,024	0,009
X25-Apr	-0,003	0,037	Aft-Hol	0,014	0,013
X1-Jan	0,074	0,034	Bef-Hol	-0,015	0,018
X6-Jan	-0,025	0,033	ν_{do}	0,003	5,00E-04
X15-Aug	-0,042	0,032	ν_{up}	0,002	0,001
INTRADAY EFFECTS	Estimate	Std.Error		Estimate	Std.Error
ϕ_1^0	1,903	0,086	ϕ_2^0	0,026	0,102
ϕ_3^0	0,005	0,096	ϕ_4^0	-0,149	0,136
ϕ_5^0	-0,158	0,146	ϕ_6^0	0,050	0,171
ϕ_7^0	0,147	0,151	ϕ_8^0	0,171	0,091
ϕ_1^1	0,049	0,086	ϕ_2^1	0,117	0,102
ϕ_3^1	0,116	0,096	ϕ_4^1	-0,233	0,099
STATISTICS					
log-likelihood	1.253,41		AICc	-2.417,81	
AIC	-2.422,82		BIC	-2.228,06	
threshold	22°		$i(\text{det.cycles})$	2	

Tabella 3.18: Parametri stimati dello schema triangolare completo - ora 16

3. MODELLO PREVISIVO EMPIRICO PER I CONSUMI

TIME SERIES	Estimate	Std.Error		Estimate	Std.Error
ϕ_1	0,363	0,039			
ϕ_2	0,249	0,042			
ϕ_7	0,105	0,042			
LEADING INDICATORS AND DETERMINISTIC PART					
East	-0,009	0,024	s	-0,002	0,003
AngMon	0,023	0,027	c	-0,004	0,003
X25-Dec	0,013	0,023	m	2,064	0,238
LWeek	-0,027	0,011	Mon	-0,014	0,006
X26-Dec	0,006	0,023	Tue	-0,001	0,004
X1-May	0,059	0,023	Wed	0,004	0,004
X1-Nov	0,001	0,023	Fri	0,007	0,004
X2-Jun	0,024	0,022	Sat	-0,005	0,004
X8-Dec	0,003	0,022	Sun	0,002	0,006
X25-Apr	0,015	0,026	Aft-Hol	-0,018	0,009
X1-Jan	0,032	0,023	Bef-Hol	0,005	0,012
X6-Jan	0,003	0,022	ν_{do}	-0,003	6,00E-04
X15-Aug	-0,039	0,022	ν_{up}	0,002	0,001
INTRADAY EFFECTS					
ϕ_1^0	1,202	0,101	ϕ_2^0	0,444	0,147
ϕ_3^0	0,125	0,125	ϕ_4^0	0,169	0,089
ϕ_5^0	0,09	0,081	ϕ_6^0	-0,005	0,071
ϕ_7^0	-0,082	0,064	ϕ_8^0	-0,056	0,067
ϕ_1^1	0,256	0,099	ϕ_2^1	-0,585	0,144
ϕ_3^1	-0,013	0,129	ϕ_4^1	0,196	0,082
STATISTICS					
log-likelihood	1.490,41		AICc	-2.891,81	
AIC	-2.896,82		BIC	-2.702,06	
threshold	22°		$i(\text{det.cycles})$	2	

Tabella 3.19: Parametri stimati dello schema triangolare completo - ora 20

3.1 Schema previsivo triangolare

RISULTATI ZONA SICILIA

TIME SERIES	Estimate	Std.Error		Estimate	Std.Error
ϕ_1	0,119	0,04			
ϕ_7	0,205	0,322			
θ_7	-0,122	0,325			
LEADING INDICATORS AND DETERMINISTIC PART					
East	-0,006	0,016	s	0,002	0,002
AngMon	-0,027	0,018	c	-0,001	0,002
X25-Dec	-0,069	0,017	m	0,876	0,133
LWeek	-0,016	0,007	Mon	-0,01	0,004
X26-Dec	0,011	0,016	Tue	-0,005	0,003
X1-May	-0,014	0,015	Wed	-0,001	0,003
X1-Nov	-0,022	0,017	Fri	-0,006	0,003
X2-Jun	-0,025	0,015	Sat	-0,007	0,003
X8-Dec	-0,021	0,015	Sun	-0,032	0,003
X25-Apr	0,015	0,018	Aft-Hol	-0,01	0,006
X1-Jan	-0,028	0,016	Bef-Hol	-0,001	0,008
X6-Jan	-0,052	0,015	ν_{do}	-8,00E-04	4,00E-04
X15-Aug	-0,013	0,015	ν_{up}	-0,001	0,001
INTRADAY EFFECTS	Estimate	Std.Error		Estimate	Std.Error
ϕ_1^0	0,295	0,047	ϕ_2^0	1,76	0,096
ϕ_3^0	0,072	0,091	ϕ_4^0	-0,111	0,115
ϕ_5^0	0,083	0,145	ϕ_6^0	-0,058	0,158
ϕ_7^0	-0,104	0,126	ϕ_8^0	0,052	0,053
ϕ_1^1	0,105	0,053	ϕ_2^1	-0,277	0,095
ϕ_3^1	0,154	0,090	ϕ_4^1	0,045	0,061
STATISTICS					
log-likelihood	1.827,72		AICc	-3.566,42	
AIC	-3.571,44		BIC	-3.376,68	
threshold	18°		$i(\text{det.cycles})$	2	

Tabella 3.20: Parametri stimati dello schema triangolare completo - ora 3

3. MODELLO PREVISIVO EMPIRICO PER I CONSUMI

TIME SERIES	Estimate	Std.Error		Estimate	Std.Error
ϕ_1	0,018	0,042			
ϕ_2	0,087	0,043			
θ_7	0,055	0,043			
LEADING INDICATORS AND DETERMINISTIC PART					
East	-0,01	0,009	s	-0,001	8,00E-04
AngMon	-0,062	0,012	c	0,001	8,00E-04
X25-Dec	-0,021	0,011	m	-0,099	0,085
LWeek	-0,014	0,004	Mon	0,002	0,003
X26-Dec	-0,015	0,01	Tue	0,001	0,001
X1-May	-0,013	0,009	Wed	-0,001	0,002
X1-Nov	-0,01	0,01	Fri	0,001	0,002
X2-Jun	-0,014	0,01	Sat	-0,01	0,002
X8-Dec	-0,001	0,01	Sun	-0,003	0,003
X25-Apr	-0,005	0,011	Aft-Hol	-0,003	0,005
X1-Jan	-0,045	0,01	Bef-Hol	-2,00E-04	0,004
X6-Jan	-0,013	0,01	ν_{do}	-3,00E-04	3,00E-04
X15-Aug	0,018	0,01	ν_{up}	0,001	4,00E-04
INTRADAY EFFECTS					
ϕ_1^0	2,75	0,069	ϕ_2^0	-0,345	0,088
ϕ_3^0	-0,033	0,097	ϕ_4^0	-0,066	0,076
ϕ_5^0	-0,051	0,063	ϕ_6^0	-0,137	0,104
ϕ_7^0	0,081	0,121	ϕ_8^0	0,072	0,082
ϕ_1^1	0,078	0,065	ϕ_2^1	0,113	0,088
ϕ_3^1	-0,205	0,093	ϕ_4^1	0,071	0,06
STATISTICS					
log-likelihood	2.194,92		AICc	-4.300,82	
AIC	-4.305,84		BIC	-4.111,07	
threshold	21, 5°		$i(\text{det.cycles})$	2	

Tabella 3.21: Parametri stimati dello schema triangolare completo - ora 11

3.1 Schema previsivo triangolare

TIME SERIES	Estimate	Std.Error		Estimate	Std.Error
ϕ_1	0,441	0,034			
ϕ_2	0,418	0,034			
θ_7	-0,007	0,037			
LEADING INDICATORS AND DETERMINISTIC PART					
East	-0,004	0,01	s	-0,001	0,002
AngMon	-0,036	0,011	c	0,001	0,002
X25-Dec	-0,018	0,011	m	0,637	0,13
LWeek	0,001	0,004	Mon	-0,001	0,002
X26-Dec	-0,016	0,01	Tue	-0,003	0,001
X1-May	-0,05	0,009	Wed	-0,002	0,002
X1-Nov	-0,013	0,009	Fri	0,001	0,002
X2-Jun	-0,041	0,009	Sat	-0,008	0,002
X8-Dec	-0,031	0,009	Sun	-0,033	0,003
X25-Apr	-0,012	0,01	Aft-Hol	-0,001	0,004
X1-Jan	-0,012	0,01	Bef-Hol	-0,001	0,005
X6-Jan	-0,018	0,009	ν_{do}	7,00E-04	4,00E-04
X15-Aug	-0,002	0,009	ν_{up}	0,001	5,00E-04
INTRADAY EFFECTS	Estimate	Std.Error		Estimate	Std.Error
ϕ_1^0	1,861	0,075	ϕ_2^0	0,206	0,081
ϕ_3^0	-0,034	0,066	ϕ_4^0	-0,035	0,077
ϕ_5^0	-0,061	0,112	ϕ_6^0	0,091	0,111
ϕ_7^0	0,017	0,081	ϕ_8^0	0,111	0,051
ϕ_1^1	-0,044	0,073	ϕ_2^1	0,039	0,081
ϕ_3^1	-0,014	0,065	ϕ_4^1	-0,012	0,059
STATISTICS					
log-likelihood	2.143,68		AICc	-4.198,34	
AIC	-4.203,36		BIC	-4.008,59	
threshold	21, 5°		$i(\text{det.cycles})$	2	

Tabella 3.22: Parametri stimati dello schema triangolare completo - ora 16

3. MODELLO PREVISIVO EMPIRICO PER I CONSUMI

TIME SERIES	Estimate	Std.Error		Estimate	Std.Error
ϕ_1	0,746	0,038			
ϕ_7	0,633	0,105			
θ_7	-0,468	0,118			
LEADING INDICATORS AND DETERMINISTIC PART					
East	-0,011	0,011	s	-0,001	0,002
AngMon	-0,005	0,012	c	-0,002	0,002
X25-Dec	-0,029	0,011	m	2,32	0,172
LWeek	-0,023	0,004	Mon	-0,009	0,003
X26-Dec	0,005	0,01	Tue	-0,002	0,003
X1-May	-0,039	0,01	Wed	-0,002	0,002
X1-Nov	-0,012	0,009	Fri	-0,001	0,002
X2-Jun	-0,009	0,009	Sat	-0,013	0,003
X8-Dec	-0,012	0,009	Sun	-0,002	0,004
X25-Apr	-0,012	0,011	Aft-Hol	-0,011	0,004
X1-Jan	-0,017	0,01	Bef-Hol	-0,009	0,005
X6-Jan	-0,009	0,009	ν_{do}	0,003	5,00E-04
X15-Aug	-0,003	0,009	ν_{up}	0,003	0,001
INTRADAY EFFECTS					
ϕ_1^0	1,898	0,088	ϕ_2^0	-0,304	0,111
ϕ_3^0	-0,239	0,101	ϕ_4^0	0,232	0,117
ϕ_5^0	-0,112	0,099	ϕ_6^0	0,313	0,082
ϕ_7^0	0,127	0,062	ϕ_8^0	-0,161	0,059
ϕ_1^1	-0,134	0,088	ϕ_2^1	-0,244	0,109
ϕ_3^1	0,122	0,1	ϕ_4^1	0,134	0,078
STATISTICS					
log-likelihood	2.095,98		AICc	-4.102,95	
AIC	-4.107,96		BIC	-3.913,2	
threshold	18, 5°		$i(\text{det.cycles})$	2	

Tabella 3.23: Parametri stimati dello schema triangolare completo - ora 20

3.1 Schema previsivo triangolare

RISULTATI ZONA SARDEGNA

TIME SERIES	Estimate	Std.Error		Estimate	Std.Error
ϕ_1	0,08	0,038			
ϕ_2	0,054	0,043			
ϕ_7	0,051	0,039			
LEADING INDICATORS AND DETERMINISTIC PART					
East	-0,004	0,013	s	1,00E-04	0,001
AngMon	-0,034	0,014	c	-9,00E-04	0,001
X25-Dec	-0,06	0,013	m	0,566	0,097
LWeek	-0,001	0,005	Mon	-0,001	0,002
X26-Dec	-0,021	0,012	Tue	0,001	0,002
X1-May	-0,025	0,012	Wed	-0,001	0,002
X1-Nov	-0,007	0,014	Fri	-0,001	0,002
X2-Jun	0,005	0,012	Sat	-0,005	0,002
X8-Dec	-0,001	0,012	Sun	-0,013	0,002
X25-Apr	-0,028	0,014	Aft-Hol	-0,009	0,005
X1-Jan	-0,027	0,012	Bef-Hol	-0,007	0,007
X6-Jan	-0,024	0,012	ν^2	-0,001	4,00E-04
X15-Aug	-0,006	0,013			
INTRADAY EFFECTS					
ϕ_1^0	0,241	0,041	ϕ_2^0	1,577	0,091
ϕ_3^0	0,501	0,097	ϕ_4^0	-0,315	0,097
ϕ_5^0	0,242	0,152	ϕ_6^0	-0,31	0,149
ϕ_7^0	-0,089	0,083	ϕ_8^0	0,201	0,047
ϕ_1^1	0,066	0,045	ϕ_2^1	0,068	0,091
ϕ_3^1	0,041	0,1	ϕ_4^1	-0,118	0,057
STATISTICS					
log-likelihood	2.003,49		AICc	-3.920,21	
AIC	-3.924,99		BIC	-3.734,86	
threshold	18°		$i(\text{det.cycles})$	2	

Tabella 3.24: Parametri stimati dello schema triangolare completo - ora 3

3. MODELLO PREVISIVO EMPIRICO PER I CONSUMI

TIME SERIES	Estimate	Std.Error		Estimate	Std.Error
ϕ_1	0,103	0,037			
ϕ_2	0,065	0,037			
θ_7	0,075	0,035			
LEADING INDICATORS AND DETERMINISTIC PART					
East	-0,007	0,015	s	3,00E-04	0,001
AngMon	0,001	0,018	c	-0,001	0,001
X25-Dec	-0,036	0,015	m	-0,163	0,127
LWeek	-0,01	0,006	Mon	-0,004	0,004
X26-Dec	-0,022	0,016	Tue	-0,005	0,003
X1-May	-0,004	0,015	Wed	-0,001	0,003
X1-Nov	-0,011	0,015	Fri	-0,013	0,002
X2-Jun	-0,003	0,015	Sat	-0,008	0,003
X8-Dec	-0,036	0,015	Sun	-0,002	0,005
X25-Apr	0,002	0,017	Aft-Hol	8,00E-04	0,006
X1-Jan	-0,024	0,015	Bef-Hol	0,002	0,008
X6-Jan	0,011	0,015	ν^2	7,00E-04	5,00E-04
X15-Aug	-0,005	0,015			
INTRADAY EFFECTS					
ϕ_1^0	2,367	0,102	ϕ_2^0	-0,004	0,153
ϕ_3^0	-0,13	0,145	ϕ_4^0	-0,251	0,131
ϕ_5^0	0,311	0,126	ϕ_6^0	-0,014	0,176
ϕ_7^0	0,082	0,196	ϕ_8^0	-0,071	0,163
ϕ_1^1	0,294	0,101	ϕ_2^1	-0,16	0,158
ϕ_3^1	-0,034	0,145	ϕ_4^1	-0,035	0,099
STATISTICS					
log-likelihood	1.868,2		AICc	-3.649,62	
AIC	-3.654,4		BIC	-3.464,27	
threshold	20°		$i(\text{det.cycles})$	2	

Tabella 3.25: Parametri stimati dello schema triangolare completo - ora 11

3.1 Schema previsivo triangolare

TIME SERIES	Estimate	Std.Error		Estimate	Std.Error
ϕ_1	0,255	0,033			
ϕ_2	0,172	0,033			
θ_7	0,182	0,036			
LEADING INDICATORS AND DETERMINISTIC PART					
East	0,015	0,011	s	3,00E-04	0,001
AngMon	-0,008	0,012	c	5,00E-04	0,001
X25-Dec	0,01	0,011	m	0,081	0,109
LWeek	-0,003	0,004	Mon	0,004	0,002
X26-Dec	0,01	0,011	Tue	0,001	0,002
X1-May	-0,069	0,011	Wed	0,001	0,002
X1-Nov	-0,024	0,011	Fri	-0,001	0,002
X2-Jun	-0,012	0,011	Sat	-0,005	0,002
X8-Dec	-0,005	0,011	Sun	-0,013	0,004
X25-Apr	-0,007	0,011	Aft-Hol	0,003	0,004
X1-Jan	0,003	0,011	Bef-Hol	-0,011	0,005
X6-Jan	-0,019	0,011	ν^2	0,002	3,00E-04
X15-Aug	-0,01	0,011			
INTRADAY EFFECTS					
ϕ_1^0	2,083	0,07	ϕ_2^0	-0,165	0,082
ϕ_3^0	0,077	0,081	ϕ_4^0	-0,031	0,077
ϕ_5^0	-0,089	0,072	ϕ_6^0	-0,076	0,091
ϕ_7^0	0,364	0,107	ϕ_8^0	-0,013	0,067
ϕ_1^1	0,216	0,068	ϕ_2^1	-0,164	0,083
ϕ_3^1	0,131	0,078	ϕ_4^1	-0,051	0,061
STATISTICS					
log-likelihood	2.120,42		AICc	-4.154,06	
AIC	-4.158,84		BIC	-3.968,71	
threshold	21°		$i(\text{det.cycles})$	2	

Tabella 3.26: Parametri stimati dello schema triangolare completo - ora 16

3. MODELLO PREVISIVO EMPIRICO PER I CONSUMI

TIME SERIES	Estimate	Std.Error		Estimate	Std.Error
ϕ_1	0,53	0,036			
ϕ_2	0,317	0,037			
ϕ_7	0,141	0,041			
LEADING INDICATORS AND DETERMINISTIC PART					
East	-0,025	0,011	s	-0,001	0,002
AngMon	-0,037	0,012	c	-0,005	-0,002
X25-Dec	-0,003	0,011	m	1,959	0,181
LWeek	-0,021	0,005	Mon	0,003	0,003
X26-Dec	0,01	0,011	Tue	0,001	0,002
X1-May	0,009	0,011	Wed	0,003	0,002
X1-Nov	-0,012	0,011	Fri	0,001	0,002
X2-Jun	-0,003	0,011	Sat	-0,015	0,002
X8-Dec	0,004	0,011	Sun	-0,008	0,003
X25-Apr	0,026	0,011	Aft-Hol	0,001	0,004
X1-Jan	0,015	0,011	Bef-Hol	-0,01	0,006
X6-Jan	-0,007	0,011	ν^2	0,003	0,001
X15-Aug	-0,013	0,011			
INTRADAY EFFECTS					
ϕ_1^0	1,481	0,083	ϕ_2^0	-0,045	0,107
ϕ_3^0	0,268	0,111	ϕ_4^0	-0,276	0,119
ϕ_5^0	0,031	0,104	ϕ_6^0	0,07	0,081
ϕ_7^0	0,115	0,079	ϕ_8^0	-0,056	0,06
ϕ_1^1	0,222	0,083	ϕ_2^1	-0,165	0,106
ϕ_3^1	-0,006	0,109	ϕ_4^1	0,049	0,077
STATISTICS					
log-likelihood	2.049,74		AICc	-4.012,69	
AIC	-4.017,47		BIC	-3.827,34	
threshold	18°		$i(\text{det.cycles})$	2	

Tabella 3.27: Parametri stimati dello schema triangolare completo - ora 20

La presenza degli effetti infragiornalieri nel modello cattura, nella maggior parte dei casi, quasi completamente la dinamica della variabile endogena. I fattori temporali ed i leading indicators, infatti, risultano essere non significativi. Questo è vero, però, solo nelle zone geografiche con migliori infrastrutture ed interconnessioni, dove le inefficienze

3.1 Schema previsivo triangolare

dovrebbero essere ridotte al minimo¹. Nelle zone, invece, con maggiore probabilità di inefficienza causata da obsolescenza fisica della rete e collegamenti più problematici (una su tutte, la Sicilia), gli effetti infragiornalieri possono essere interpretati come misuratore dell'efficienza della rete. Il valore del parametro associato, infatti, è ottenuto al netto delle altre componenti che costituiscono la rappresentazione della dinamica dei consumi di energia elettrica.

A questo punto, quindi, sono stati condotti i test empirici per verificare l'efficienza della rete. Ciò è stato fatto grazie a test congiunti sui parametri del modello triangolare completo relativi agli effetti infragiornalieri istantanei e ritardati². L'ipotesi nulla è la non significatività congiunta dei suddetti parametri, che può essere interpretata come efficienza nella rete.

Interessante è la valutazione non tanto dei test di efficienza *'istantanea'*, quanto dei test di efficienza *'ritardata'*. Questi ultimi, infatti, rispecchiano la più fedelmente la struttura fisica della rete. Nelle zone con maggiori problemi, infatti, si hanno più casi di inefficienza rispetto alle zone con infrastrutture migliori e un maggior numero di interconnessioni.

Sulla base dei modelli previsivi stimati sul campione e sulle ipotesi di efficienza fatte, è stata effettuata la previsione un passo avanti dei consumi di energia elettrica per il mese di Aprile 2012. Il mese di riferimento non è semplice da studiare, in quanto presenta al suo interno numerosi effetti temporali, legati soprattutto al periodo pasquale.

Non è stato possibile calcolare le previsioni con il modello completo, in quanto i dati relativi agli effetti infragiornalieri contemporanei non sono disponibili in *'real time'*. Si è quindi deciso di prevedere i consumi sotto due ipotesi, ovvero quella di efficienza del sistema³ e quella di inefficienza *'forte'*, ovvero con effetti infragiornalieri ritardati all'interno del modello previsivo.

¹In particolare, il Nord, il Centro-Nord e il Centro-Sud

²Hothorn et al.(2008)

³I risultati di stima dei parametri, per le ore rappresentative e le zone di mercato rilevanti, del modello senza effetti infragiornalieri sono presenti in appendice

3. MODELLO PREVISIVO EMPIRICO PER I CONSUMI

HOUR	H_0 :Efficienza istantanea		H_0 :Efficienza ritardata	
	ZONA NORD	ZONA CNORD	ZONA NORD	ZONA CNORD
1	17,73***	7,809***	4,95***	8,282***
2	195,2***	69,07***	4,519***	4,482***
3	56,11***	48,08***	9,946***	3,74***
4	139,8***	87,89***	2,77**	2,235*
5	274,8***	140,5***	3,308***	23,72***
6	87,21***	82,48***	5,961***	0,357
7	62,48***	33,3***	-3,059**	-2,79**
8	87,02***	59,86***	-0,789	-0,505
9	94,29***	69,69***	-0,94	-0,885
10	149,9***	36,16***	-1,586	-0,143
11	203,7***	104,5***	-0,508	-1,35
12	231,4***	137,2***	0,71	9,259***
13	175,2***	84,44***	0,446	-0,552
14	155,5***	62,01***	0,42	1,246
15	149,7***	95,65***	-1,925.	-0,094
16	162,4***	79,61***	-1,541	0,615
17	142,2***	91,82***	-3,565***	0,413
18	103,8***	91,22***	-1,258	-0,856
19	94,33***	83,52***	-0,259	0,545
20	102,3***	84,16***	-2,888***	-1,276
21	74,27***	69,21***	-0,598	-0,107
22	79,51***	50,11***	-1,729.	-0,747
23	124,6***	113,4***	-1,521	20,93***
24	184,9***	42,12***	14,71***	2,214*

Tabella 3.28: Risultati empirici dei test di significatività simultanea sui parametri infragiornalieri - Zone NORD e CENTRO-NORD

3.1 Schema previsivo triangolare

HOUR	H_0 :Efficienza istantanea		H_0 :Efficienza ritardata	
	ZONA CSUD	ZONA SUD	ZONA CSUD	ZONA SUD
1	9,459***	11,32***	4,519***	3,382***
2	68,72***	63,9***	17,43***	16,31***
3	31,55***	50,42***	9,479***	14,89***
4	60,59***	56,61***	5,402***	16,65***
5	108,4***	70,35***	17,07***	14,86***
6	62,82***	47,31***	0,116	1,345
7	38,03***	37,83***	-1,19	-0,176
8	46,71***	42,95***	0,818	1,195
9	42,57***	50,88***	1,983*	-0,779
10	67,67***	36,07***	1,544	1,101
11	85,7***	60,15***	0,358	-0,681
12	121***	69,9***	1,118	0,292
13	99,72***	69,14***	0,793	16,58***
14	52,8***	56,9***	15,37***	22,84***
15	52,12***	33,14***	1,585	0,535
16	73,19***	50,38***	1,858.	24,35***
17	44,16***	40,36***	3,147***	5,355***
18	103,8***	45,21***	28,05***	36,27***
19	59,7***	58,3***	-1,184	-1,527
20	56,12***	52,14***	0,433	0,209
21	32,92***	33,35***	3,959***	4,486***
22	49,88***	46,8***	1,381	4,264***
23	62,57***	68,72***	-0,711	10,99***
24	42,61***	48,1***	3,811***	6,135***

Tabella 3.29: Risultati empirici dei test di significatività simultanea sui parametri infragiornalieri - Zone CENTRO-SUD e SUD

3. MODELLO PREVISIVO EMPIRICO PER I CONSUMI

HOUR	H_0 :Efficienza istantanea		H_0 :Efficienza ritardata	
	ZONA SICILIA	ZONA SARDEGNA	ZONA SICILIA	ZONA SARDEGNA
1	33,08***	24,95***	18,68***	1,557
2	57,45***	55,5***	26,43***	19,59***
3	37,35***	28,98***	21,29***	15,87***
4	52,44***	56,34***	24,73***	20,37***
5	110,5***	113,4***	27,83***	35,73***
6	79,29***	94,38***	20,34***	31,01***
7	42,33***	35,79***	-5,989***	0,544
8	36,13***	34,55***	5,269***	0,834
9	51,36***	43,76***	1,769.	0,897
10	57,14***	38,9***	13,93***	-0,739
11	70,84***	64,45***	15,79***	16,88***
12	103,2***	50,1***	24,16***	14,98***
13	80,28***	54,41***	22,95***	14,57***
14	68,27***	49,66***	20,31***	1,195
15	36,78***	49,5***	-0,334	14,45***
16	78,21***	63,24***	20,01***	14,29***
17	65,7***	57,42***	-1,204	15,45***
18	51,27***	50,28***	20,61***	43,28***
19	48,39***	46,97***	-5,711***	0,116
20	54,87***	43,4***	-5,972***	-0,737
21	43,43***	33,98***	-5,832***	0,674
22	61,1***	47,65***	-5,389***	-0,494
23	77,2***	71,27***	19,23***	18,36***
24	61,26***	52,5***	21,28***	14,71***

Tabella 3.30: Risultati empirici dei test di significatività simultanea sui parametri infragiornalieri - Zone SICILIA e SARDEGNA

3.1 Schema previsivo triangolare

ZONA GME	MAPE		
	Modello no effetti infragiornalieri	Modello completo	Terna
Nord	2,87%	15,27%	2,25%
Centro-Nord	3,97%	12,32%	4,39%
Centro-Sud	2,94%	9,11%	4,37%
Sud	4,63%	8,05%	6,28%
Sicilia	2,87%	5,61%	4,06%
Sardegna	2,29%	3,62%	3,03%

ZONA GME	MAE		
	Modello no effetti infragiornalieri	Modello completo	Terna
Nord	431,65	2.454,07	411,83
Centro-Nord	129,19	393,62	157,92
Centro-Sud	149,72	447,09	225,69
Sud	123,88	210,68	171,83
Sicilia	53,46	104,25	77,28
Sardegna	26,42	41,92	35,51

Tabella 3.31: Risultati previsivi *one-step-ahead* per ogni zona GME

ZONA GME	% Miglio previsione		
	Modello no effetti infragiornalieri	Modello completo	Terna
Nord	39,29%	17,26%	43,45%
Centro-Nord	38,83%	22,32%	38,39%
Centro-Sud	51,49%	27,98%	27,98%
Sud	41,52%	28,13%	30,36%
Sicilia	42,71%	27,23%	30,06%
Sardegna	43,75%	29,46%	26,79%

Tabella 3.32: Percentuale delle ore in cui il modello relativo ha la miglior performance previsiva

La tabella 3.31 mostra i risultati di MAPE e MAE per il modello con efficienza e con inefficienza *'forte'*, confrontati coi risultati ottenuti dai modelli sviluppati da Terna e disponibili agli operatori di mercato. Le performance per il modello uniequazionale (senza effetti infragiornalieri) sono, nella maggior parte dei casi, le migliori o comunque comparabili con quelle del modello dell'autorità competente. Per quanto riguarda

3. MODELLO PREVISIVO EMPIRICO PER I CONSUMI

il modello con la presenza degli effetti infragiornalieri, i risultati sono migliori, come era prevedibile, nelle zone fisicamente più problematiche, anche se i risultati previsivi rimangono comunque non soddisfacenti.

In tabella 3.32 è possibile verificare, invece, la frequenza con la quale i tre modelli comparati mostrano la miglior performance previsiva nel periodo di riferimento (dall'1 Aprile 2012 al 30 Aprile 2012). Anche in questo caso, la struttura triangolare sotto l'ipotesi di efficienza della rete mostra i migliori risultati.

Al fine di avere un quadro completo dei risultati previsivi ottenuti, i grafici seguenti mostrano il confronto, per ogni zona geografica rilevante, tra il dato reale e quello ottenuto dai modelli previsivi implementati. Sono stati scelti per il confronto due giorni rappresentativi - uno lavorativo, il 3 Aprile, ed uno festivo, il 22 Aprile -.

Inoltre, per il modello con le migliori performance previsive, ovvero lo schema triangolare sotto l'ipotesi di efficienza della rete di trasmissione, sono stati calcolati gli intervalli di confidenza derivanti dalla distribuzione di densità di probabilità previsiva calcolata grazie alla metodologia bootstrap. Sono stati quindi, anche in questo caso, visualizzati i risultati, per i due giorni scelti come rappresentativi e per ogni zona geografica rilevante (Figure 3.21, 3.23, 3.25, 3.27, 3.29, 3.31, 3.33, 3.35, 3.37, 3.39, 3.41, 3.43).

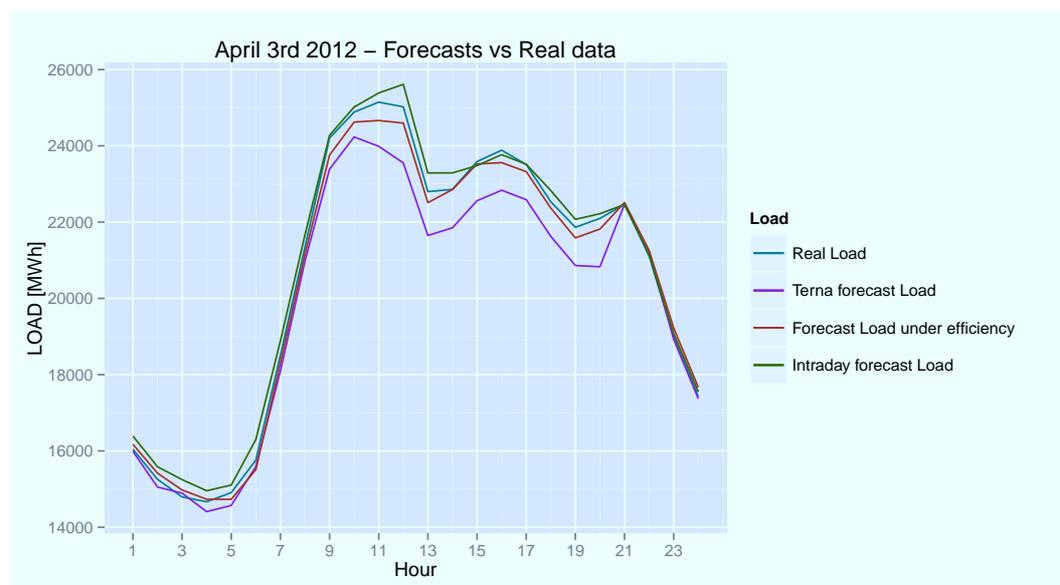


Figura 3.20: ZONA NORD : Confronto tra i risultati previsivi dei modelli ed il dato reale
- Giorno lavorativo

3.1 Schema previsiono triangolare

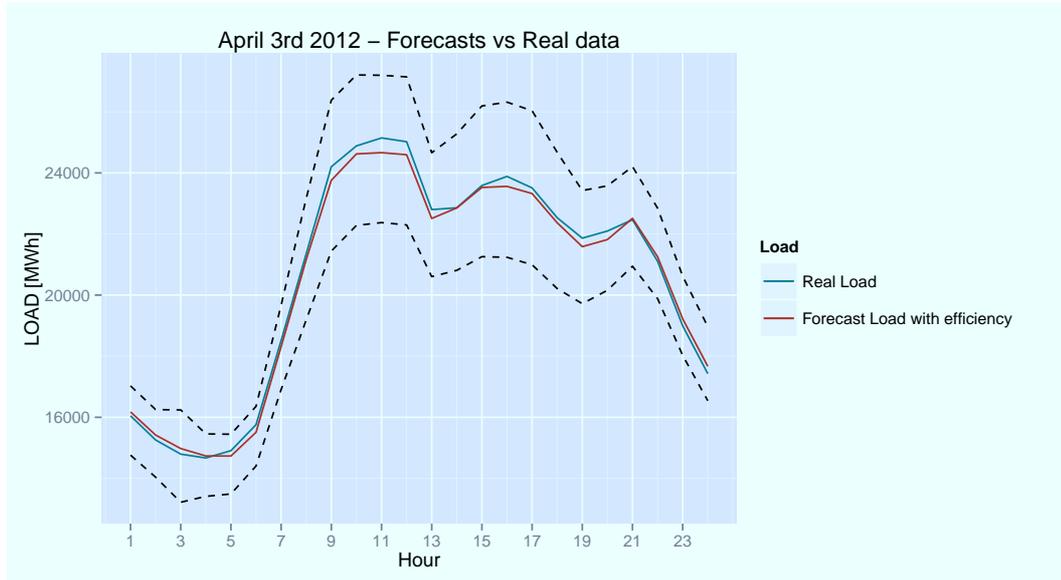


Figura 3.21: ZONA NORD : Previsioni del modello sotto l'ipotesi di efficienza della rete e relativi intervalli di confidenza bootstrap - Giorno lavorativo

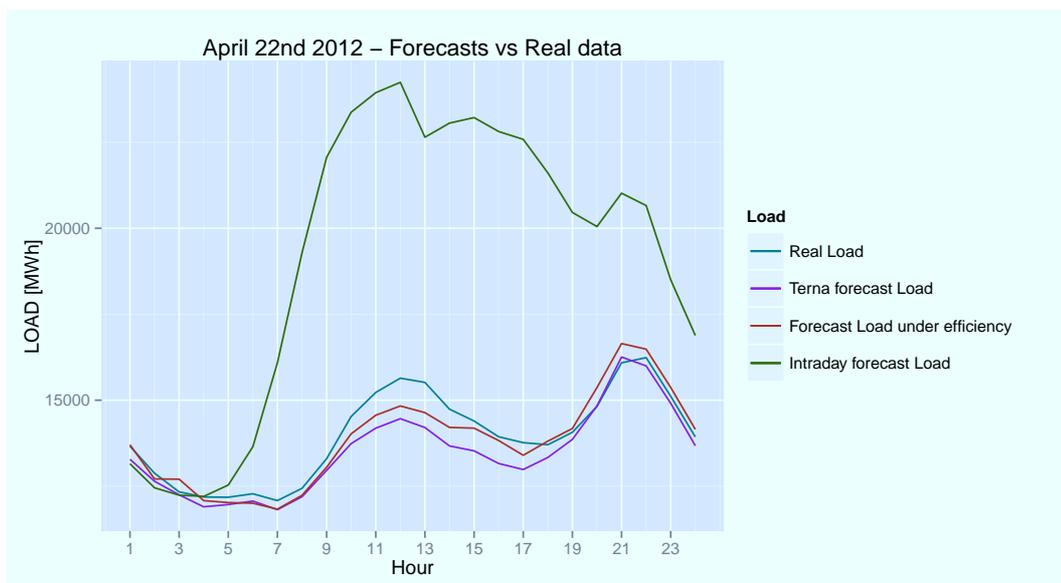


Figura 3.22: ZONA NORD : Confronto tra i risultati previsioni dei modelli ed il dato reale - Giorno festivo

3. MODELLO PREVISIVO EMPIRICO PER I CONSUMI

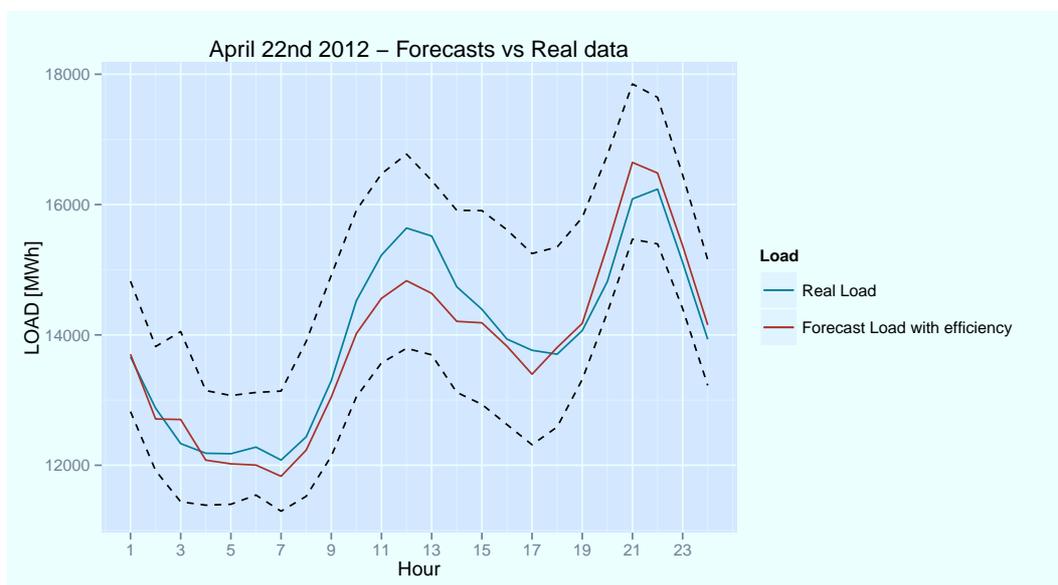


Figura 3.23: ZONA NORD : Previsioni del modello sotto l'ipotesi di efficienza della rete e relativi intervalli di confidenza bootstrap - Giorno festivo

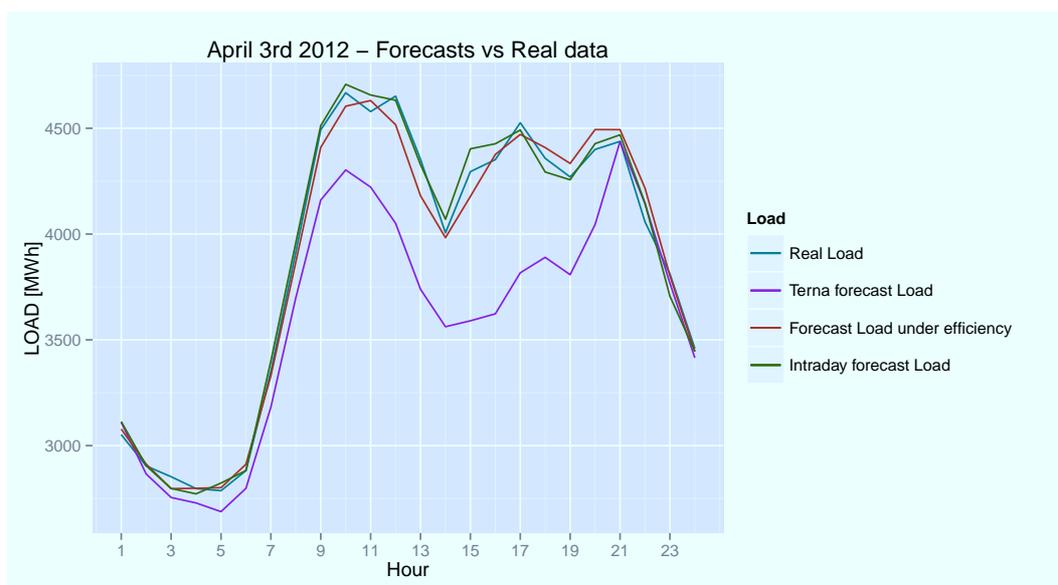


Figura 3.24: ZONA CENTRO-NORD : Confronto tra i risultati previsivi dei modelli ed il dato reale - Giorno lavorativo

3.1 Schema previsiono triangolare

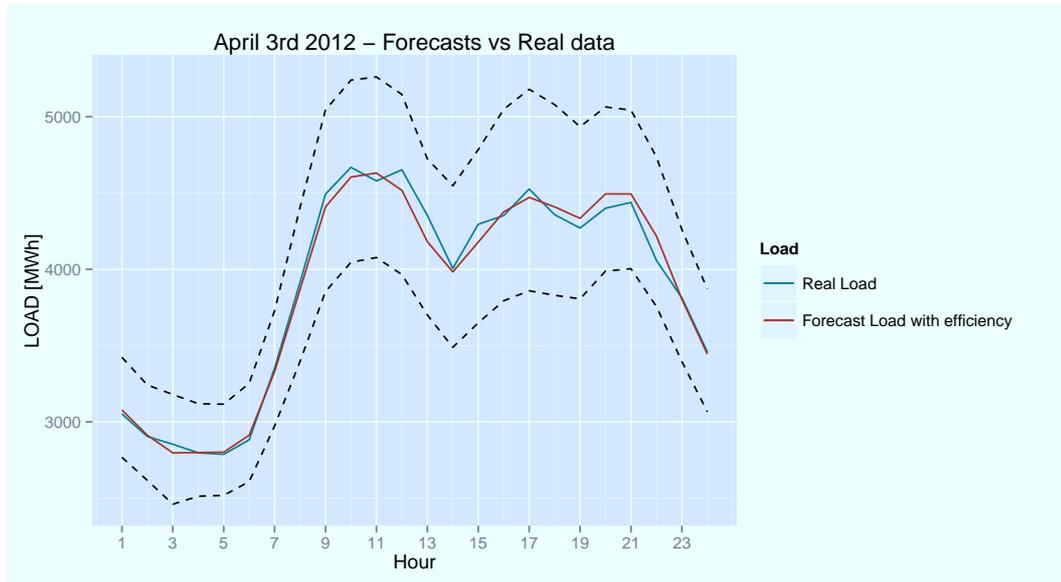


Figura 3.25: ZONA CENTRO-NORD : Previsioni del modello sotto l'ipotesi di efficienza della rete e relativi intervalli di confidenza bootstrap - Giorno lavorativo

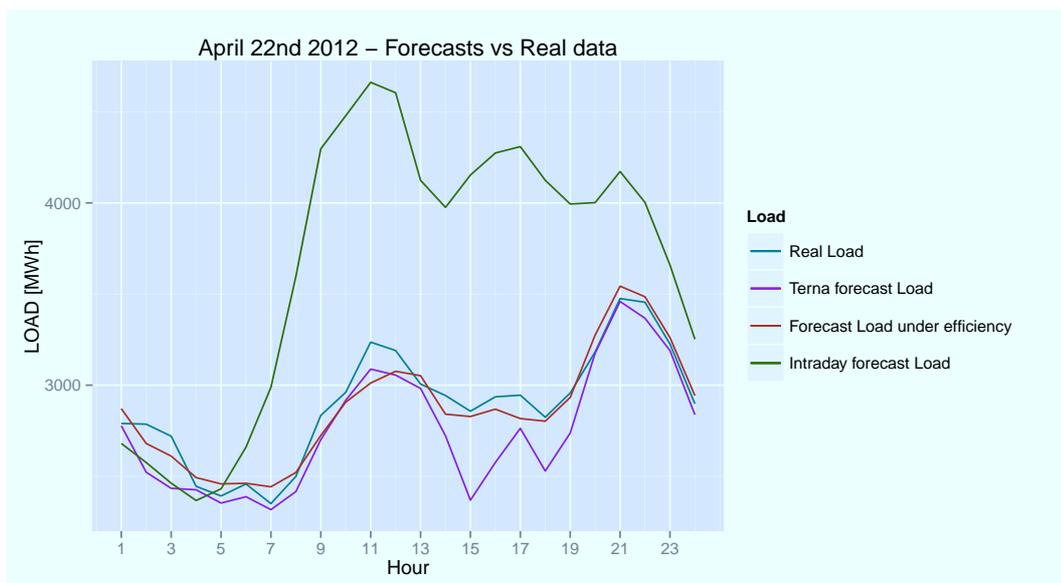


Figura 3.26: ZONA CENTRO-NORD : Confronto tra i risultati previsionari dei modelli ed il dato reale - Giorno festivo

3. MODELLO PREVISIVO EMPIRICO PER I CONSUMI

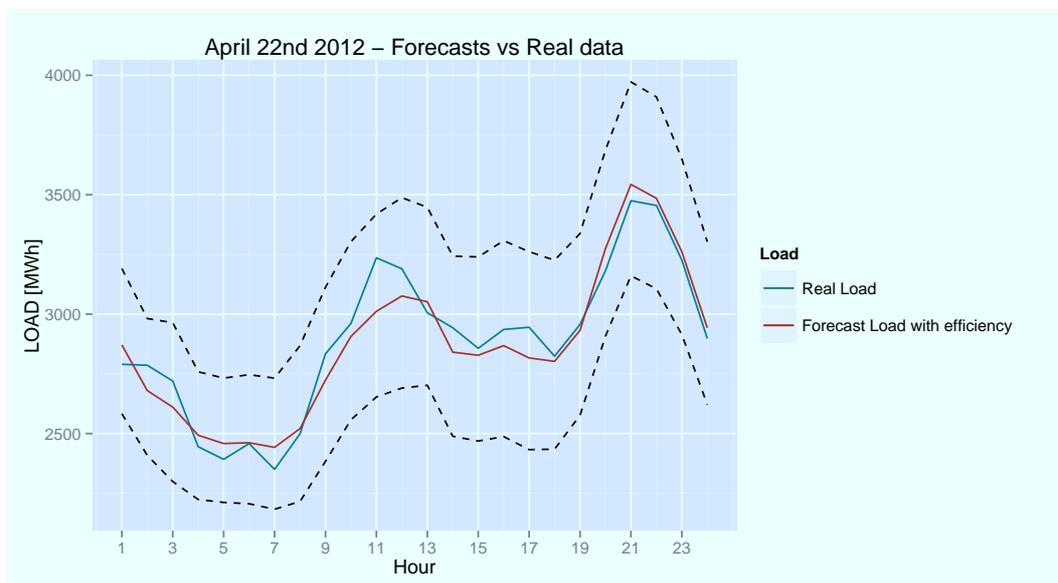


Figura 3.27: ZONA CENTRO-NORD : Previsioni del modello sotto l'ipotesi di efficienza della rete e relativi intervalli di confidenza bootstrap - Giorno festivo

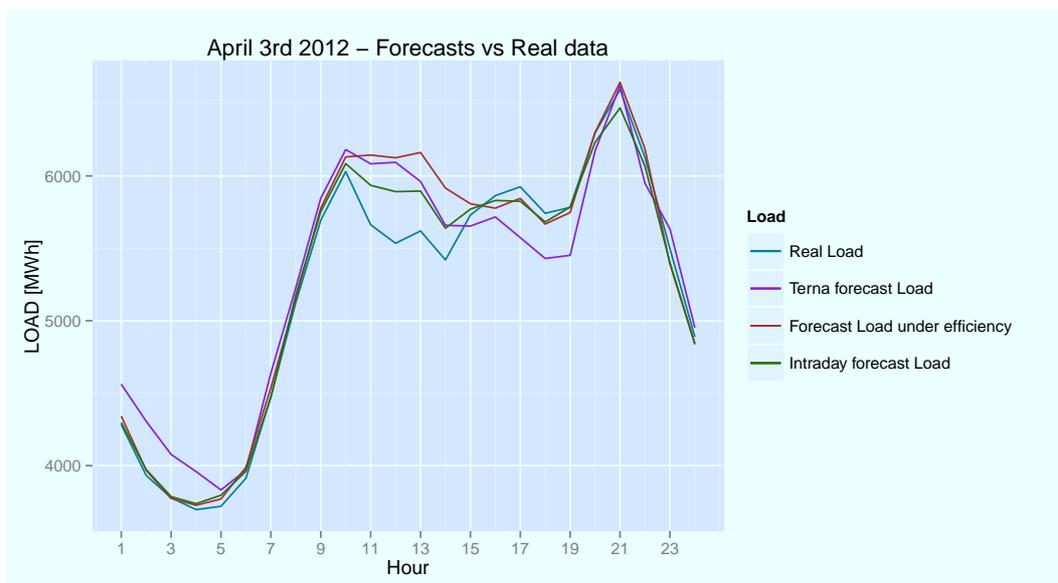


Figura 3.28: ZONA CENTRO-SUD : Confronto tra i risultati previsivi dei modelli ed il dato reale - Giorno lavorativo

3.1 Schema previsivo triangolare

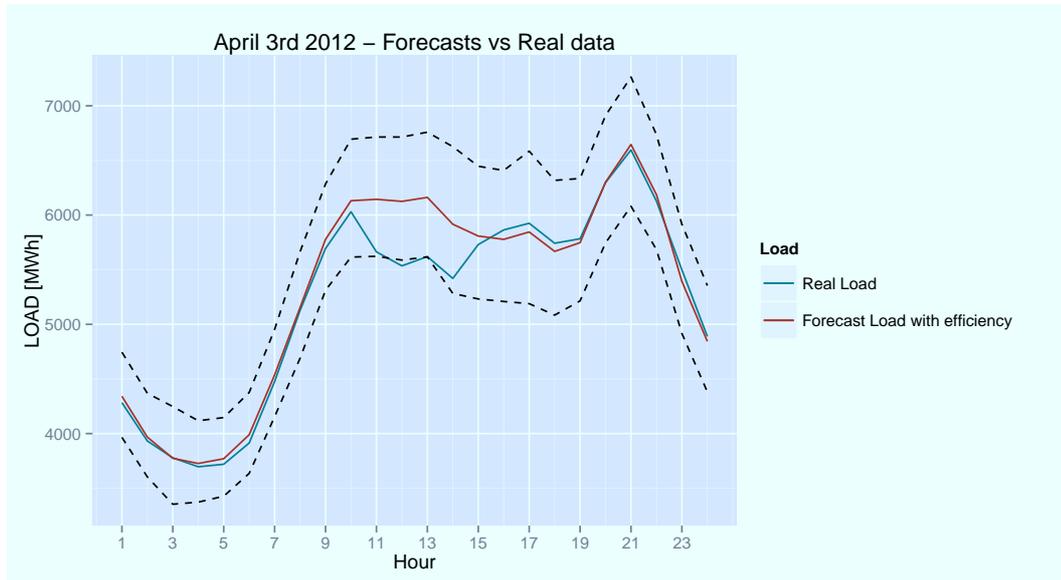


Figura 3.29: ZONA CENTRO-SUD : Previsioni del modello sotto l'ipotesi di efficienza della rete e relativi intervalli di confidenza bootstrap - Giorno lavorativo

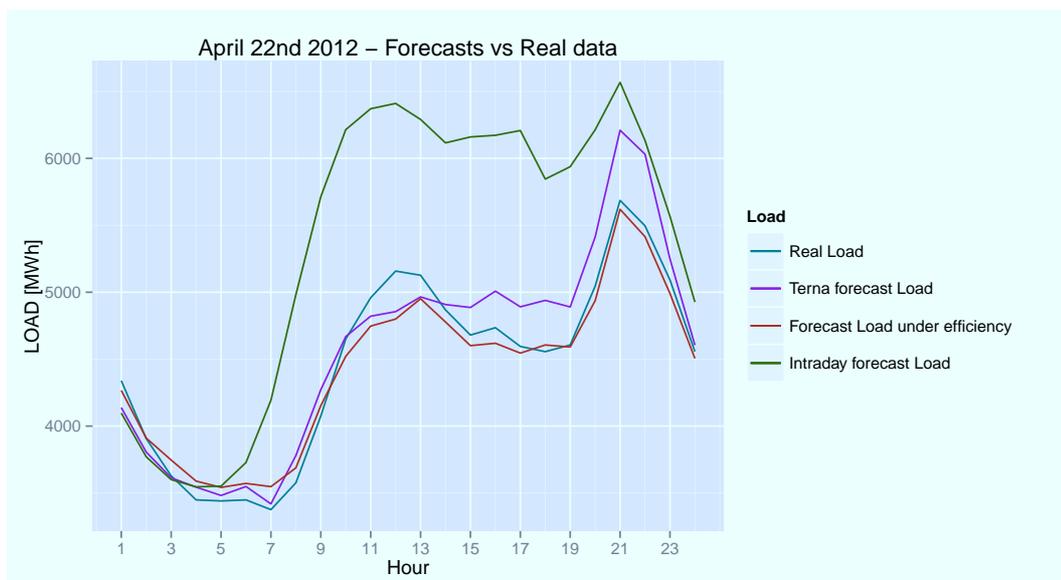


Figura 3.30: ZONA CENTRO-SUD : Confronto tra i risultati previsivi dei modelli ed il dato reale - Giorno festivo

3. MODELLO PREVISIVO EMPIRICO PER I CONSUMI

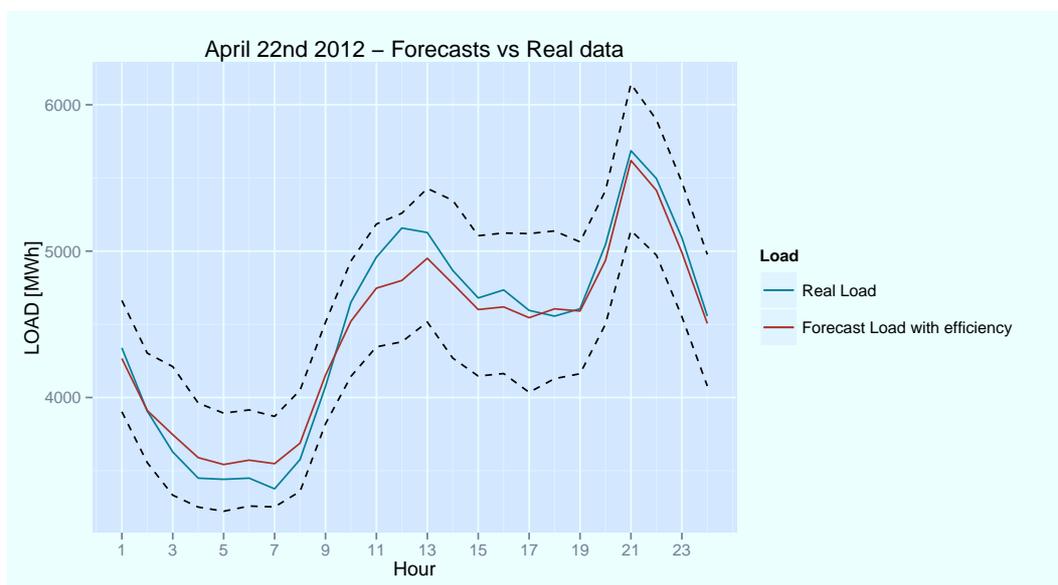


Figura 3.31: ZONA CENTRO-SUD : Previsioni del modello sotto l'ipotesi di efficienza della rete e relativi intervalli di confidenza bootstrap - Giorno festivo

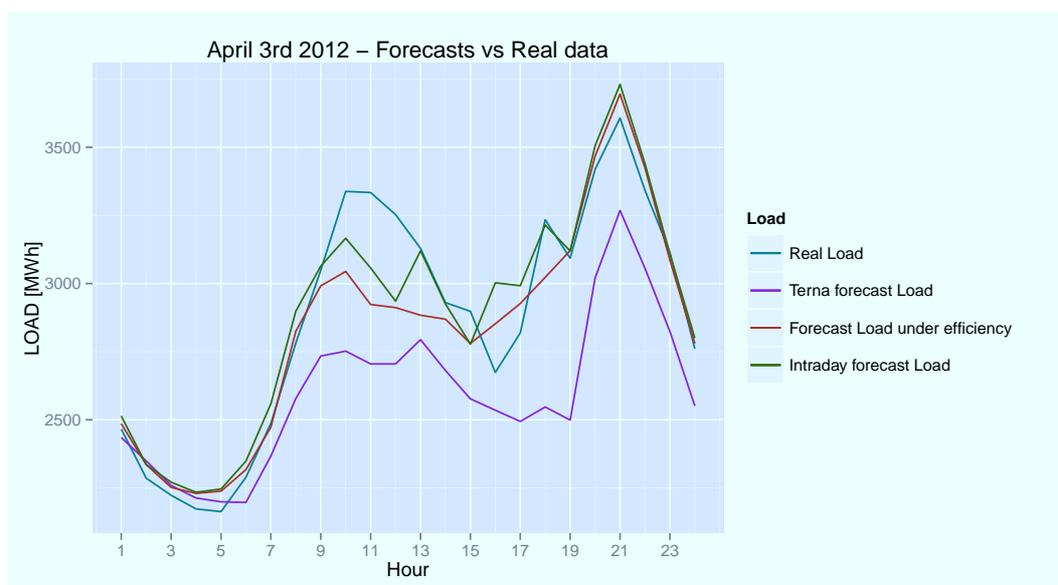


Figura 3.32: ZONA SUD : Confronto tra i risultati previsivi dei modelli ed il dato reale - Giorno lavorativo

3.1 Schema previsiono triangolare

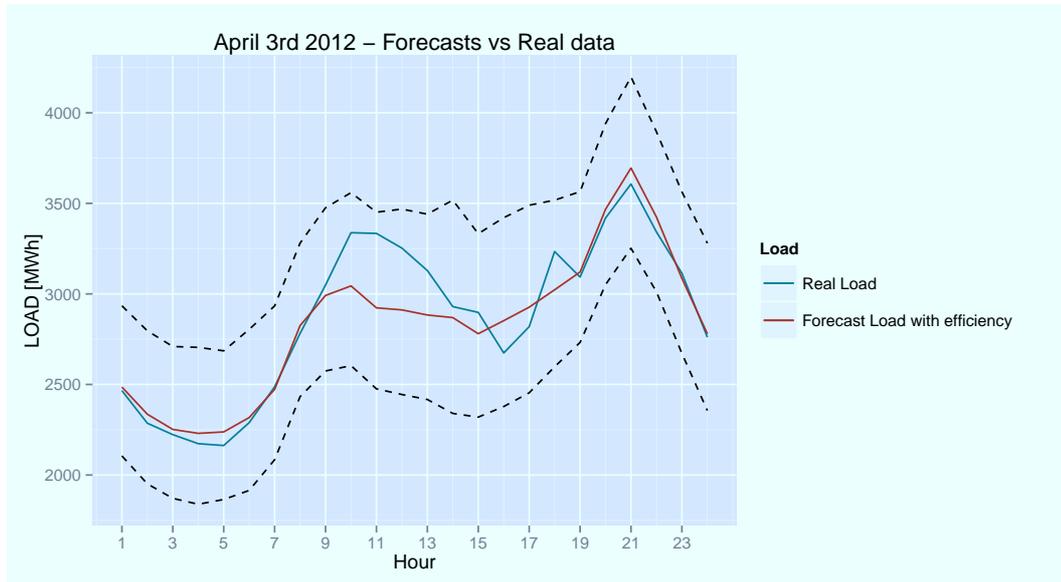


Figura 3.33: ZONA SUD : Previsioni del modello sotto l'ipotesi di efficienza della rete e relativi intervalli di confidenza bootstrap - Giorno lavorativo

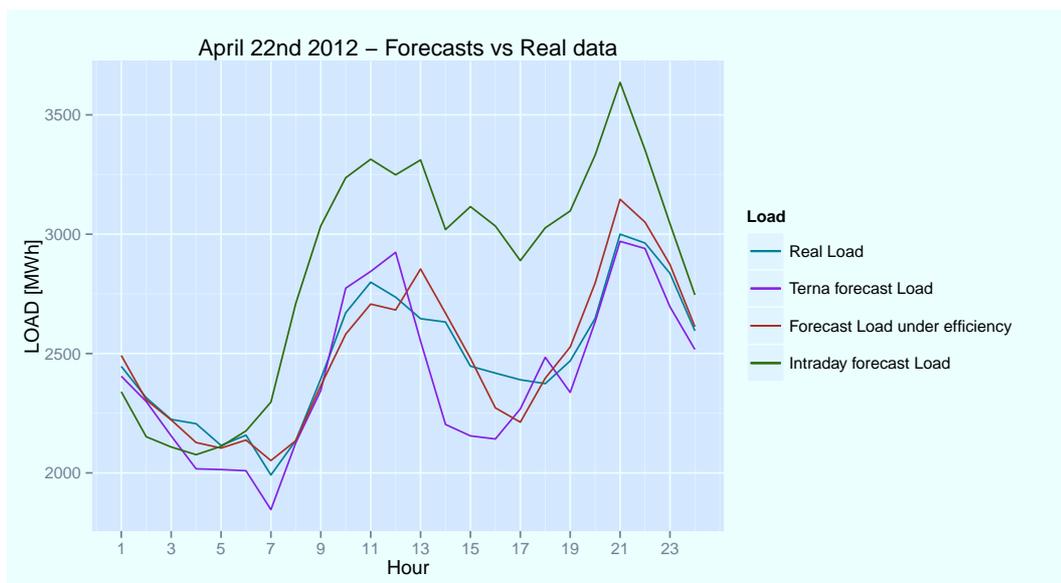


Figura 3.34: ZONA SUD : Confronto tra i risultati previsivi dei modelli ed il dato reale - Giorno festivo

3. MODELLO PREVISIVO EMPIRICO PER I CONSUMI

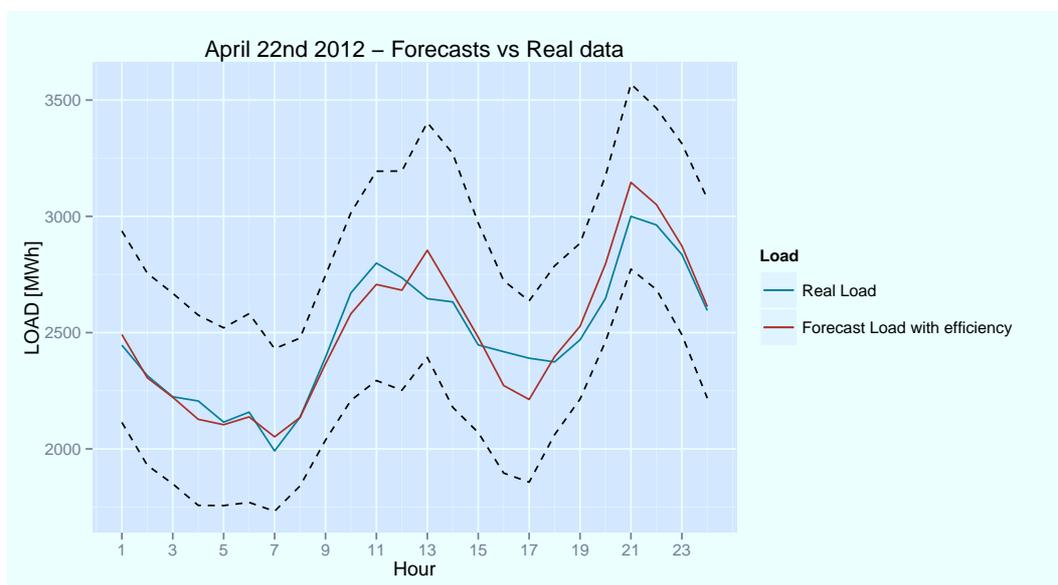


Figura 3.35: ZONA SUD : Previsioni del modello sotto l'ipotesi di efficienza della rete e relativi intervalli di confidenza bootstrap - Giorno festivo

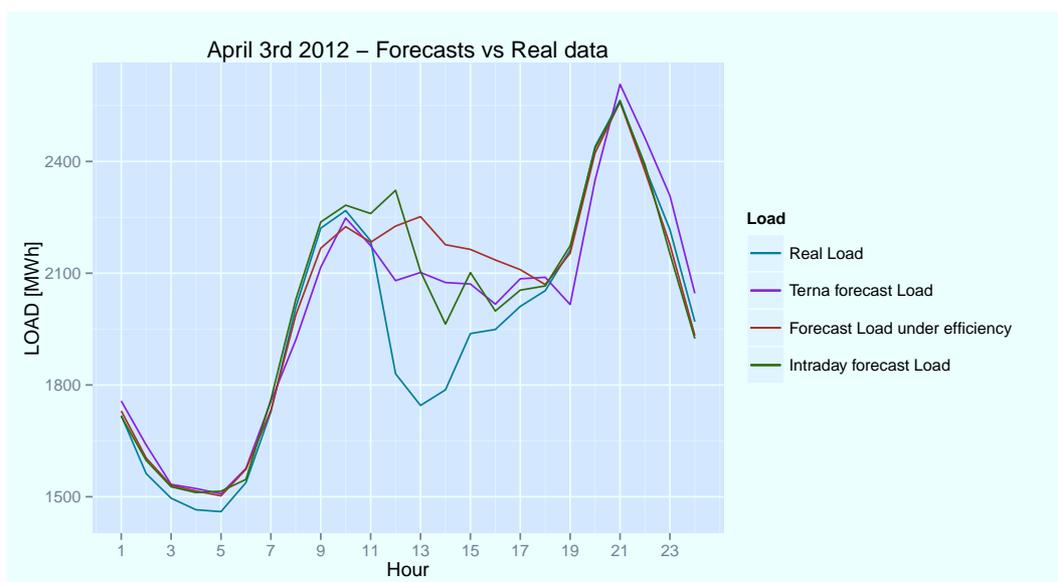


Figura 3.36: ZONA SICILIA : Confronto tra i risultati previsivi dei modelli ed il dato reale - Giorno lavorativo

3.1 Schema previsiono triangolare

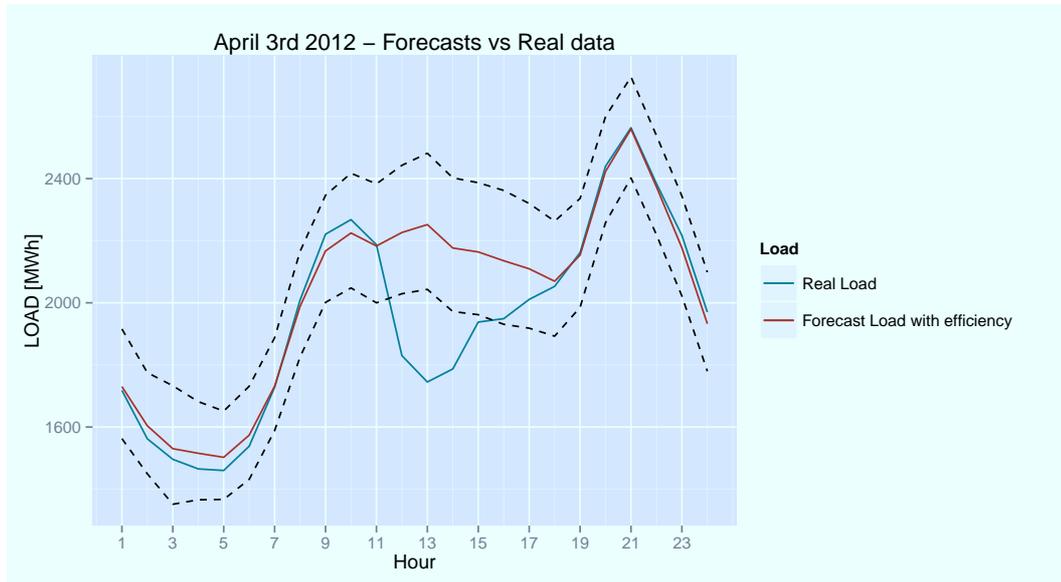


Figura 3.37: ZONA SICILIA : Previsioni del modello sotto l'ipotesi di efficienza della rete e relativi intervalli di confidenza bootstrap - Giorno lavorativo

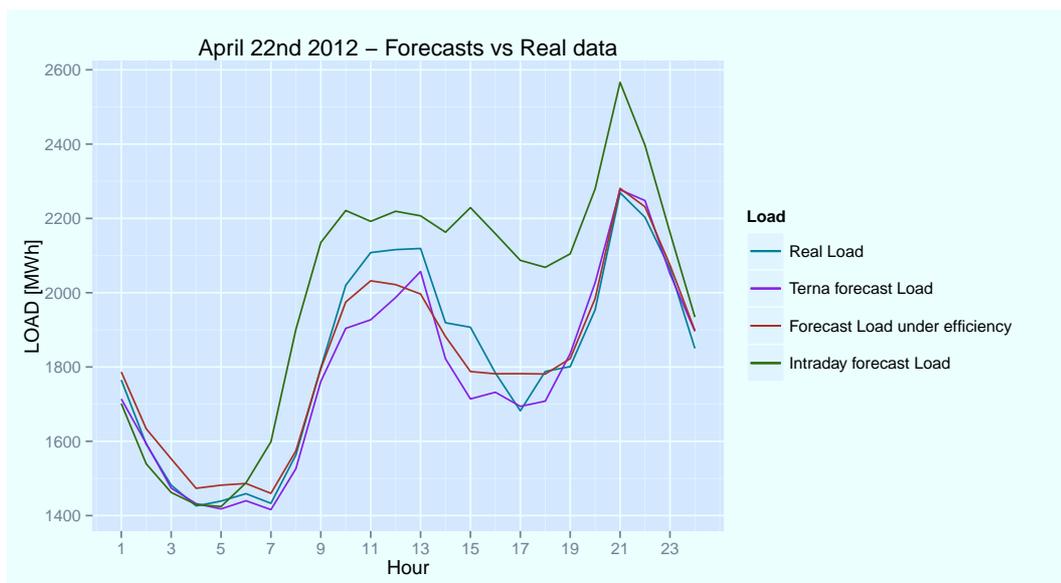


Figura 3.38: ZONA SICILIA : Confronto tra i risultati previsivi dei modelli ed il dato reale - Giorno festivo

3. MODELLO PREVISIVO EMPIRICO PER I CONSUMI

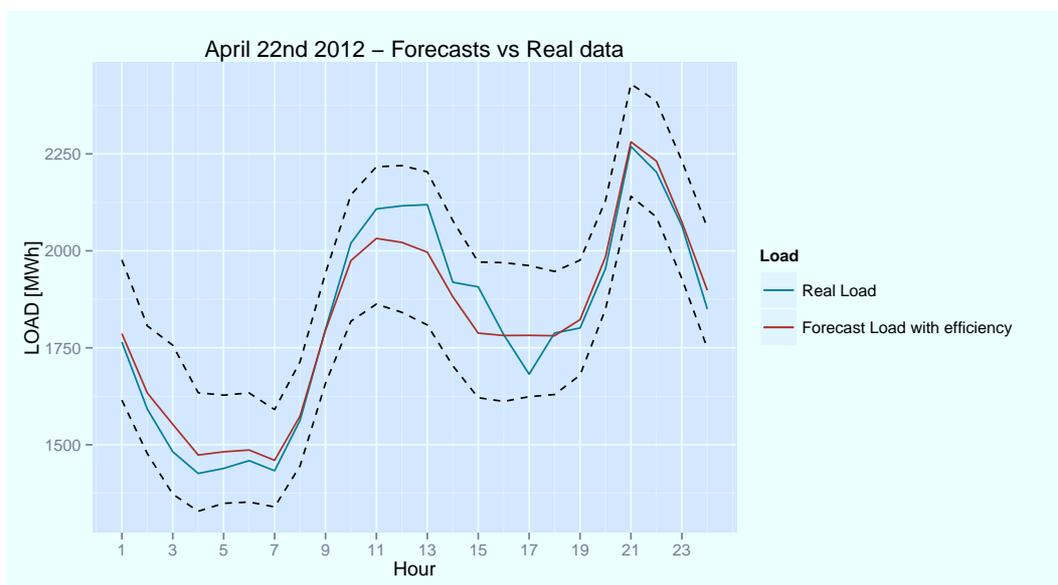


Figura 3.39: ZONA SICILIA : Previsioni del modello sotto l'ipotesi di efficienza della rete e relativi intervalli di confidenza bootstrap - Giorno festivo

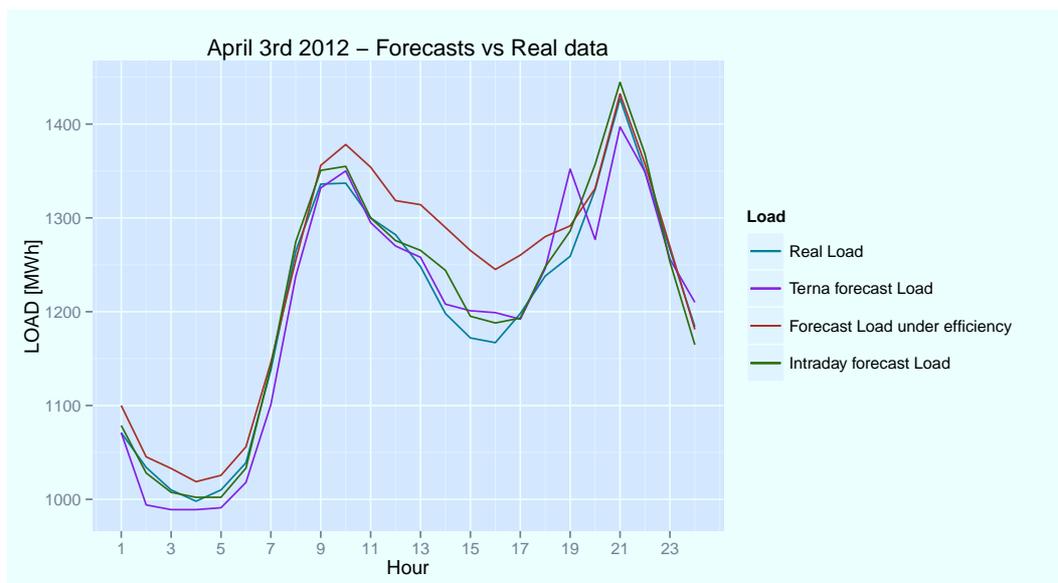


Figura 3.40: ZONA SARDEGNA : Confronto tra i risultati previsivi dei modelli ed il dato reale - Giorno lavorativo

3.1 Schema previsiono triangolare

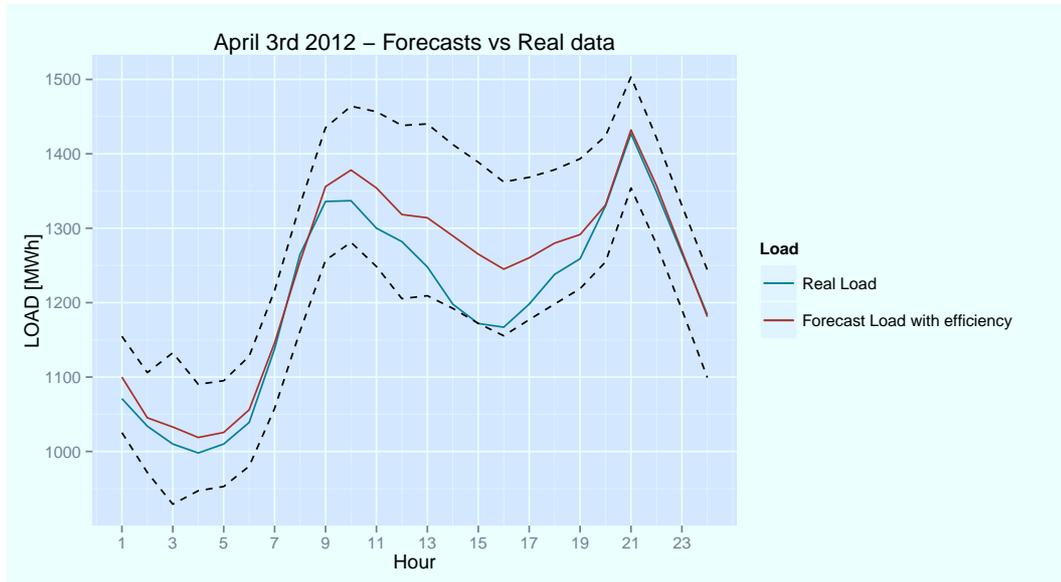


Figura 3.41: ZONA SARDEGNA : Previsioni del modello sotto l'ipotesi di efficienza della rete e relativi intervalli di confidenza bootstrap - Giorno lavorativo

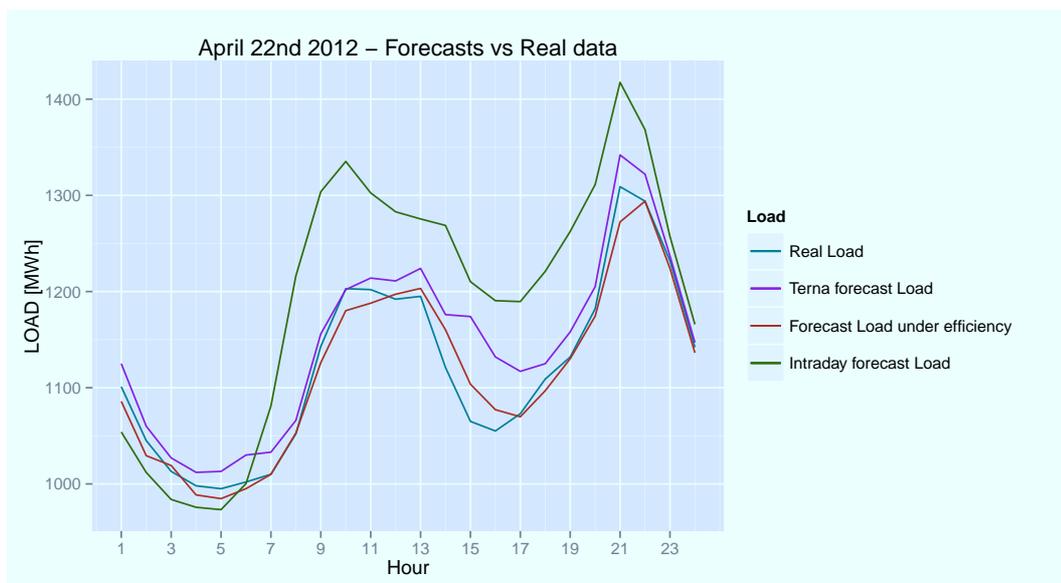


Figura 3.42: ZONA SARDEGNA : Confronto tra i risultati previsionari dei modelli ed il dato reale - Giorno festivo

3. MODELLO PREVISIVO EMPIRICO PER I CONSUMI

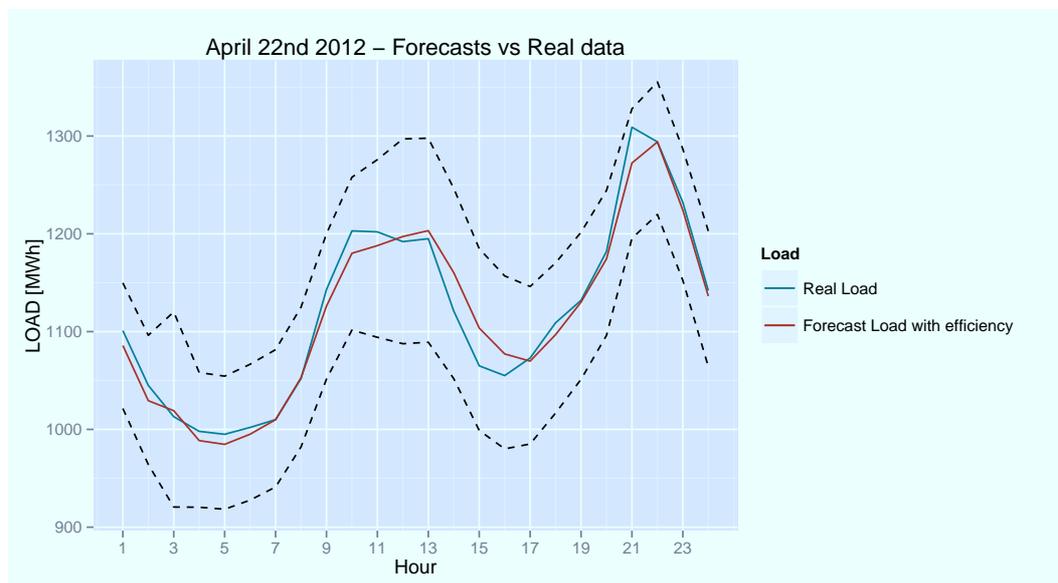


Figura 3.43: ZONA SARDEGNA : Previsioni del modello sotto l'ipotesi di efficienza della rete e relativi intervalli di confidenza bootstrap - Giorno festivo

4

Conclusioni

In principio, la regolazione centralizzata dell'offerta energetica era considerata essenziale e necessaria per assicurare la sicurezza e l'efficienza di generazione e distribuzione. Il settore dell'energia era caratterizzato da una struttura di mercato altamente integrata in modo verticale. Tuttavia, durante l'ultimo ventennio vi sono stati drastici cambiamenti alla struttura del mercato elettrico in tutto il mondo, Italia compresa. Nella maggior parte dei paesi industrializzati il settore dell'energia elettrica ha modificato la sua originale conformazione di monopolio in mercato competitivo liberalizzato. La previsione della domanda e dei prezzi dell'energia elettrica è diventato un importante fattore all'interno dei mercati energetici. Gli strumenti statistici applicati al settore stanno evolvendosi sempre di più, fornendo migliori risultati e vantaggi competitivi per gli utilizzatori e sviluppatori.

Le aziende che operano nel mercato non possono fare a meno di tecniche previsive accurate, sia per i processi d'acquisto che di vendita (nel breve e medio periodo) e per l'implementazione di piani di investimento (nel lungo periodo). La modellazione e la previsione della serie storica dei consumi di energia elettrica gioca un ruolo molto importante nel mercato, sia per i *policy makers* che per gli operatori. Nel lavoro presentato, è stata condotta un'analisi dettagliata del mercato energetico e della commodities elettricità, in particolare per quello italiano, ed è stato sviluppato un modello empirico previsivo di breve periodo in grado di offrire previsioni precise ed affidabili dei consumi di energia elettrica. Questo modello riassume le conoscenze acquisite e l'esperienza fatta durante la mia attuale attività lavorativa presso il Consorzio Romagna Energia, uno dei maggiori player italiani del mercato energetico.

4. CONCLUSIONI

La serie storica di dati presa in considerazione è quella dei consumi di energia elettrica italiana dall'1 Marzo 2010 al 30 Aprile 2012; i primi 25 mesi sono stati utilizzati per la stima dei modelli, e l'ultimo mese è stato utilizzato per la valutazione delle performance previsive.

Tra i vari approcci proposti in letteratura, si è scelto l'approccio di modellistica delle serie storiche, ed in particolare si è deciso di sviluppare, nell'ambito della modellistica VARMA, una struttura innovativa nel contesto oggetto di studio, denominata 'triangolare'. Lo studio del consumo per ciascuna ora h del giorno come serie storica a sè stante, approccio largamente utilizzato in letteratura, permette di ottenere migliori risultati previsivi rispetto all'analisi della serie storica con frequenza annuale. Questa trasformazione, però, rischia di non tenere in considerazione gli effetti delle ore immediatamente precedenti, aspetto teorico e pratico che, invece, è da valutare. La valutazione empirica della significatività di questi effetti, denominati infragiornalieri, ha una duplice funzione, sia interpretativa che previsiva. In particolare, l'interpretazione è legata all'efficienza della rete di distribuzione che, se dimostrata, può aiutare nell'ottenimento di previsioni più efficienti. Questa struttura è quindi in grado di tenere in considerazione tutte le dinamiche significative della serie storica dei consumi per le 24 ore del giorno. Permette, infatti, di modellare i già citati effetti infragiornalieri tra le diverse ore, ma anche gli effetti sulla stessa ora in giorni diversi, tutti i fattori di calendario e l'impatto delle temperature atmosferiche.

Diverse trasformazioni sono state dapprima condotte sulla serie storica originale dei consumi elettrici. La trasformata logaritmica del dato, la clusterizzazione delle serie sulla base delle zone geografiche rilevanti ed il trattamento specifico nei periodi di cambio ora solare/legale, hanno permesso di rendere lo studio più efficace ed interpretabile. Lo sviluppo, inoltre di specifici leading indicators legati alle temperature atmosferiche zonali all'interno della struttura modellistica, innovativi nella letteratura del settore, ne ha permesso un utilizzo più efficace ai fini previsivi.

Sono stati quindi condotti esperimenti empirici sui dati di consumo italiani, stimando i parametri dei modelli implementati teoricamente e successivamente prevedendo il consumo sul mese di Aprile 2012 per le diverse zone geografiche rilevanti utilizzate come gruppi di riferimento.

La stima ha riguardato il modello completo, ovvero comprensivo di tutti gli effetti, ed alcune semplificazioni dello stesso, ottenute ipotizzando la presenza di efficienza nella

rete di distribuzione nazionale.

I risultati empirici di stima dei parametri hanno confermato la presenza di inefficienze, in particolar modo verificate nelle zone meridionali e nelle isole. Ciò risulta ragionevole dal punto di vista teorico, in quanto queste sono le zone geografiche rilevanti del mercato con maggiori problemi di connessione, sia dal punto di vista fisico che di infrastruttura.

Il confronto, poi, tra i risultati previsivi ottenuti sul mese di Aprile 2012 con:

- la struttura triangolare sotto l'ipotesi di totale efficienza,
- la struttura triangolare con i soli effetti infragiornalieri ritardati,
- dati ufficiali di Terna,

ha permesso la valutazione delle performance del nuovo approccio implementato. I risultati ottenuti consigliano, a scopi puramente previsivi, l'utilizzo del primo approccio, ovvero un sistema di 24 modelli uniequazionali, ciascuno relativo all'ora h di riferimento. E' in ogni caso interessante notare come, per la struttura triangolare con gli effetti infragiornalieri, le performance previsive risultano essere migliori nelle zone con inefficienze fisiche. Questo, pertanto, avvalorata le congetture fatte sull'interpretabilità dei parametri che cercano di catturare questi effetti.

Tutte queste valutazioni sono state fatte attraverso l'indice MAPE, ipotizzando quindi, secondo una ragionevole semplificazione, una funzione di perdita simmetrica.

Lo sviluppo, infine, delle distribuzioni empiriche delle previsioni ottenute attraverso il modello sotto l'ipotesi di totale efficienza, grazie ad una metodologia bootstrap, permette di avere maggiori informazioni sui risultati ottenuti e di costruire intervalli di confidenza al fine di effettuare valutazioni teoriche e trarre conclusioni di acquisto/vendita legate al rischio della volatilità della domanda.

Ulteriori sviluppi sono possibili, come ad esempio lo sviluppo di una struttura VARMA completa attraverso studio degli effetti infragiornalieri non solo per quanto riguarda la parte autoregressiva, ma anche per quanto riguarda la parte media mobile.

L'introduzione, inoltre, di ulteriori leading indicators che tengano in considerazione, ad esempio, le diverse tipologie di imprese che caratterizzano le zone di mercato rilevanti. E' ipotizzabile, infatti, che a seconda del settore merceologico di riferimento, un'azienda adotti dinamiche di produzione, e quindi di consumo, diverse. Lo sviluppo delle fonti

4. CONCLUSIONI

di produzione rinnovabili sta diventando una caratteristica sempre più rilevante nella struttura del mercato elettrico, con l'introduzione, ad esempio, di impianti di produzione collegati direttamente a punti di prelievo¹. Ciò potrebbe rendere interessante e utile l'introduzione nella struttura modellistica di ulteriori fattori atmosferici, oltre alla temperatura. In particolare, l'irraggiamento giornaliero e la ventosità, se correttamente trattati, potrebbero diventare, nel breve periodo, due fondamentali leading indicators per la previsione dei consumi di energia elettrica *one step-ahead*.

Infine, potrebbe essere interessante il confronto dei risultati di stima e previsione, sui dati orari di consumo italiano, della struttura triangolare con i modelli a struttura fattoriale dinamica introdotti da Dordonnat, Koopman e Ooms, per valutare in quali scenari è preferibile utilizzare un metodo piuttosto che un altro.

¹I cosiddetti 'impianti di cogenerazione'

5

Appendice

5. APPENDICE

5.1 Unit root test

ZONA NORD HOUR	DF-GLS		KPSS
1	-2,267	**	0,0873
2	-2,309	**	0,074
3	-2,523	**	0,071
4	-2,667	***	0,0703
5	-3,192	***	0,064
6	-5,199	***	0,042
7	-3,359	***	0,0708
8	-2,8008	***	0,067
9	-2,153	**	0,043
10	-2,523	**	0,036
11	-2,851	***	0,031
12	-3,053	***	0,028
13	-3,49	***	0,0289
14	-2,968	***	0,027
15	-2,622	***	0,03
16	-2,618	***	0,038
17	-2,658	***	0,045
18	-2,7	***	0,089
19	-1,9008	*	0,1243
20	-1,926	*	0,126
21	-2,209	**	0,0747
22	-2,905	***	0,0647
23	-3,579	***	0,115
24	-3,792	***	0,1202

Tabella 5.1: Risultati empirici dei test di radice unitaria condotti sulle serie dei consumi per le 24 ore - Zona NORD

ZONA CENTRO-NORD HOUR	DF-GLS		KPSS
1	-1,4174	*	0,115
2	-1,5704	*	0,1167
3	-1,8018	*	0,1228
4	-1,8037	*	0,1252
5	-2,1543	**	0,124
6	-3,228	***	0,057
7	-5,143	***	0,046
8	-3,949	***	0,0391
9	-2,8063	***	0,1119
10	-3,3574	***	0,232
11	-3,662	***	0,268
12	-3,734	***	0,2727
13	-4,019	***	0,311
14	-3,4307	***	0,3433
15	-2,9454	***	0,3615
16	-2,8154	***	0,2473
17	-2,5494	**	0,1316
18	-2,6329	***	0,0827
19	-2,0474	**	0,1088
20	-2,4699	**	0,1261
21	-3,79	***	0,0732
22	-5,6014	***	0,0771
23	-4,8593	***	0,1242
24	-4,3183	***	0,1394

Tabella 5.2: Risultati empirici dei test di radice unitaria condotti sulle serie dei consumi per le 24 ore - Zona CENTRO-NORD

5. APPENDICE

ZONA CENTRO-SUD HOUR	DF-GLS		KPSS
1	-1,5736	*	0,2385
2	-1,1506	*	0,2907
3	-1,3787	*	0,2979
4	-1,4034	*	0,3128
5	-1,4296	*	0,3301
6	-1,917	*	0,3134
7	-3,6789	***	0,1739
8	-3,1365	***	0,1799
9	-2,3696	**	0,1407
10	-2,8072	***	0,0909
11	-3,3784	***	0,0862
12	-3,6146	***	0,0882
13	-3,6502	***	0,0709
14	-3,3558	***	0,0818
15	-3,7396	***	0,0643
16	-3,9151	***	0,0672
17	-3,6961	***	0,0785
18	-3,3017	***	0,1256
19	-2,2937	**	0,1514
20	-2,2269	**	0,1825
21	-3,4426	***	0,1217
22	-4,1457	***	0,0846
23	-3,5426	***	0,1095
24	-3,0021	***	0,148

Tabella 5.3: Risultati empirici dei test di radice unitaria condotti sulle serie dei consumi per le 24 ore - Zona CENTRO-SUD

ZONA SUD HOUR	DF-GLS		KPSS
1	-1,662	*	0,1288
2	-1,555	*	0,132
3	-1,5678	*	0,1459
4	-1,6295	*	0,1463
5	-1,9072	*	0,1467
6	-2,4508	**	0,1187
7	-3,3145	***	0,1317
8	-2,3597	**	0,0757
9	-2,7938	***	0,0731
10	-2,6534	***	0,0942
11	-2,5027	**	0,1204
12	-2,5292	**	0,1187
13	-2,5102	**	0,1038
14	-2,443	**	0,1166
15	-2,5943	***	0,0865
16	-2,4788	**	0,0844
17	-2,5128	**	0,0784
18	-2,5685	**	0,1158
19	-1,9018	*	0,1446
20	-2,1337	**	0,162
21	-2,8832	***	0,0927
22	-2,7263	***	0,1408
23	-2,5461	**	0,1573
24	-2,5785	***	0,1752

Tabella 5.4: Risultati empirici dei test di radice unitaria condotti sulle serie dei consumi per le 24 ore - Zona SUD

5. APPENDICE

ZONA SICILIA HOUR	DF-GLS		KPSS
1	-1,5893	*	0,0953
2	-1,5805	*	0,1123
3	-1,5268	*	0,132
4	-1,6387	*	0,1412
5	-1,6679	*	0,1467
6	-1,7061	*	0,1293
7	-2,2039	**	0,1228
8	-2,9103	***	0,0787
9	-2,8365	***	0,0526
10	-2,452	**	0,0511
11	-2,3386	**	0,0595
12	-2,302	**	0,0663
13	-2,1007	**	0,0663
14	-2,3105	**	0,0686
15	-2,4822	**	0,0614
16	-2,4668	**	0,063
17	-2,4493	**	0,0693
18	-2,3226	**	0,11
19	-2,7911	***	0,1557
20	-2,6828	***	0,2137
21	-2,642	***	0,1211
22	-2,3662	**	0,0752
23	-2,2757	**	0,0672
24	-2,1365	**	0,0752

Tabella 5.5: Risultati empirici dei test di radice unitaria condotti sulle serie dei consumi per le 24 ore - Zona SICILIA

ZONA SARDEGNA			
HOUR	DF-GLS		KPSS
1	-1,7096	*	0,1064
2	-1,6017	*	0,1097
3	-1,222	*	0,1285
4	-1,3039	*	0,1229
5	-1,6325	*	0,124
6	-1,7066	*	0,1231
7	-2,3623	**	0,2216
8	-3,5366	***	0,203
9	-3,5604	***	0,1361
10	-3,4638	***	0,0762
11	-3,3848	***	0,0636
12	-3,3539	***	0,0705
13	-3,1319	***	0,0726
14	-2,6625	***	0,0675
15	-2,4024	**	0,0872
16	-2,3767	**	0,1115
17	-2,8622	***	0,145
18	-2,9172	***	0,2179
19	-3,7035	***	0,2464
20	-3,4913	***	0,2858
21	-3,0646	***	0,1654
22	-2,6454	***	0,0784
23	-2,3785	**	0,0778
24	-1,7978	*	0,095

Tabella 5.6: Risultati empirici dei test di radice unitaria condotti sulle serie dei consumi per le 24 ore - Zona SARDEGNA

5. APPENDICE

5.2 Risultati di stima dei modelli senza effetti giornalieri

RISULTATI ZONA NORD

TIME SERIES	Estimate	Std.Error		Estimate	Std.Error
ϕ_1	0,675	0,039			
ϕ_2	0,221	0,039			
ϕ_7	0,032	0,336			
θ_7	0,076	0,334			
LEADING INDICATORS AND DETERMINISTIC PART					
East	-0,165	0,02	s	-0,014	0,006
AngMon	-0,151	0,021	c	-0,003	0,006
X25-Dec	-0,122	0,023	m	9,621	0,015
LWeek	-0,071	0,01	Mon	-0,182	0,004
X26-Dec	-0,058	0,023	Tue	-0,027	0,004
X1-May	-0,117	0,022	Wed	0,001	0,004
X1-Nov	-0,096	0,021	Fri	-0,001	0,004
X2-Jun	-0,062	0,021	Sat	-0,035	0,004
X8-Dec	-0,06	0,021	Sun	-0,183	0,004
X25-Apr	0,008	0,019	Aft-Hol	-0,167	0,008
X1-Jan	-0,022	0,022	Bef-Hol	-0,014	0,011
X6-Jan	-0,051	0,021	ν_{do}	0,001	9,00E-04
X15-Aug	-0,003	0,022	ν_{up}	0,009	0,002
STATISTICS					
log-likelihood	1.482,79		AICc	-2.900,97	
AIC	-2.903,58		BIC	-2.758,71	
threshold	18°		$i(\text{det.cycles})$	2	

Tabella 5.7: Parametri stimati dello schema triangolare sotto l'ipotesi di efficienza della rete - ora 3

5.2 Risultati di stima dei modelli senza effetti giornalieri

TIME SERIES	Estimate	Std.Error		Estimate	Std.Error
ϕ_1	0,641	0,036			
ϕ_2	0,193	0,036			
ϕ_7	0,131	0,122			
θ_7	0,111	0,121			
LEADING INDICATORS AND DETERMINISTIC PART					
East	-0,199	0,027	s	-0,018	0,008
AngMon	-0,593	0,027	c	-0,003	0,008
X25-Dec	-0,08	0,032	m	10,101	0,015
LWeek	-0,147	0,014	Mon	-0,028	0,007
X26-Dec	-0,17	0,031	Tue	-0,004	0,007
X1-May	-0,266	0,03	Wed	0,008	0,006
X1-Nov	-0,507	0,028	Fri	-0,005	0,006
X2-Jun	-0,478	0,028	Sat	-0,249	0,007
X8-Dec	-0,406	0,029	Sun	-0,455	0,007
X25-Apr	-0,072	0,025	Aft-Hol	-0,033	0,011
X1-Jan	-0,128	0,029	Bef-Hol	-0,007	0,015
X6-Jan	-0,291	0,028	ν_{do}	0,003	0,001
X15-Aug	-0,131	0,029	ν_{up}	0,003	0,001
STATISTICS					
log-likelihood	1.250,36		AICc	-2.436,11	
AIC	-2.438,72		BIC	-2.293,85	
threshold	21, 5°		$i(\text{det.cycles})$	2	

Tabella 5.8: Parametri stimati dello schema triangolare sotto l'ipotesi di efficienza della rete - ora 11

5. APPENDICE

TIME SERIES	Estimate	Std.Error		Estimate	Std.Error
ϕ_1	0,683	0,036			
ϕ_2	0,108	0,036			
ϕ_7	0,11	0,121			
θ_7	0,183	0,119			
LEADING INDICATORS AND DETERMINISTIC PART					
East	-0,269	0,029	s	-0,016	0,009
AngMon	-0,693	0,03	c	-0,004	0,009
X25-Dec	-0,134	0,035	m	10,054	0,015
LWeek	-0,135	0,015	Mon	-0,008	0,009
X26-Dec	-0,225	0,034	Tue	0,006	0,008
X1-May	-0,261	0,032	Wed	0,011	0,007
X1-Nov	-0,543	0,031	Fri	-0,018	0,007
X2-Jun	-0,541	0,031	Sat	-0,332	0,008
X8-Dec	-0,452	0,031	Sun	-0,487	0,009
X25-Apr	-0,052	0,028	Aft-Hol	-0,02	0,012
X1-Jan	-0,086	0,032	Bef-Hol	-0,011	0,016
X6-Jan	-0,339	0,031	ν_{do}	0,004	0,001
X15-Aug	-0,173	0,031	ν_{up}	0,004	0,001
STATISTICS					
log-likelihood	1.179,81		AICc	-2.295,01	
AIC	-2.297,62		BIC	-2.152,75	
threshold	22°		$i(\text{det.cycles})$	2	

Tabella 5.9: Parametri stimati dello schema triangolare sotto l'ipotesi di efficienza della rete - ora 16

5.2 Risultati di stima dei modelli senza effetti giornalieri

TIME SERIES	Estimate	Std.Error		Estimate	Std.Error
ϕ_1	0,723	0,036			
ϕ_2	0,153	0,036			
ϕ_7	0,244	0,124			
θ_7	0,033	0,127			
LEADING INDICATORS AND DETERMINISTIC PART					
East	-0,19	0,019	s	-0,012	0,006
AngMon	-0,399	0,019	c	-0,006	0,006
X25-Dec	-0,07	0,023	m	10,016	0,017
LWeek	-0,092	0,01	Mon	-0,015	0,006
X26-Dec	-0,106	0,022	Tue	-0,001	0,005
X1-May	-0,167	0,021	Wed	-0,001	0,004
X1-Nov	-0,296	0,021	Fri	-0,023	0,004
X2-Jun	-0,308	0,02	Sat	-0,209	0,005
X8-Dec	-0,262	0,02	Sun	-0,271	0,006
X25-Apr	-0,035	0,018	Aft-Hol	-0,019	0,008
X1-Jan	-0,012	0,021	Bef-Hol	-0,021	0,011
X6-Jan	-0,181	0,02	ν_{do}	2,00E-04	8,00E-04
X15-Aug	-0,092	0,021	ν_{up}	0,015	0,003
STATISTICS					
log-likelihood	1.497,18		AICc	-2.929,74	
AIC	-2.932,36		BIC	-2.787,48	
threshold	22°		$i(\text{det.cycles})$	2	

Tabella 5.10: Parametri stimati dello schema triangolare sotto l'ipotesi di efficienza della rete - ora 20

RISULTATI ZONA CENTRO-NORD

5. APPENDICE

TIME SERIES	Estimate	Std.Error		Estimate	Std.Error
ϕ_1	0,412	0,033			
ϕ_2	0,399	0,034			
ϕ_7	-0,068	0,037			
LEADING INDICATORS AND DETERMINISTIC PART					
East	-0,083	0,03	s	-0,012	0,007
AngMon	-0,088	0,031	c	0,001	0,007
X25-Dec	-0,081	0,035	m	7,918	0,011
LWeek	-0,057	0,014	Mon	-0,124	0,006
X26-Dec	-0,022	0,035	Tue	-0,014	0,005
X1-May	-0,071	0,034	Wed	-0,011	0,005
X1-Nov	-0,083	0,034	Fri	0,002	0,005
X2-Jun	0,018	0,034	Sat	-0,022	0,005
X8-Dec	0,032	0,034	Sun	-0,114	0,006
X25-Apr	0,023	0,029	Aft-Hol	-0,116	0,013
X1-Jan	-0,05	0,034	Bef-Hol	0,003	0,018
X6-Jan	-0,017	0,034	ν_{do}	0,003	0,001
X15-Aug	-0,097	0,034	ν_{up}	0,005	0,001
STATISTICS					
log-likelihood	1.170,43		AICc	-2.278,41	
AIC	-2.280,86		BIC	-2.140,66	
threshold	18°		$i(\text{det.cycles})$	2	

Tabella 5.11: Parametri stimati dello schema triangolare sotto l'ipotesi di efficienza della rete - ora 3

5.2 Risultati di stima dei modelli senza effetti giornalieri

TIME SERIES	Estimate	Std.Error		Estimate	Std.Error
ϕ_1	0,502	0,035			
ϕ_2	0,23	0,035			
ϕ_7	0,118	0,036			
LEADING INDICATORS AND DETERMINISTIC PART					
East	-0,089	0,037	s	-0,019	0,008
AngMon	-0,501	0,038	c	0,003	0,008
X25-Dec	-0,062	0,043	m	8,445	0,014
LWeek	-0,112	0,018	Mon	-0,036	0,009
X26-Dec	-0,207	0,043	Tue	0,003	0,008
X1-May	-0,208	0,041	Wed	0,003	0,007
X1-Nov	-0,366	0,041	Fri	-0,011	0,007
X2-Jun	-0,348	0,041	Sat	-0,248	0,008
X8-Dec	-0,383	0,041	Sun	-0,401	0,009
X25-Apr	-0,03	0,036	Aft-Hol	-0,04	0,015
X1-Jan	-0,194	0,041	Bef-Hol	0,005	0,021
X6-Jan	-0,279	0,041	ν_{do}	0,003	0,001
X15-Aug	-0,109	0,041	ν_{up}	0,012	0,003
STATISTICS					
log-likelihood	1.026,74		AICc	-1.991,04	
AIC	-1.993,49		BIC	-1.853,29	
threshold	22°		$i(\text{det.cycles})$	2	

Tabella 5.12: Parametri stimati dello schema triangolare sotto l'ipotesi di efficienza della rete - ora 11

5. APPENDICE

TIME SERIES	Estimate	Std.Error		Estimate	Std.Error
ϕ_1	0,481	0,035			
ϕ_2	0,207	0,035			
ϕ_7	0,122	0,037			
LEADING INDICATORS AND DETERMINISTIC PART					
East	-0,189	0,042	s	-0,015	0,009
AngMon	-0,616	0,043	c	0,005	0,009
X25-Dec	-0,141	0,05	m	8,411	0,014
LWeek	-0,096	0,021	Mon	-0,028	0,011
X26-Dec	-0,217	0,049	Tue	-0,002	0,009
X1-May	-0,223	0,048	Wed	-0,002	0,009
X1-Nov	-0,415	0,047	Fri	-0,031	0,009
X2-Jun	-0,41	0,047	Sat	-0,317	0,009
X8-Dec	-0,382	0,047	Sun	-0,438	0,011
X25-Apr	-0,023	0,041	Aft-Hol	-0,041	0,017
X1-Jan	-0,1	0,047	Bef-Hol	0,005	0,024
X6-Jan	-0,32	0,047	ν_{do}	0,005	0,001
X15-Aug	-0,137	0,047	ν_{up}	0,007	0,001
STATISTICS					
log-likelihood	929,23		AICc	-1.796,02	
AIC	-1.798,47		BIC	-1.658,27	
threshold	22°		$i(\text{det.cycles})$	2	

Tabella 5.13: Parametri stimati dello schema triangolare sotto l'ipotesi di efficienza della rete - ora 16

5.2 Risultati di stima dei modelli senza effetti giornalieri

TIME SERIES	Estimate	Std.Error		Estimate	Std.Error
ϕ_1	0,479	0,035			
ϕ_2	0,224	0,035			
ϕ_7	0,033	0,037			
LEADING INDICATORS AND DETERMINISTIC PART					
East	-0,162	0,033	s	-0,009	0,007
AngMon	-0,292	0,034	c	-0,002	0,007
X25-Dec	-0,101	0,038	m	8,379	0,013
LWeek	-0,075	0,016	Mon	-0,023	0,007
X26-Dec	-0,103	0,038	Tue	0,001	0,006
X1-May	-0,122	0,037	Wed	0,003	0,006
X1-Nov	-0,204	0,036	Fri	-0,021	0,006
X2-Jun	-0,201	0,036	Sat	-0,148	0,007
X8-Dec	-0,187	0,036	Sun	-0,197	0,007
X25-Apr	-0,019	0,032	Aft-Hol	-0,031	0,014
X1-Jan	-0,051	0,036	Bef-Hol	-0,023	0,019
X6-Jan	-0,133	0,036	ν_{do}	0,002	0,001
X15-Aug	0,02	0,037	ν_{up}	0,011	0,004
STATISTICS					
log-likelihood	1.127,78		AICc	-2.193,12	
AIC	-2.195,57		BIC	-2.055,37	
threshold	22°		$i(\text{det.cycles})$	2	

Tabella 5.14: Parametri stimati dello schema triangolare sotto l'ipotesi di efficienza della rete - ora 20

RISULTATI SONA CENTRO-SUD

5. APPENDICE

TIME SERIES	Estimate	Std.Error		Estimate	Std.Error
ϕ_1	0,34	0,036			
ϕ_2	0,254	0,036			
ϕ_7	0,065	0,037			
LEADING INDICATORS AND DETERMINISTIC PART					
East	-0,048	0,029	s	-0,007	0,005
AngMon	-0,065	0,03	c	0,001	0,005
X25-Dec	-0,015	0,034	m	8,277	0,008
LWeek	-0,053	0,014	Mon	-0,102	0,006
X26-Dec	-0,031	0,034	Tue	-0,026	0,006
X1-May	-0,012	0,033	Wed	-0,019	0,006
X1-Nov	-0,053	0,033	Fri	-0,008	0,006
X2-Jun	-0,02	0,033	Sat	-0,021	0,006
X8-Dec	-0,031	0,033	Sun	-0,09	0,007
X25-Apr	0,031	0,029	Aft-Hol	-0,066	0,012
X1-Jan	0,089	0,033	Bef-Hol	-0,004	0,017
X6-Jan	-0,022	0,033	ν_{do}	-0,001	3,00E-04
X15-Aug	-0,251	0,033	ν_{do}	0,016	0,001
STATISTICS					
log-likelihood	1.241,02		AICc	-2.419,6	
AIC	-2.422,04		BIC	-2.281,85	
threshold	18°		$i(\text{det.cycles})$	2	

Tabella 5.15: Parametri stimati dello schema triangolare sotto l'ipotesi di efficienza della rete - ora 3

5.2 Risultati di stima dei modelli senza effetti giornalieri

TIME SERIES	Estimate	Std.Error		Estimate	Std.Error
ϕ_1	0,542	0,035			
ϕ_2	0,238	0,035			
θ_7	0,122	0,034			
LEADING INDICATORS AND DETERMINISTIC PART					
East	-0,077	0,026	s	-0,017	0,007
AngMon	-0,361	0,026	c	0,002	0,006
X25-Dec	-0,027	0,031	m	8,791	0,011
LWeek	-0,071	0,013	Mon	-0,021	0,006
X26-Dec	-0,162	0,03	Tue	-0,006	0,005
X1-May	-0,09	0,029	Wed	0,002	0,005
X1-Nov	-0,263	0,028	Fri	-0,005	0,005
X2-Jun	-0,291	0,028	Sat	-0,148	0,005
X8-Dec	-0,217	0,028	Sun	-0,282	0,006
X25-Apr	0,017	0,025	Aft-Hol	-0,024	0,011
X1-Jan	-0,136	0,028	Bef-Hol	0,002	0,015
X6-Jan	-0,187	0,028	ν_{do}	0,003	0,001
X15-Aug	-0,178	0,028	ν_{up}	0,007	0,001
STATISTICS					
log-likelihood	1.301,34		AICc	-2.540,23	
AIC	-2.542,68		BIC	-2.402,48	
threshold	19, 5°		$i(\text{det.cycles})$	2	

Tabella 5.16: Parametri stimati dello schema triangolare sotto l'ipotesi di efficienza della rete - ora 11

5. APPENDICE

TIME SERIES	Estimate	Std.Error		Estimate	Std.Error
ϕ_1	0,491	0,037			
ϕ_2	0,228	0,037			
θ_7	0,109	0,035			
LEADING INDICATORS AND DETERMINISTIC PART					
East	-0,193	0,034	s	-0,014	0,008
AngMon	-0,472	0,035	c	0,006	0,008
X25-Dec	-0,176	0,04	m	8,743	0,014
LWeek	-0,058	0,017	Mon	-0,011	0,008
X26-Dec	-0,224	0,039	Tue	0,001	0,007
X1-May	-0,104	0,039	Wed	-0,003	0,007
X1-Nov	-0,292	0,038	Fri	-0,012	0,007
X2-Jun	-0,334	0,037	Sat	-0,181	0,007
X8-Dec	-0,279	0,037	Sun	-0,318	0,008
X25-Apr	0,009	0,033	Aft-Hol	-0,041	0,014
X1-Jan	-0,121	0,038	Bef-Hol	0,022	0,019
X6-Jan	-0,269	0,038	ν_{do}	0,006	0,001
X15-Aug	-0,224	0,038	ν_{up}	0,008	0,001
STATISTICS					
log-likelihood	1.095,3		AICc	-2.128,15	
AIC	-2.130,6		BIC	-1.990,4	
threshold	20°		$i(\text{det.cycles})$	2	

Tabella 5.17: Parametri stimati dello schema triangolare sotto l'ipotesi di efficienza della rete - ora 16

5.2 Risultati di stima dei modelli senza effetti giornalieri

TIME SERIES	Estimate	Std.Error		Estimate	Std.Error
ϕ_1	0,429	0,036			
ϕ_2	0,239	0,037			
ϕ_7	0,094	0,038			
LEADING INDICATORS AND DETERMINISTIC PART					
East	-0,153	0,025	s	-0,006	0,005
AngMon	-0,266	0,026	c	-0,001	0,005
X25-Dec	-0,117	0,03	m	8,795	0,009
LWeek	-0,073	0,013	Mon	-0,011	0,006
X26-Dec	-0,111	0,03	Tue	-0,002	0,005
X1-May	-0,075	0,029	Wed	-0,004	0,005
X1-Nov	-0,189	0,028	Fri	-0,015	0,005
X2-Jun	-0,184	0,029	Sat	-0,098	0,005
X8-Dec	-0,169	0,028	Sun	-0,175	0,006
X25-Apr	0,001	0,025	Aft-Hol	-0,032	0,011
X1-Jan	-0,053	0,029	Bef-Hol	-0,02	0,015
X6-Jan	-0,148	0,028	ν_{do}	0,006	0,001
X15-Aug	-0,229	0,029	ν_{up}	0,006	0,001
STATISTICS					
log-likelihood	1.326,51		AICc	-2.590,57	
AIC	-2.593,02		BIC	-2.452,82	
threshold	18°		$i(\text{det.cycles})$	2	

Tabella 5.18: Parametri stimati dello schema triangolare sotto l'ipotesi di efficienza della rete - ora 20

RISULTATI ZONA SUD

5. APPENDICE

TIME SERIES	Estimate	Std.Error		Estimate	Std.Error
ϕ_1	0,385	0,036			
ϕ_2	0,06	0,037			
ϕ_7	-0,045	0,036			
LEADING INDICATORS AND DETERMINISTIC PART					
East	-0,021	0,057	s	0,006	0,008
AngMon	0,026	0,061	c	0,002	0,008
X25-Dec	-0,051	0,068	m	7,729	0,013
LWeek	-0,035	0,028	Mon	-0,076	0,012
X26-Dec	-0,03	0,068	Tue	0,008	0,012
X1-May	-0,026	0,065	Wed	0,022	0,01
X1-Nov	0,043	0,065	Fri	0,021	0,011
X2-Jun	-0,009	0,064	Sat	0,02	0,012
X8-Dec	-0,005	0,064	Sun	-0,043	0,012
X25-Apr	-0,029	0,057	Aft-Hol	-0,065	0,024
X1-Jan	-0,053	0,056	Bef-Hol	-0,019	0,033
X6-Jan	0,008	0,065	ν_{do}	-0,001	0,001
X15-Aug	-0,251	0,065	ν_{up}	0,025	0,002
STATISTICS					
log-likelihood	721,42		AICc	-1.380,39	
AIC	-1.382,84		BIC	-1.242,64	
threshold	19,5°		$i(\text{det.cycles})$	2	

Tabella 5.19: Parametri stimati dello schema triangolare sotto l'ipotesi di efficienza della rete - ora 3

5.2 Risultati di stima dei modelli senza effetti giornalieri

TIME SERIES	Estimate	Std.Error		Estimate	Std.Error
ϕ_1	0,417	0,037			
ϕ_2	0,313	0,036			
ϕ_7	0,793	0,073			
θ_7	-0,673	0,088			
LEADING INDICATORS AND DETERMINISTIC PART					
East	0,006	0,049	s	0,001	0,011
AngMon	-0,251	0,051	c	0,005	0,011
X25-Dec	-0,079	0,057	m	8,011	0,038
LWeek	-0,064	0,024	Mon	0,003	0,016
X26-Dec	-0,108	0,057	Tue	0,014	0,015
X1-May	-0,081	0,056	Wed	0,025	0,015
X1-Nov	-0,162	0,055	Fri	0,017	0,015
X2-Jun	-0,176	0,055	Sat	-0,051	0,015
X8-Dec	-0,143	0,055	Sun	-0,156	0,016
X25-Apr	0,013	0,049	Aft-Hol	-0,001	0,021
X1-Jan	-0,093	0,055	Bef-Hol	0,006	0,029
X6-Jan	-0,157	0,055	ν_{do}	0,01	0,001
X15-Aug	0,062	0,055	ν_{up}	0,016	0,003
STATISTICS					
log-likelihood	790,71		AICc	-1.514,64	
AIC	-1.517,43		BIC	-1.367,88	
threshold	22°		$i(\text{det.cycles})$	2	

Tabella 5.20: Parametri stimati dello schema triangolare sotto l'ipotesi di efficienza della rete - ora 11

5. APPENDICE

TIME SERIES	Estimate	Std.Error		Estimate	Std.Error
ϕ_1	0,467	0,035			
ϕ_2	0,317	0,035			
ϕ_7	0,073	0,039			
LEADING INDICATORS AND DETERMINISTIC PART					
East	-0,141	0,049	s	0,001	0,012
AngMon	-0,359	0,051	c	0,001	0,012
X25-Dec	-0,218	0,057	m	8,057	0,022
LWeek	-0,045	0,024	Mon	0,016	0,011
X26-Dec	-0,152	0,057	Tue	0,015	0,011
X1-May	-0,204	0,056	Wed	0,023	0,01
X1-Nov	-0,207	0,055	Fri	0,016	0,01
X2-Jun	-0,256	0,055	Sat	-0,09	0,011
X8-Dec	-0,224	0,055	Sun	-0,221	0,011
X25-Apr	-0,044	0,048	Aft-Hol	-0,015	0,021
X1-Jan	-0,125	0,055	Bef-Hol	-0,036	0,029
X6-Jan	-0,224	0,055	ν_{do}	0,004	0,001
X15-Aug	-0,014	0,055	ν_{up}	0,011	0,003
STATISTICS					
log-likelihood	788		AICc	-1.513,55	
AIC	-1.515,99		BIC	-1.375,79	
threshold	22°		$i(\text{det.cycles})$	2	

Tabella 5.21: Parametri stimati dello schema triangolare sotto l'ipotesi di efficienza della rete - ora 16

5.2 Risultati di stima dei modelli senza effetti giornalieri

TIME SERIES	Estimate	Std.Error		Estimate	Std.Error
ϕ_1	0,347	0,036			
ϕ_2	0,211	0,037			
ϕ_7	0,06	0,038			
LEADING INDICATORS AND DETERMINISTIC PART					
East	-0,137	0,037	s	-0,004	0,006
AngMon	-0,265	0,038	c	-0,004	0,006
X25-Dec	-0,147	0,044	m	8,21	0,011
LWeek	-0,061	0,018	Mon	0,005	0,008
X26-Dec	-0,078	0,043	Tue	0,009	0,008
X1-May	-0,106	0,042	Wed	0,015	0,007
X1-Nov	-0,12	0,042	Fri	0,015	0,007
X2-Jun	-0,163	0,042	Sat	-0,054	0,008
X8-Dec	-0,134	0,042	Sun	-0,156	0,008
X25-Apr	-0,024	0,037	Aft-Hol	-0,003	0,015
X1-Jan	-0,061	0,042	Bef-Hol	0,003	0,022
X6-Jan	-0,151	0,042	ν_{do}	0,005	0,001
X15-Aug	-0,031	0,042	ν_{up}	0,014	0,002
STATISTICS					
log-likelihood	1.048,55		AICc	-2.034,66	
AIC	-2.037,11		BIC	-1.896,91	
threshold	22°		$i(\text{det.cycles})$	2	

Tabella 5.22: Parametri stimati dello schema triangolare sotto l'ipotesi di efficienza della rete - ora 20

RISULTATI ZONA SICILIA

5. APPENDICE

TIME SERIES	Estimate	Std.Error		Estimate	Std.Error
ϕ_1	0,557	0,049			
ϕ_7	0,771	0,051			
θ_7	-0,546	0,065			
LEADING INDICATORS AND DETERMINISTIC PART					
East	-0,036	0,03	s	-0,003	0,005
AngMon	-0,031	0,031	c	-0,001	0,005
X25-Dec	-0,041	0,036	m	7,347	0,012
LWeek	-0,005	0,015	Mon	-0,042	0,014
X26-Dec	-0,018	0,035	Tue	-0,015	0,013
X1-May	-0,013	0,033	Wed	-0,001	0,011
X1-Nov	-0,045	0,032	Fri	-0,001	0,011
X2-Jun	-0,01	0,032	Sat	0,004	0,013
X8-Dec	-0,002	0,032	Sun	-0,013	0,014
X25-Apr	0,012	0,029	Aft-Hol	-0,034	0,012
X1-Jan	0,068	0,032	Bef-Hol	-0,002	0,017
X6-Jan	-0,034	0,032	ν_{do}	0,001	0,001
X15-Aug	-0,012	0,032	ν_{up}	0,018	0,002
STATISTICS					
log-likelihood	1.206,24		AICc	-2.350,03	
AIC	-2.352,48		BIC	-2.212,28	
threshold	18°		$i(\text{det.cycles})$	2	

Tabella 5.23: Parametri stimati dello schema triangolare sotto l'ipotesi di efficienza della rete - ora 3

5.2 Risultati di stima dei modelli senza effetti giornalieri

TIME SERIES	Estimate	Std.Error		Estimate	Std.Error
ϕ_1	0,576	0,035			
ϕ_2	0,293	0,034			
θ_7	0,174	0,032			
LEADING INDICATORS AND DETERMINISTIC PART					
East	-0,033	0,025	s	-0,005	0,007
AngMon	-0,182	0,026	c	0,004	0,007
X25-Dec	-0,05	0,03	m	7,763	0,016
LWeek	-0,016	0,013	Mon	-0,028	0,006
X26-Dec	-0,036	0,029	Tue	0,001	0,001
X1-May	-0,063	0,028	Wed	0,006	0,006
X1-Nov	-0,106	0,028	Fri	0,004	0,005
X2-Jun	-0,086	0,028	Sat	-0,029	0,006
X8-Dec	-0,031	0,028	Sun	-0,091	0,006
X25-Apr	-0,017	0,024	Aft-Hol	-0,001	0,011
X1-Jan	-0,059	0,028	Bef-Hol	0,018	0,014
X6-Jan	-0,064	0,028	ν_{do}	0,008	0,001
X15-Aug	-0,089	0,028	ν_{up}	0,006	0,001
STATISTICS					
log-likelihood	1.285,96		AICc	-2.509,48	
AIC	-2.511,93		BIC	-2.371,73	
threshold	21, 5°		$i(\text{det.cycles})$	2	

Tabella 5.24: Parametri stimati dello schema triangolare sotto l'ipotesi di efficienza della rete - ora 11

5. APPENDICE

TIME SERIES	Estimate	Std.Error		Estimate	Std.Error
ϕ_1	0,576	0,035			
ϕ_2	0,291	0,034			
θ_7	0,183	0,034			
LEADING INDICATORS AND DETERMINISTIC PART					
East	-0,157	0,025	s	-0,005	0,008
AngMon	-0,362	0,026	c	0,005	0,007
X25-Dec	-0,205	0,031	m	7,736	0,016
LWeek	-0,019	0,013	Mon	-0,009	0,006
X26-Dec	-0,091	0,029	Tue	0,004	0,006
X1-May	-0,205	0,029	Wed	-0,004	0,005
X1-Nov	-0,186	0,028	Fri	-0,001	0,005
X2-Jun	-0,21	0,028	Sat	-0,055	0,006
X8-Dec	-0,201	0,028	Sun	-0,179	0,006
X25-Apr	-0,049	0,025	Aft-Hol	-0,012	0,011
X1-Jan	-0,202	0,029	Bef-Hol	0,001	0,014
X6-Jan	-0,126	0,028	ν_{do}	0,007	0,001
X15-Aug	-0,159	0,028	ν_{up}	0,009	0,001
STATISTICS					
log-likelihood	1.277,37		AICc	-2.492,29	
AIC	-2.494,73		BIC	-2.354,53	
threshold	21,5°		$i(\text{det.cycles})$	2	

Tabella 5.25: Parametri stimati dello schema triangolare sotto l'ipotesi di efficienza della rete - ora 16

5.2 Risultati di stima dei modelli senza effetti giornalieri

TIME SERIES	Estimate	Std.Error		Estimate	Std.Error
ϕ_1	0,792	0,031			
ϕ_7	0,724	0,076			
θ_7	-0,587	0,088			
LEADING INDICATORS AND DETERMINISTIC PART					
East	-0,116	0,017	s	-0,005	0,005
AngMon	-0,176	0,018	c	0,001	0,005
X25-Dec	-0,117	0,021	m	7,881	0,011
LWeek	-0,032	0,008	Mon	-0,013	0,006
X26-Dec	-0,049	0,021	Tue	-0,003	0,005
X1-May	-0,11	0,018	Wed	-0,008	0,004
X1-Nov	-0,133	0,018	Fri	-0,005	0,004
X2-Jun	-0,133	0,018	Sat	-0,042	0,005
X8-Dec	-0,154	0,018	Sun	-0,122	0,006
X25-Apr	-0,043	0,016	Aft-Hol	-0,017	0,007
X1-Jan	-0,11	0,018	Bef-Hol	-0,025	0,009
X6-Jan	-0,092	0,018	ν_{do}	0,007	0,001
X15-Aug	-0,054	0,018	ν_{up}	0,011	0,001
STATISTICS					
log-likelihood	1.593,15		AICc	-3.123,85	
AIC	-3.126,3		BIC	-2.986,1	
threshold	18, 5°		$i(\text{det.cycles})$	2	

Tabella 5.26: Parametri stimati dello schema triangolare sotto l'ipotesi di efficienza della rete - ora 20

RISULTATI ZONA SARDEGNA

5. APPENDICE

TIME SERIES	Estimate	Std.Error		Estimate	Std.Error
ϕ_1	0,565	0,035			
ϕ_2	0,307	0,034			
ϕ_7	0,025	0,038			
LEADING INDICATORS AND DETERMINISTIC PART					
East	-0,004	0,019	s	-0,002	0,005
AngMon	-0,033	0,019	c	-0,001	0,005
X25-Dec	-0,033	0,022	m	6,932	0,011
LWeek	-0,003	0,009	Mon	-0,035	0,004
X26-Dec	-0,031	0,022	Tue	-0,01	0,003
X1-May	-0,027	0,021	Wed	-0,005	0,003
X1-Nov	0,027	0,021	Fri	-0,004	0,003
X2-Jun	-0,002	0,021	Sat	-0,001	0,003
X8-Dec	0,001	0,021	Sun	-0,015	0,004
X25-Apr	-0,008	0,018	Aft-Hol	-0,014	0,008
X1-Jan	0,029	0,021	Bef-Hol	0,004	0,011
X6-Jan	0,001	0,021	ν^2	0,004	0,001
X15-Aug	-0,022	0,021			
STATISTICS					
log-likelihood	1.518,32		AICc	-2.974,18	
AIC	-2.976,63		BIC	-2.836,43	
threshold	18°		$i(\text{det.cycles})$	2	

Tabella 5.27: Parametri stimati dello schema triangolare sotto l'ipotesi di efficienza della rete - ora 3

5.2 Risultati di stima dei modelli senza effetti giornalieri

TIME SERIES	Estimate	Std.Error		Estimate	Std.Error
ϕ_1	0,507	0,035			
ϕ_2	0,318	0,035			
θ_7	0,056	0,035			
LEADING INDICATORS AND DETERMINISTIC PART					
East	-0,005	0,024	s	-0,005	0,006
AngMon	-0,091	0,025	c	0,001	0,006
X25-Dec	-0,003	0,028	m	7,171	0,011
LWeek	-0,014	0,012	Mon	-0,008	0,005
X26-Dec	-0,072	0,029	Tue	-0,001	0,005
X1-May	0,005	0,027	Wed	-0,001	0,003
X1-Nov	-0,061	0,027	Fri	-0,009	0,005
X2-Jun	-0,075	0,027	Sat	-0,045	0,005
X8-Dec	-0,039	0,027	Sun	-0,08	0,005
X25-Apr	-0,014	0,024	Aft-Hol	-0,025	0,01
X1-Jan	-0,072	0,027	Bef-Hol	0,017	0,014
X6-Jan	-0,064	0,027	ν^2	0,004	0,001
X15-Aug	-0,053	0,027			
STATISTICS					
log-likelihood	1.334,2		AICc	-2.605,96	
AIC	-2.608,41		BIC	-2.468,21	
threshold	20°		$i(\text{det.cycles})$	2	

Tabella 5.28: Parametri stimati dello schema triangolare sotto l'ipotesi di efficienza della rete - ora 11

5. APPENDICE

TIME SERIES	Estimate	Std.Error		Estimate	Std.Error
ϕ_1	0,562	0,034			
ϕ_2	0,337	0,034			
θ_7	0,048	0,036			
LEADING INDICATORS AND DETERMINISTIC PART					
East	-0,025	0,021	s	-0,006	0,006
AngMon	-0,191	0,021	c	0,001	0,006
X25-Dec	-0,111	0,024	m	7,138	0,015
LWeek	0,001	0,01	Mon	-0,008	0,004
X26-Dec	-0,104	0,024	Tue	0,003	0,004
X1-May	-0,066	0,023	Wed	-0,001	0,004
X1-Nov	-0,144	0,023	Fri	-0,006	0,004
X2-Jun	-0,131	0,023	Sat	-0,058	0,004
X8-Dec	-0,083	0,023	Sun	-0,125	0,004
X25-Apr	0,021	0,02	Aft-Hol	-0,022	0,008
X1-Jan	-0,094	0,023	Bef-Hol	0,003	0,012
X6-Jan	-0,128	0,023	ν^2	0,006	0,001
X15-Aug	-0,044	0,023			
STATISTICS					
log-likelihood	1.453,87		AICc	-2.845,3	
AIC	-2.847,75		BIC	-2.707,55	
threshold	21°		$i(\text{det.cycles})$	2	

Tabella 5.29: Parametri stimati dello schema triangolare sotto l'ipotesi di efficienza della rete - ora 16

5.2 Risultati di stima dei modelli senza effetti giornalieri

TIME SERIES	Estimate	Std.Error		Estimate	Std.Error
ϕ_1	0,53	0,033			
ϕ_2	0,389	0,033			
ϕ_7	-0,007	0,037			
LEADING INDICATORS AND DETERMINISTIC PART					
East	-0,059	0,014	s	-0,006	0,004
AngMon	-0,129	0,014	c	-0,001	-0,004
X25-Dec	-0,085	0,016	m	7,26	0,012
LWeek	-0,021	0,007	Mon	-0,012	0,003
X26-Dec	-0,044	0,016	Tue	-0,004	0,002
X1-May	-0,023	0,016	Wed	0,001	0,002
X1-Nov	-0,082	0,016	Fri	-0,003	0,002
X2-Jun	-0,066	0,016	Sat	-0,041	0,002
X8-Dec	-0,045	0,016	Sun	-0,081	0,003
X25-Apr	0,029	0,014	Aft-Hol	-0,021	0,006
X1-Jan	-0,038	0,016	Bef-Hol	0,009	0,008
X6-Jan	-0,068	0,016	ν^2	0,004	0,001
X15-Aug	-0,068	0,016			
STATISTICS					
log-likelihood	1.737,91		AICc	-3.413,37	
AIC	-3.415,82		BIC	-3.275,62	
threshold	18°		$i(\text{det.cycles})$	2	

Tabella 5.30: Parametri stimati dello schema triangolare sotto l'ipotesi di efficienza della rete - ora 20

5. APPENDICE

6

Bibliografia

- Arlot, S., Celisse, A. : A survey of cross-validation procedures for model selection. *Statistics Surveys*, Vol.4 (2010).
- Brockwell, P.J., Davis, R.A. : Time series : Theory and Methods - Second Edition. Springer-Verlag, 1991, New York.
- Bunn, D.W., Karakatsani, N. : Forecasting electricity prices. *EMG Working Papers*, London Business School (2003).
- Calento, R., Centurelli, R., Tomasi, M. : Analisi econometrica del prezzo di borsa dell'energia elettrica. Document available on ENI website, <http://www.eni.com> (2006).
- Carpinteiro, O., Silva, A., Reis, A. : A hierarchical neural model in short-term load forecasting. *Applied Soft Computing*, Vol.4, No.4 pp.405-412 (2004).
- Catalao, J.P.S., Mariano, S.J.P.S., Mendes, V.M.F., Ferreira, L.A.F.M.: Short-term electricity prices forecasting in a competitive market : a neural network approach. *Electric Power Systems Research*, Vol.77, pp.1297-1304 (2007).

6. BIBLIOGRAFIA

- Cesaraccio, C., Spano, D., Duce, P., Snyder, R.L., : An improved model for determining degree-day values from daily temperature data. *International Journal of Biometeorol*, Vol.45, pp.161-169 (2001).
- Conejo, A.J., Contreras J., Espinola, R., Plazas, M.A. : Forecasting electricity prices for a day-ahead pool based electric energy market. *International Journal of forecasting*, Vol.21, No.3, pp.435-462 (2005).
- Contreras, J., Espinola, R., Nogales, F.J., Conejo, A.J. : ARIMA models to predict next-day electricity prices. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.18, No.3, pp.1014-1020 (2003).
- Cuaresma, J.C., Hlouskova, J., Kossmeier, S., Obersteiner, M. : Forecasting electricity spot prices using linear univariate time series models. *Applied Energy*, Vol.77, pp.87-106 (2004).
- Dagum, E.B. : *Analisi delle serie storiche : modellistica, previsione e scomposizione*. Springer, 2002, Milan.
- Darbellay, G.A., Slama, M. : Forecasting the short-term demand for electricity : do neural network stand a better chance?. *International Journal of Forecasting*, Vol.16, No.1 pp.71-83 (2000).
- Davison, A.C., Kuonen, D. : An introduction to the bootstrap with application in R. *Statistical Computing and Statistical Graphics Newsletter*, Vol.13 No.1 (2001).
- De Livera, A.M., Hyndman, R.J., Snyder, R.D. : Forecasting time series with complex seasonal patterns using exponential smoothing. *Journal of the American Statistical Association*, 106:496, pp.1513-1527 (2012).

-
- Elliott, G., Rothenberg, T.J., Stock, J.H. : Efficient tests for an autoregressive unit root. *Econometrica*, Vol.64, No.4 pp.813-836 (1996).
 - Engle, R.F., Granger, C.W.J., Rice, J., Weiss, A. : Semiparametric Estimates of the Relation between Weather and Electricity Sales. *Journal of the American Statistical Association*, Vol.81, No.394 pp.310-320 (1986).
 - Fan, S., Hyndman, R.J. : Short-term load forecasting based on a semi-parametric additive model. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.27, No.1 pp.134-141 (2012).
 - Fezzi, C. : Econometric models for the analysis of electricity markets. *PhD thesis in Statistical Methodology for scientific research*, XIX Cycle, 2007.
 - Garcia, R.C., Contreras, J., VanAkkeren, M., Garcia, J.B.C. : A GARCH forecasting model to predict day-ahead electricity prices. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.20, No.2 pp.867-874 (2005).
 - Gardini, A., Cavaliere, G., Costa, M., Fanelli, L., Paruolo, P. : *Econometria*. Franco Angeli, 2000, Milan.
 - GME Vademecum, documents available on web site <http://www.mercatoelettrico.org> (2010).
 - Gu, Z., Chu, B., Jiang, H. : Wavelet-Arma method in the non-stationary time series and its application. *Systems Engineering*, Vol.1 (2010).
 - Guizzardi, A. : *La previsione economica - problemi e metodi statistici*. Guaraldi Universitaria, 2002, Bologna.

6. BIBLIOGRAFIA

- Gupta, P.C. : Adaptive short term forecasting of hourly loads using weather information. *Comparative models for electrical load forecasting*, Wiley, New York, pp.43-56 (1985).
- Guthrie, G., Videbeck, S. : High frequency electricity spot price dynamics: an intra-day approach. *Working Paper*, New Zealand Institute for the study of competition and regulation, 2002.
- Hahn, H., Meyer-Nieberg, S., Pickl, S. : Electric load forecasting methods : tools for decision making. *European Journal of Operational Research*, Vol.199, No.3 pp.902-907 (2009).
- Hao, C. : A new method of load forecasting based on generalized autoregressive conditional heteroschedasticity model. *Automation of Electric Power System*, Vol.15 (2007).
- Haugom, E., Ullrich, C.J. : Forecasting spot price volatility using the short-term forward curve. *Energy Economics*, Vol.34, pp.1826-1833 (2012).
- Henley, A., Peirson, J. : Non-Linearities in Electricity Demand and Temperature: Parametric Versus Non-Parametric Methods. *Oxford Bulletin of Economics and Statistics*, Vol.59, No.1 pp.149-162 (1997).
- Hinman, J., Hickey, E. : Modeling and forecasting short-term electricity load using regression analysis. Illinois State University, 2009.
- Hor, C., Watson, J., Majithia, S. : Analyzing the impact of weather variables on monthly electricity demand. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.20, No.4 pp.2078-2085 (2005).

-
- Hothorn, T., Bretz, F., Westfall, P. : Simultaneous Inference in General Parametric Models. *Biometrical Journal*, Vol.50, No.3 pp.346-363 (2008).
 - Huang, S.J. : Short-Term Load forecasting via ARMA Model identification including non-Gaussian process considerations. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.18 No.2 (2003).
 - Huisman, R., Huurman, C., Mahieu, R. : Hourly electricity prices in day-ahead markets. *Energy Economics*, Vol.29, pp.240-248 (2007).
 - Huisman, R., Mahieu, R. : Regime jumps in electricity prices. *Energy Economics*, Vol.25, pp.425-434 (2003).
 - Hyndman, R.J., Khandakar, Y. : Automatic time series forecasting : the forecast package for R. *Journal of Statistical Software*, Vol.27, Issue 3 (July 2008).
 - Joskow, P., Kahn, E. : A Quantitative Analysis of Pricing Behavior In California's Wholesale Electricity Market During Summer 2000: The Final Word. *The Energy Journal*, Vol 23, No. 4 (2002).
 - Joskow, P., Tirole, J. : Retail electricity competition. *MIT Department of Economics Working Paper*, No.04-18 (2005).
 - Koopman, S.J., Dordonnat, V., Ooms, M. : Dynamic factors in periodic time-varying regressions with an application to hourly electricity load modelling. *Computational Statistics and Data Analysis*, Vol.56 pp.3134-3152 (2012).
 - Kunst, R.M. : Cross validation of prediction models for seasonal time series by parametric bootstrapping. *Austrian journal of Statistics*, Vol.37 (2008).

6. BIBLIOGRAFIA

- Kwiatkowski, D., Phillips, P.C.B., Schmidt, P., Shin, Y. : Testing the null hypothesis of stationarity against the alternative of a unit root ? : How sure are we that economic time series have a unit root?. *Journal of Econometrics*, Vol.54, No.1-3 pp.159-178 (1992).
- Kyriakides, E., Polycarpou, M. : Short term electric load forecasting : A tutorial. *Trends in neural computation, studies in computational intelligence*, Vol.35, pp.391-418 (2007).
- Liu, D. : Short term load forecasting based on wavelet transform and least square support vector machines. *Power System Technology*, Vol.13 (2005).
- Mandal, P., Senjyu, T., Funabashi, T. : Neural networks approach to forecast several hour ahead electricity prices and loads in deregulated market. *Energy Conversion and Management*, Vol.47, pp.2128-2142 (2006).
- Mastropieri, G. : Potere di mercato, dominanza e interazione strategica tra gli operatori elettrici : collusione tacita nel mercato elettrico italiano, *PhD thesis in Management Engineering and Valuation*, XXI Cycle, 2010.
- McLeod, A.I., Yu, H., Mahdi, E. : Time series analysis with R. *Handbook of Statistics*, Vol.30 (2011).
- Muggeo, V. : Estimating regression models with unknown breakpoints. *Statistics in Medicine*, Vol.22, pp.3055-3071 (2003).
- Narayan, P.K., Smyth, R. : Multivariate Granger causality between electricity consumption, exports and GDP : evidence from a panel of Middle-Eastern countries. *Energy Policy*, Vol.37, pp.229-236 (2009).

-
- Nogales, J.F., Conejo, A.J. : Electricity price forecasting through transfer function models. *Journal of Operational Research Society*, Vol.57, pp.350-356 (2006).
 - Nogales, J.F., Contreras, J., Conejo, A.J., Espinola, R. : Forecasting next-day electricity prices by time series models. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.17, No.2 pp.342-348 (2002).
 - Nogales, J.F., Contreras, J., Conejo, A.J., Espinola, R. : ARIMA models to predict next-day electricity prices. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.18, No.3 pp.1014-1020 (2003).
 - Pappas, S.Sp., Ekonomou, L., Karamousantas, D.Ch., Chatzarakis, G.E., Katsikas, S.K., Liatsis, P. : Electricity demand loads modeling using autoregressive moving average (ARMA) models. *Energy*, Vol.33, No.9 pp.1353-1360 (2008).
 - Ramanathan, R., Engle, R., Granger, C.W.J., Vahid-Araghi, F. : Short run forecasts of electricity loads and peaks. *International Journal of Forecasting*, Vol.13, pp.161-174 (1997).
 - Sadorsky, P. : Trade and energy consumption in the Middle East. *Energy Economics* (2011).
 - Serletis, A. : Quantitative and empirical analysis of Energy Markets. *World Scientific Series on Energy and Resource Economics*, Vol.1, 2007.
 - Shao, J. : Linear model selection by cross-validation, *Journal of the American Statistical Association*. Vol.88, pp.486-494 (1993).

6. BIBLIOGRAFIA

- Smith, M., Cottet, R. : Bayesian modeling and forecasting of intraday electricity load. *Journal of the American Statistical Association*. Vol.98, No.464 (2003).
- Soares, J.L., Medeiros, M.C. : Modeling and forecasting short-term electricity load: A comparison of methods with an application to Brazilian data. *International Journal of Forecasting*, No.24 (2008).
- Soares, J.L., Souza, L.R. : Forecasting electricity demand using generalized long memory. *International Journal of Forecasting*, Vol.22, No.1 pp.17-28 (2006).
- Taylor, J.W., De Menezes, L., McSharry, P.E. : A comparison of univariate methods of forecasting energy demand up to a day ahead. *International Journal of Forecasting*, Vol.22, pp.1-16 (2006).
- Terna s.p.a., Valori dei limiti di transito fra le zone di mercato. Document available on web site www.terna.it (2011).
- Weron, R. : Modeling and forecasting electricity loads and prices - A statistical approach. Wiley Finance, 2006, England.
- Weron, R., Misiorek, A. : Forecasting spot electricity prices : a comparison of parametric and semiparametric time series models. MRPA Working Paper (2008).
- Zhang, G.P. : Time series forecasting using a hybrid ARIMA and neural network model. *Neurocomputing*, Vol.50 pp.159-175 (2003).