

POLITECNICO DI MILANO

Facoltà di Ingegneria Industriale

Corso di Laurea Specialistica in
Ingegneria Energetica



MODELLO SUPPLY FUNCTION EQUILIBRIUM PER L'ANALISI DELLE
INTERAZIONI TRA IL MERCATO DEL GIORNO PRIMA ED IL
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO.

Relatore: Prof. Cristian BOVO

Tesi di Laurea di:

Cinzia PUGLISI – Matr. 783176

Anno Accademico 2012 - 2013

*Nessun vento è favorevole per il marinaio che
non sa a quale porto vuole approdare.*

Lucio Anneo Seneca

Indice generale

Elenco delle Figure	i
Elenco delle Tabelle	iv
Sommario	v
Abstract	vi
Introduzione	1
1. Disciplina del Mercato Elettrico	5
Introduzione.....	5
1.1. La nuova organizzazione del settore dell'energia elettrica in Europa....	5
1.2. Principali Borse europee.....	7
1.2.1. Gran Bretagna	8
1.2.2. Scandinavia	9
1.2.3. Spagna	10
1.2.4. Germania	11
1.3. La situazione Italiana.....	12
1.4. La Borsa Elettrica italiana: Disposizioni generali	15
1.5. Il mercato zonale	18
1.6. Vincoli tecnici	20
1.7. Il mercato dell'energia.....	22
1.7.1. Il mercato del giorno prima.....	23
1.7.2. Mercato Infragiornaliero	25
1.7.3. Mercato dei servizi di dispacciamento	27
1.7.3.1. Dati tecnici	28
1.7.3.2. Risorse per il dispacciamento	30
1.7.3.2.1. Risorse per la risoluzione delle congestioni in fase di programmazione	30
1.7.3.2.2. Risorse per la riserva secondaria di potenza	30
1.7.3.2.3. Risorse per la riserva terziaria di potenza.....	30
1.7.3.2.4. Risorse per il bilanciamento	31
1.7.3.2.5. Stoccaggio di energia per la sicurezza del sistema	31
1.7.4. Vincoli relativi alle offerte	31
1.8. Il mercato finanziario in Italia	33
2. Il modello S.F.E.	35
Introduzione.....	35
2.1. Le metodologie per la simulazione dei mercati elettrici	35
2.2. La teoria dei giochi	37
2.3. Il modello supply function equilibrium.....	39
2.4. Il modello di Klemperer e Meyer	40
2.5. Letteratura: ulteriori formulazioni	42

3. Il mercato dei servizi di dispacciamento e le interazioni con il mercato del giorno prima.....	49
3.1. Forme di mercato	50
3.2. Mercato del giorno prima e mercato dei servizi di dispacciamento	51
3.3. Letteratura	52
3.4. Alcuni modelli proposti	54
3.4.1. I approccio [55].....	55
3.4.2. II approccio [56]	57
3.5. Strategia di offerta nel mercato del giorno prima e nel mercato dei servizi di dispacciamento	59
3.5.1. Strategie di offerta nel mercato del giorno prima	60
3.5.1.1. Azioni di prezzo	60
3.5.1.2. Limitazioni della quantità.....	61
3.5.1.3. Strategie legate ai limiti di transito.....	62
3.5.2. Strategie di offerta nel mercato dei servizi di dispacciamento	63
3.5.2.1. Strategie di prezzo	65
3.5.2.2. Strategie legate ai limiti di transito.....	65
3.5.2.3. Strategie legate alle caratteristiche tecniche degli impianti ..	66
3.5.2.4. Strategie di offerta congiunte nel m _{gp} e m _{sd}	66
3.5.2.5. Strategie legate al fabbisogno di riserva.....	66
3.5.2.6. Strategie legate ai limiti di transito.....	67
3.5.2.7. Strategie legate ai vincoli tecnici degli impianti	68
4. Modelli di mercato.....	69
Introduzione	69
4.1. Descrizione dei modelli di mercato	70
4.2. Modello del mercato del giorno prima.....	71
4.2.1. Notazione	72
4.2.2. Il modello matematico del GME	73
4.3. Modello del mercato dei servizi di dispacciamento.....	75
4.3.1. Notazione	77
4.3.2. Il modello matematico del MSD.....	78
4.4. Considerazioni sulla genesi del modello.....	84
4.5. Determinazione dell'equilibrio di Nash.....	91
5. Algoritmi Genetici	95
Introduzione.....	95
5.1. Algoritmi euristici.....	96
5.1.1. Algoritmi Costruttivi	97
5.1.2. Algoritmi di Ricerca Locale	97
5.1.3. Algoritmi Metaeuristici	97
5.1.4. Tabu Search	99
5.1.5. Simulated annealing.....	100
5.2. Algoritmi genetici	101
5.2.1. Un po' di storia	101

5.2.2.	AG: principi di base	102
5.2.2.1.	La popolazione iniziale	104
5.2.2.2.	La funzione di fitness.....	105
5.2.2.3.	Criteri di arresto	105
5.2.2.4.	Codifica.....	106
5.2.2.5.	Vantaggi e svantaggi degli AG.....	108
5.3.	Implementazione algoritmo genetico per la risoluzione del modello	108
5.3.1.	Popolazione iniziale	110
5.3.2.	Criterio di arresto	111
5.3.3.	Selezione e Crossover	112
5.3.4.	Mutazione.....	116
5.3.5.	Elitismo	118
5.4.	Determinazione dell'equilibrio di Nash	119
6.	Validazione del modello	121
	Introduzione.....	121
6.2.	Caso base: dati in ingresso	122
6.3.	Caso base: risultati.....	124
6.4.	Prova 1: diverso vincolo di permanenza in servizio.....	132
6.5.	Prova 2: diverso valore di gradiente massimo.....	136
6.6.	Prova 3: diverso valore di riserva	138
6.7.	Prova 4: diverso valore di domanda di energia	139
6.8.	Prova 5: diversa TTC.....	142
7.	I Dati in Ingresso	145
	Introduzione.....	145
7.1.	Reperimento dei dati.....	145
7.2.	La struttura zonale	148
7.3.	Domanda di energia.....	150
7.4.	Impianti di generazione	152
7.4.1.	Unità di produzione delle società strategiche.....	155
7.5.	Costo marginale di produzione per i diversi impianti	159
7.6.	Potenza massima erogabile.....	163
7.7.	Potenza minima erogabile	163
7.8.	Gradiente a salire e a scendere	164
7.9.	Vincoli di permanenza in servizio	165
7.10.	Costi di accensione	166
7.11.	La riserva a salire e a scendere	166
8.	Analisi dei risultati	169
	Introduzione.....	169
8.1.	Scenario I.....	170
8.2.	Scenario II	177
8.3.	Confronto tra gli esiti reali del mercato elettrico in data 8 Ottobre 2008 e gli esiti della simulazione	182
9.	Conclusioni	187

Appendice A	189
Appendice B	201
Abbreviazioni	219
Glossario	221
Bibliografia	223

Elenco delle Figure

Figura 1.1: Struttura del settore elettrico italiano prima della liberalizzazione. .	12
Figura 1.2: Struttura del settore elettrico italiano dopo la liberalizzazione.	14
Figura 1.3: Struttura del mercato elettrico italiano.	22
Figura 1.4: Esempi di offerta multipla e semplice.	23
Figura 1.5: Determinazione delle curve di offerta aggregate.	24
Figura 1.6: Determinazione del punto di equilibrio.	24
Figura 1.7: Schematizzazione delle sedute del MI.	26
Figura 1.8: Rappresentazione di una curva di costo convessa.	32
Figura 1.9: Schema riassuntivo dei mercati dell'energia elettrica.	33
Figura 2.1: Approcci per la simulazione dei mercati elettrici.	37
Figura 2.2: Esempio di curva di offerta affine a tratti.	43
Figura 3.1: Strategia di prezzo.	61
Figura 3.2: Strategie di quantità.	62
Figura 3.3: Congestione strategica.	63
Figura 4.1: Rappresentazione grafica della variabile strategica k_{flo}	71
Figura 5.1: Diagramma di flusso del processo evolutivo.	104
Figura 5.2: Comportamento di un AG che evolve verso la convergenza.	106
Figura 5.3: Confronto tra i diversi tipi di codifica.	107
Figura 5.4: Profitto al variare della dimensione della popolazione.	111
Figura 5.5: Criterio di arresto.	111
Figura 5.6: Confronto tra diversi tipi di Crossover usando la tecnica della LFR.	114
Figura 5.7: Confronto delle diverse tecniche di mutazione avendo scelto il Bound Crossover.	114
Figura 5.8: Confronto delle diverse tecniche di mutazione avendo scelto il Laplace Crossover.	115
Figura 5.9: Valutazione dell'effetto di un ordinamento degli individui in base al valore della funzione obiettivo.	116
Figura 5.10: Andamento del profitto in funzione delle diverse tecniche di mutazione.	117
Figura 5.11: Andamento della funzione obiettivo per diverse probabilità di mutazione.	118
Figura 5.12: Effetto dell'elitismo.	119
Figura 5.13: Determinazione dell'equilibrio di Nash.	119
Figura 5.14: Effetto della rigenerazione della popolazione.	120
Figura 6.1: Rappresentazione della rete test.	121
Figura 6.2: Andamento della domanda nel caso base.	123
Figura 6.3: Caso base: progressione del profitto.	124
Figura 6.4: Caso base: profitto differenziato nei diversi mercati.	125

Figura 6.5: Caso base: progressione del profitto per ogni intervallo temporale.	125
Figura 6.6: Caso base: prezzo di equilibrio di mercato.	126
Figura 6.7: Caso base: dispacciamento a valle dei mercati per diverse UP.	127
Figura 6.8: Caso base: ripartizione della potenza dispacciata a valle dei due mercati.	128
Figura 6.9: Caso base: profitto ottenuto nei due mercati nei diversi intervalli temporali.	128
Figura 6.10: Caso base: andamento delle variabili strategiche.....	129
Figura 6.11: Caso base: profitto ottenuto dalle due imprese con ottimizzazione separata delle offerte sui mercati MGP ed MSD.....	130
Figura 6.12: Caso base con ottimizzazione separata: andamento delle variabili strategiche.....	131
Figura 6.13: Prova 1: ripartizione dei profitti nei due mercati.	132
Figura 6.14: Prova 1: andamento del prezzo di mercato.	133
Figura 6.15: Prova 1: ripartizione della potenza dispacciata a valle dei due mercati.	134
Figura 6.16: Prova 1: profitto ottenuto dalle due imprese con ottimizzazione separata delle offerte sui mercati MGP ed MSD.....	135
Figura 6.17: Prova 2: ripartizione dei profitti nei due mercati.	136
Figura 6.18: Prova 2: andamento del prezzo di mercato.	137
Figura 6.19: Prova 2: dispacciamento a valle dei due mercati.	137
Figura 6.20: Prova 3: ripartizione del profitto sui due mercati.....	138
Figura 6.21: Prova 3: andamento del prezzo di mercato.	139
Figura 6.22: Prova 4: ripartizione dei profitti nei diversi mercati.	140
Figura 6.23: Prova 4: andamento delle variabili strategiche.	141
Figura 6.24: Prova 4: andamento del prezzo di mercato.	141
Figura 6.25: Prova 4: dispacciamento degli impianti a valle di MGP e MSD.	142
Figura 6.26: Prova 5: ripartizione dei profitti nei due mercati considerati.....	143
Figura 6.27: Prova 5: andamento del prezzo di mercato.	143
Figura 6.28: Prova 5: dispacciamento degli impianti a valle di MGP e MSD.	144
Figura 7.1: Domanda di energia elettrica e capacità installata per impianti termici e fotovoltaici/eolici.....	147
Figura 7.2: Volume scambiato nel MSD up e nel MSD down.....	148
Figura 7.3: Visualizzazione della struttura zonale italiana.....	148
Figura 7.4: Zone rete rilevante e limiti di scambio, caso invernale (diurno=hp, notturno=hv), tra parentesi i valori senza i dispositivi di tele distacco.	149
Figura 7.5: Ripartizione della domanda tra le diverse zone.	150
Figura 7.6: Domanda totale di energia.	151
Figura 7.7: Andamento della domanda nelle simulazioni.	152
Figura 7.8: Ripartizione dell'offerta per gruppo di appartenenza.	153
Figura 7.9 Energia offerta per le diverse società differenziata per tecnologia.	154

Figura 7.10: Energia offerta da S1, S2 ed S3 differenziata per tecnologia.	154
Figura 7.11: Ripartizione dell'energia offerta dalle diverse società nelle diverse zone.	154
Figura 7.12: Ripartizione zonale aggregata della capacità installata.	159
Figura 7.13: Andamento della riserva terziaria totale.	166
Figura 7.14: Ripartizione della riserva richiesta tra le diverse zone.	167
Figura 8.1: Evoluzione del profitto ottenuto dalle società price taker su MGP e MSD.	171
Figura 8.2: Prezzo di mercato mediato nelle diverse zone: iterazione 10.	171
Figura 8.3: Andamento del prezzo di mercato nelle diverse zone: iterazione 10.	172
Figura 8.4: Ripartizione dell'energia dispacciata a valle del MGP.	172
Figura 8.5: Ripartizione tra le diverse tecnologie dell'energia dispacciata a valle del MGP per S1 ed S2.	173
Figura 8.6: Ripartizione tra le diverse tecnologie della totale energia dispacciata a valle del MGP.	173
Figura 8.7: Ripartizione tra le diverse tecnologie della totale energia dispacciata a valle del MSD.	174
Figura 8.8: Profitto ottenuto da S1 su MGP ed MSD durante i 12 intervalli temporali.	175
Figura 8.9: Profitto ottenuto da S2 su MGP ed MSD durante i 12 intervalli temporali.	176
Figura 8.10: Profitto ottenibile risolvendo in modo congiunto e separato le offerte su MGP ed MSD.	177
Figura 8.11: Evoluzione del profitto ottenuto dalle società price taker su MGP ed MSD: Scenario II.	179
Figura 8.12: Ripartizione tra le diverse tecnologie della totale energia dispacciata a valle del MSD: Scenario II.	179
Figura 8.13: Dettaglio relativo al dispacciamento degli impianti a carbone in corrispondenza del primo intervallo orario.	180
Figura 8.14: Quota di mercato coperta da ciascun impianto a valle del MSD: Scenario II.	180
Figura 8.15: Visualizzazione della risoluzione del MSD nel I e II scenario.	181
Figura 8.16: Individuazione delle zone di mercato rilevate.	183
Figura 8.17: Andamento del prezzo di mercato: Confronto.	183

Elenco delle Tabelle

Tabella 1.1: Tempo di rampa massimo per diverse tecnologie.	29
Tabella 1.2: Tempo di arresto massimo per diverse tecnologie.	29
Tabella 1.3: Tempo minimo di permanenza fuori servizio.....	29
Tabella 1.4: Schema riassuntivo delle diverse sessioni di mercato.	33
Tabella 4.1: Esempio di produzione a valle del MSD.	82
Tabella 5.1: Classificazione delle tecniche metaeuristiche.	98
Tabella 5.2: Esempio di ordinamento degli individui sulla base della f.o.....	116
Tabella 6.1: Dati in ingresso all' algoritmo genetico.	122
Tabella 6.2: Dati in ingresso per il caso base.	123
Tabella 6.3: Riserva necessaria per il caso base.	123
Tabella 7.1: Capacità di generazione installata nei diversi anni [103].	147
Tabella 7.2: Elasticità della domanda italiana nel corso degli anni.....	150
Tabella 7.3: Elenco dei principali operatori nel mercato elettrico italiano.....	152
Tabella 7.4: Classificazione delle società di produzione.	153
Tabella 7.5: Elenco delle centrali di appartenenza di S1 ed S2.....	155
Tabella 7.6: Elenco delle centrali appartenenti a S3 e delle centrali appartenenti ad S1 ed S2 ma non abilitate a partecipare al MSD.	158
Tabella 7.7: Dati tecnici per le diverse tecnologie.	160
Tabella 7.8: Costi fissi e variabili per le diverse tecnologie considerate.....	161
Tabella 7.9: Costi dei combustibili di interesse.....	161
Tabella 7.10: Costi dei combustibili per le diverse tecnologie	162
Tabella 7.11: Costo relativo alle emissioni di CO ₂ per le diverse tecnologie. .	162
Tabella 7.12: Costi di produzione dell'energia per le tecnologie considerate..	162
Tabella 8.1: Caratteristiche dell'algoritmo genetico.	170
Tabella 8.2: Confronto tra i prezzi di offerta dell'energia nel MSD	185

Sommario

Il presente lavoro propone un modello in grado di simulare il mercato elettrico del giorno prima ed il mercato dei servizi di dispacciamento, al fine di studiare le strategie di offerta delle società partecipanti alla Borsa Elettrica e analizzare l'interazione tra i due mercati. Il modello si basa sulle Supply Function Equilibra e fa ricorso ad un algoritmo genetico per pervenire ad un equilibrio di Nash del mercato elettrico. L'algoritmo, costruito ed implementato in GAMS (General Algebraic Modelling System), è stato inizialmente validato su una rete test volutamente semplice e, successivamente, applicato ad un contesto più complesso e simile a quello italiano. Pur in presenza di alcune ipotesi restrittive introdotte, il simulatore si è rivelato in grado di far emergere strategie di offerta coerenti con i vincoli del sistema e di dimostrare che una ottimizzazione congiunta delle offerte nei due mercati considerati, consente di ottenere profitti complessivamente maggiori.

Parole chiave: Supply Function Equilibrium, Algoritmi Genetici, Mercato del Giorno Prima, Mercato dei Servizi di Dispacciamento, Strategie di offerta.

Abstract

This paper proposes a model that can simulate the day ahead energy market and the market for ancillary services in order to study the bidding strategies of the companies participating in the Power Exchange and examine the interaction between these two markets. The model is based on the Supply Function Equilibria, and makes use of a genetic algorithm to find a Nash equilibrium. The algorithm, implemented in GAMS (General Algebraic Modelling System), has been initially validated on a deliberately simple test system, and subsequently applied to a more complex context, more similar to Italian's one. Even if penalized by some restrictive assumptions, the simulator is able to bring out bidding strategies that are consistent with the constraints of the system and to bring out the interaction between the two markets concerned, MGP and MSD.

Keywords: Supply Function Equilibrium, Genetic Algorithms, Day Ahead Energy Market, Ancillary Services Market, Optimal Bidding Strategies.

Introduzione

Negli ultimi anni il mercato elettrico italiano è andato incontro ad un processo di liberalizzazione che ha sostituito la struttura verticalmente integrata con un modello di mercato competitivo e aperto alla concorrenza. A causa delle caratteristiche del servizio offerto, il mercato può essere visto come un oligopolio nel quale un numero limitato di produttori detiene una quota significativa di mercato. In un contesto di questo tipo, le imprese hanno la possibilità di incrementare i propri profitti presentando opportune offerte strategiche nella Borsa dell'energia, ma sono al contempo caricate di maggiori rischi e responsabilità. Per questi motivi, necessitano di modelli che siano in grado di determinare quali siano le strategie migliori da adoperare nella Borsa elettrica al fine di massimizzare il proprio ritorno economico.

Lo sviluppo di simulatori adatti a far emergere le dinamiche di mercato si rende necessario per supportare non solo l'operato delle imprese produttrici, ma anche per permettere al regolatore di svolgere al meglio le sue funzioni.

Infatti, per promuovere la concorrenza e l'efficienza del settore dell'energia elettrica, nonché per monitorare l'intera filiera, il regolatore necessita di modelli che gli consentano di capire in che modo le imprese concorrenti formulano le strategie di offerta, e quindi di capire se vi è un tentativo di abuso di potere di mercato.

La natura stessa del *servizio energia*, che si configura come un prodotto scarsamente immagazzinabile e i cui flussi sono difficili da gestire, rende tali modelli estremamente articolati, e le complicazioni aumentano nel caso in cui si vogliano considerare i vincoli tecnici degli impianti, l'assenza di informazioni relative ai comportamenti delle imprese rivali e l'interazione stessa tra i diversi mercati in cui l'energia viene scambiata.

Per fare in modo che gli strumenti previsionali siano efficaci nel far emergere il reale equilibrio di mercato, è quindi necessario che essi prendano in considerazione tutti gli aspetti caratterizzanti il sistema elettrico, ma allo stesso tempo è importante che essi siano strutturati in modo tale da dare le soluzioni richieste in tempi ragionevoli: trovare il giusto compromesso tra queste due esigenze rappresenta una ulteriore sfida da affrontare.

Recentemente, diversi studi sono stati condotti per studiare le strategie ottime dei produttori di energia elettrica: molti tra questi si ispirano alla Teoria dei Giochi ed osservano il comportamento dei vari soggetti nel breve e medio-lungo periodo a seconda della finalità dello studio.

Le offerte sul mercato dell'energia vengono quindi viste come un gioco competitivo in cui ciascun giocatore compie una sequenza di mosse, ciascuna delle quali genera un feedback sul comportamento degli altri giocatori. L'obiettivo che ci si prefigge è quello di giungere ad un cosiddetto equilibrio di

Nash, cioè ad una situazione stabile dalla quale nessun soggetto implicato ha più convenienza a spostarsi.

A tutt'oggi però, in letteratura, pochi sono i lavori che si occupano in modo specifico del mercato in cui viene dispacciata l'energia per i servizi ancillari e della sua interazione con il mercato del giorno prima. Per questo motivo, considerando questo aspetto particolarmente interessante ed importante, abbiamo deciso di approfondirlo e studiarlo sotto diversi punti di vista, costruendo nello specifico un simulatore in grado di mettere in evidenza l'interazione tra il mercato del giorno prima e quella parte del mercato dei servizi di dispacciamento che consente al gestore di rete di costituire i margini di riserva per l'esercizio in tempo reale.

In particolare, il modello è finalizzato a verificare la presenza e a studiare eventuali strategie che una società di produzione può attuare sfruttando l'interazione esistente tra questi due mercati.

In particolare, si è scelto un approccio basato sulle Supply Function Equilibra e ci si è avvalsi di un algoritmo genetico co-evolutivo per la determinazione dei punti di equilibrio. Il modello risolutivo è stato implementato in GAMS (*General Algebraic Modeling System*) e si è tenuto conto dei principali vincoli tecnici del sistema considerato.

Il lavoro è strutturato nel modo seguente:

- 1) nel capitolo 1 si inquadra il progetto di tesi in un contesto storico-politico e, dopo aver presentato brevemente le principali borse elettriche europee, si procede con una dettagliata descrizione del settore elettrico italiano e del mercato elettrico organizzato (IPEX);
- 2) nel capitolo 2 l'attenzione viene concentrata sui modelli Supply Function Equilibra, di cui viene presentata una letteratura internazionale riguardante i vari approcci, analizzandone vantaggi e limiti;
- 3) nel capitolo 3 si danno alcune nozioni di microeconomia, si indaga la letteratura relativa al mercato dei servizi di dispacciamento ed infine si analizzano a livello teorico le strategie di offerta nel mercato del giorno prima e nel mercato sopra citato;
- 4) nel capitolo 4 viene descritto il modello utilizzato in questo lavoro, nello specifico il modello matematico del mercato del giorno prima e del mercato dei servizi di dispacciamento comprensivi dei vincoli tecnici degli impianti e del sistema elettrico nel suo complesso. Al termine viene introdotto in maniera più approfondita il concetto di equilibrio di Nash;

- 5) il capitolo 5, dopo aver presentato le principali tecniche di ottimizzazione, descrive gli Algoritmi Genetici. A seguire si dettaglia il modello di algoritmo genetico implementato nel lavoro di tesi per la risoluzione del mercato elettrico;
- 6) nel capitolo 6 si valida il modello: a tal fine si fa ricorso ad una rete test costituita da due zone e si verifica che le risposte date dal simulatore siano coerenti con i vincoli tecnici del sistema e degli impianti, nonché con i criteri di massimizzazione del profitto delle società e di minimizzazione del benessere sociale;
- 7) nel capitolo 7 si descrivono i dati di ingresso utilizzati per alcune simulazioni condotte al fine di mostrare le potenzialità del modello su un sistema elettrico più complesso ispirato alla situazione italiana esistente in data 15 Ottobre 2008;
- 8) il capitolo 8 riporta gli esiti delle simulazioni effettuate sulla rete le cui caratteristiche sono riportate nel capitolo precedente: in particolare vengono risolti il mercato del giorno prima ed il mercato dei servizi di dispacciamento relativamente a diversi intervalli temporali e si analizzano i comportamenti strategici adottati dalle società di produzione;
- 9) il capitolo 9 conclude questo lavoro e riporta le osservazioni finali.

Infine, nell'Appendice A vengono analizzati i diversi modelli di gioco comunemente usati per modellare il mercato elettrico; nell'Appendice B si riportano nel dettaglio le caratteristiche generali degli algoritmi genetici.

1. Disciplina del Mercato Elettrico

Introduzione

All'inizio del processo di integrazione europea il perseguimento di una politica energetica comune non venne preso in considerazione, e questo sebbene la prima forma di comunità europea (*CECA*: Comunità europea del carbone e dell'acciaio) nacque proprio con lo scopo di regolamentare lo sfruttamento delle due fonti energetiche principali e di sviluppare un mercato comune delle materie prime. Il motivo di tale mancanza deriva dal fatto che al momento della sottoscrizione del *Trattato di Parigi* (18 Aprile 1951) la questione energetica non era ancora percepita nei termini di problematicità attuali. È quindi solo in seguito alla prima crisi energetica degli anni 1973-74 che cominciò ad avvertirsi la necessità di elaborare un mercato unico a livello europeo, capace di attenuare la fragilità insita nel sistema stesso.

Nonostante l'aggravarsi della situazione, le difficoltà nel raggiungere un accordo furono tali da far slittare al 1992 con i *Trattati di Maastricht*, la decisione di attribuire alla comunità europea competenze specifiche in materia di energia.

Bisogna inoltre aggiungere che, inizialmente, l'essenzialità del servizio, nonché le forti economie di scala e la necessità di coordinamento, avevano fatto credere che l'integrazione verticale dell'intera filiera elettrica fosse la migliore strada percorribile. Solamente negli anni '80/'90 del secolo scorso ci si rese conto che in realtà, in un mercato ormai maturo e consolidato, il coordinamento tra le varie attività poteva essere ottenuto anche tramite un mercato concorrenziale.

E' in questo contesto storico e istituzionale che nacque la *direttiva europea 96/92/CE* [1], tramite la quale il legislatore comunitario dette un impulso significativo al processo di liberalizzazione ponendo le basi per la creazione di un mercato unico europeo e stabilendo regole comuni relativamente a produzione, trasporto e distribuzione di energia elettrica [2].

1.1. La nuova organizzazione del settore dell'energia elettrica in Europa

La direttiva europea 96/92/CE regola l'intera sequenza della filiera elettrica, dalla generazione alla distribuzione, non limitandosi solo all'accesso al mercato, ma estendendosi anche alle modalità di organizzazione e funzionamento del settore elettrico [3].

Per quanto riguarda l'attività di *generazione*, la sua liberalizzazione passa attraverso l'attribuzione della possibilità di scelta tra due diverse procedure amministrative, l'autorizzazione e la gara d'appalto.

La direttiva dedica poi particolare attenzione alla *trasmissione* dell'energia elettrica in ragione del fatto che le reti di trasmissione nazionale vengono considerate monopoli naturali. Tale loro caratteristica comporta la necessità di assicurare a tutti gli aventi diritto l'accesso al sistema di trasmissione in condizioni eque e non discriminatorie: a tal fine la direttiva prevede l'obbligo, per gli Stati membri, di designare un soggetto indipendente che gestisca la rete in maniera imparziale, garantisca la sicurezza degli approvvigionamenti, e si occupi della manutenzione e dello sviluppo della stessa. Tale soggetto non deve essere in nessun modo coinvolto con le attività di generazione e distribuzione a fine di garantire l'imparzialità del suo operato.

Per quanto riguarda l'attività di *distribuzione*, dal momento che si avvale di una rete considerata monopolio naturale a livello locale, valgono considerazioni analoghe a quelle viste per l'attività di trasmissione.

La direttiva passa poi a disciplinare l'organizzazione dell'*accesso alle reti* che può essere un accesso negoziato o regolamentato. L'accesso negoziato prevede che produttori e clienti idonei possano negoziare l'accesso con il relativo Gestore al fine di concludere tra loro contratti di fornitura sulla base di accordi commerciali volontari.

Nel caso di accesso regolamentato, invece, il prezzo di accesso alla rete non è liberamente negoziato dalle parti, ma è fissato autoritativamente sulla base di tariffe pubblicate.

Le disposizioni europee richiedono una separazione minima tra le diverse attività della filiera di tipo gestionale, con estensione ad un obbligo di separazione contabile per le imprese elettriche integrate.

Le finalità dichiarate sono quelle di ridurre le asimmetrie esistenti fra i Paesi Membri relative al grado di apertura del mercato, alla possibilità di accedere alle reti energetiche in maniera trasparente e senza discriminazioni, all'esistenza di operatori delle reti effettivamente indipendenti dagli altri protagonisti del mercato, al fatto di avere un regolatore con forti competenze e relativamente slegato dagli interessi dell'industria energetica.

Per mettere d'accordo posizioni nazionali profondamente divergenti tale direttiva pone semplicemente dei principi generali e dei vincoli minimi di apertura alla concorrenza e riorganizzazione del settore, lasciando tuttavia agli Stati membri la facoltà di attuare tali principi con modalità differenti [4].

In particolare l'art. 10 della direttiva riconosce la facoltà di imporre alle imprese elettriche il *principio di servizio pubblico* al fine di garantire l'obbligo di fornitura per i clienti di una data zona a tariffe regolamentate.

La Commissione europea ha evidenziato che l'apertura dei mercati dell'energia, sebbene ancora incompleta ed insoddisfacente, ha già portato ad un ribasso dei

prezzi dell'elettricità rispetto al 1997 da cui hanno tratto beneficio sia le imprese sia i consumatori [5].

1.2. Principali Borse europee

La riorganizzazione del futuro mercato elettrico passa necessariamente attraverso l'introduzione della Borsa dell'Energia Elettrica che, nel processo di liberalizzazione dei mercati in atto in Europa, ha il fine di incrementare il grado di concorrenza nei mercati, garantire minori oneri per le famiglie e le imprese e ridurre il prezzo dell'energia elettrica.

La specificità dell'oggetto delle transazioni economiche in oggetto e l'impossibilità di effettuare stoccaggi di energia elettrica, impongono la messa a punto di un articolato e complesso sistema di regole, istituzioni e mercati al fine di rendere efficiente, affidabile e credibile l'introduzione della logica propria delle Borse Valori nel mercato per l'energia elettrica.

Le borse elettriche si possono distinguere in due macrogruppi [6]:

- A) Borse Elettriche fisiche;
- B) Borse Elettriche finanziarie.

Le *Borse Elettriche fisiche* sono legate alla programmazione e al dispacciamento degli impianti; le principali Borse basate su questo principio base sono:

- IPEX italiano;
- OMEL spagnolo;
- Borse statunitensi.

In linea generale possiamo dire che le borse fisiche presentano caratteristiche simili: hanno infatti tutte un mercato del giorno prima basato su prezzi orari e non obbligatorio; hanno inoltre un sistema di gestione delle congestioni e per il reperimento delle risorse di dispacciamento. Altre peculiarità sono il fatto che i volumi scambiati nel mercato organizzato rappresentano una quota molto significativa delle transazioni fisiche complessive e le borse sono gestite da società direttamente connesse al gestore della rete.

Le principali Borse elettriche europee sono invece di tipo *finanziario* [7]; in questa tipologia rientrano le borse:

- POSERNEXT francese;
- EEX tedesca;
- APX olandese;
- UKPX inglese.

In queste Borse si scambiano contratti finanziari per forniture di base e di picco a cui si affianca un mercato per le contrattazioni orarie che funge da mercato di bilanciamento.

Caratteristiche comuni di queste Borse sono che la programmazione e la gestione sono compiute in maniera autonoma dai Gestori della Rete locale e che, rispetto alle Borse fisiche, ci sono minori volumi scambiati e una maggiore volatilità del mercato. Tali borse si basano su contratti di tipo *futures*, cioè da transazioni a termine negoziate nell'ambito di una Borsa organizzata. I volumi sottostanti il contratto, il luogo dell'eventuale consegna fisica, il periodo della consegna, l'amministrazione fisica e finanziaria del contratto stesso, sono tutti aspetti standardizzati.

Passiamo ora in rassegna alcune delle borse elettriche sopra menzionate al fine di coglierne gli aspetti fondamentali.

1.2.1. Gran Bretagna

La prima borsa elettrica europea è nata in Gran Bretagna nel 1990 grazie al disegno di legge *Electricity Act* approvato dal Parlamento nel 1989 [8]. Il mercato, così come progettato inizialmente, si articolava in un parco di generazione di energia elettrica affidato a tre imprese: due completamente privatizzate, la *National Power* e la *Powergen* ed una di carattere pubblico per la produzione di energia nucleare, appunto *Nuclear Electric*. I dodici enti locali, precedentemente impiegati per la distribuzione monopolistica dell'energia ai consumatori, vennero trasformati in altrettante società private mentre, da ultimo, il sistema di trasmissione di energia ad alta tensione fu assegnato ad una apposita società pubblica in qualità di gestore della rete, la *National Grid Company*. Nel corso degli anni l'autorità di regolamentazione spinse verso una riduzione del grado di oligopolio e ottenne che nessun operatore producesse più del 10% dell'intera capacità del sistema.

Il garante del corretto funzionamento del mercato prese inizialmente il nome di *Pool*: esso aveva il compito di ricevere le curve di offerta dei produttori e, secondo un meccanismo di merito economico basato sul *marginal price*, determinare il prezzo unico dell'energia per le diverse mezz'ore del giorno seguente. Il Pool inglese era un mercato finanziario, obbligatorio e unilaterale, nel senso che imponeva a tutti i generatori in possesso di una licenza di vendere la maggior parte della loro energia mediante il Pool stesso, e permetteva solamente ai venditori di energia di formulare una propria offerta.

Una volta definito il prezzo di offerta si demandava al *NGC (National Grid Company)* il compito di identificare i vincoli di rete e di domanda e definire il

reale programma di dispacciamento dell'energia elettrica per ogni istante della giornata successiva.

La complessità delle regole del Pool e la caratteristica delle offerte non vincolanti (i generatori potevano dichiarare in qualunque momento la propria indisponibilità di produzione rispetto a quanto stabilito nel Pool senza incorrere in alcuna sanzione) rendeva molto facile da parte dei produttori manipolare i prezzi e allo stesso tempo molto difficile intervenire celermente per correggere gli squilibri di mercato. Per questo motivo alla fine degli anni '90 gli organi di regolazione del comparto elettrico ripensano completamente ai meccanismi di interscambio dell'energia e istituiscono il *NETA New Electricity Trading Arrangement*.

Nel *NETA* gli scambi avvengono attraverso tre mercati distinti: uno per i mercati bilaterali a lungo termine, uno a breve e uno di bilanciamento. Per quanto riguarda i contratti bilaterali questi possono essere stipulati privatamente o a prezzo quotato; le contrattazioni di breve termine invece vengono svolte con tre ore e mezzo di anticipo sui tempi reali, mentre gli squilibri vengono gestiti dal NGC. Venne inoltre abrogata la procedura del prezzo unico del Pool a favore di un meccanismo pay as bid.

Gli effetti positivi del *NETA* non si sono fatti attendere: la maggiore fiducia sull'affidabilità del sistema ha aumentato la liquidità del mercato, mentre il prezzo dell'elettricità all'ingrosso si è ridotto del 10% nel primo anno operativo. Nonostante questo, il turnover di nuove società entranti ed uscenti in questi ultimi anni non ha avuto effetti rilevanti sul numero complessivo di operatori esistenti, attualmente pari a 13 soggetti.

1.2.2. Scandinavia

Il primo mercato dell'energia operante su base regionale e con partecipazione attiva sia di domanda sia di offerta si è sviluppato in Norvegia nel 1993 [8]. La Borsa norvegese ha successivamente esteso la sua operatività in tutti i mercati elettrici della penisola scandinava aggregando a sé la Svezia nel 1996, la Finlandia nel 1998 e infine la Danimarca nel 2000.

La riforma norvegese del 1991 sotto molti punti di vista è stata innovativa: innanzitutto l'apertura al mercato è stata immediata e non ha richiesto periodi di transizione; in secondo luogo la liberalizzazione e la separazione del mercato non è passata attraverso la privatizzazione delle aziende ma si è conservata un'ampia persistenza della proprietà pubblica. I principi fondamentali su cui si è basato il riordino del sistema sono stati il diritto di accesso alla rete a terzi, una struttura tariffaria non discriminatoria, la creazione di regole comuni per la gestione delle congestioni e una borsa dell'energia ben organizzata [9]. I

benefici di tale operazione non hanno tardato a manifestarsi con una riduzione e stabilizzazione dei prezzi finali dell'energia.

Il *Nord Pool* è organizzato su due mercati: un mercato spot per le contrattazioni a breve (*ELSPOT*) ed un mercato dei derivati (*ELTERMIN*, *ELOPTION*).

Elspot è un mercato spot per contratti che prevedono la consegna fisica del bene energia ed hanno come scadenza una delle ventiquattro ore del giorno successivo: i prezzi sono determinati separatamente per ogni ora del giorno successivo dal bilanciamento tra offerta e domanda di elettricità.

Nei mercati *ELTERMIN*, *ELOPTION* si contratta energia mediante strumenti derivati che prevedono la consegna di un ammontare di energia prefissato ad un costo prestabilito. I derivati possono essere chiusi o con la consegna di una quantità fisica di elettricità o con lo scambio di denaro. Questo mercato prevede la presenza di una *Nordic Electricity Clearing (NEC)* che garantisce consegna e pagamento di tutte le contrattazioni ponendosi come controparte di ogni operatore.

Il Nord Pool, più ancora che il Pool inglese, viene ora considerata un'esperienza di successo. Le caratteristiche di volontarietà della partecipazione al mercato all'ingrosso, i criteri di formazione dei prezzi e la funzione di garante finanziario hanno fatto del Nord Pool il caso più studiato, al momento di implementare la Direttiva, da parte degli stati membri: nonostante questo nessun'altra zona europea ha visto nascere borse sopranazionali.

1.2.3. Spagna

Il 1999 è l'anno in cui diviene operativa la Borsa Elettrica spagnola (*OMEL: Operadora del Mercado Español de Electricidad*).

L'OMEL è formata da un mercato del giorno prima (basato su di un prezzo marginale non zonale), da sei sessioni di mercati di aggiustamento, da una sessione per la risoluzioni delle congestioni e infine da un mercato per i servizi ancillari. Sebbene le partite di chilowattora possano essere trattate anche fuori dall'OMEL, gli incentivi a partecipare sono tali che quasi tutta la produzione elettrica (circa il 95%) viene offerta nel mercato del giorno prima: questa caratteristica la distingue da tutte le altre borse europee in cui transita mediamente solo il 10% della domanda nazionale.

Il mercato spagnolo è decisamente oligopolistico dal momento che il 60% dell'offerta è rappresentata da due grandi operatori, Endesa ed Iberdrola: nonostante questo, i prezzi sul mercato del giorno prima e sul mercato di aggiustamento sono piuttosto contenuti e poco soggetti alla volatilità, indice del fatto che la regolamentazione affidata alla *CNSE (Comision Nacional del Sistema Electrico)* è efficiente e riesce a contrastare possibili comportamenti speculativi.

1.2.4. Germania

Lo *European Energy Exchange*, meglio noto come mercato *EEX*, rappresenta la Borsa per l'energia in Germania e nacque nel 2002 dalla fusione di due realtà iniziali che si avviarono separatamente nel 2000 [10]:

- *LPX Leipzig Power Exchange* basata su un meccanismo d'asta;
- *FEED Frankfurt European Energy Exchange*, caratterizzata da una modalità di contrattazione bilaterale continua.

Nell'*EEX* la sessione principale riguarda il mercato orario del giorno prima, ma vi è anche la possibilità di fare, sempre il giorno prima, offerte "per blocchi" di ore prestabilite nonché di stipulare *contratti futures elettrici* con scadenze di medio/lungo periodo.

In Germania la Borsa è un ente di natura pubblica supervisionato dal Ministero dell'Economia e del Lavoro in cui il rischio di insolvenza viene contenuto dall'*EEX* stesso e da un pool di banche che agiscono come controparte contrattuale per la transazioni finanziarie.

In questo mercato le transazioni sono realizzate incrociando ordini compatibili: se un ordine di acquisto incrocia un ordine di vendita con prezzo uguale o inferiore o analogamente se un ordine di vendita incrocia un ordine di acquisto con prezzo uguale o superiore, allora il sistema *EEX* automaticamente li associa dando luogo alla transazione.

La procedura di trading giornaliero sul mercato *EEX* è divisa in più sessioni: l'attività di scambio giornaliero inizia con la fase di *pre-trading* in cui non viene eseguita nessuna transazione e in cui i partecipanti alla Borsa possono solo inserire, annullare o cambiare ordini bid-ask. Segue la fase di *trading continuo* in cui l'order Book è aperto e ciascun partecipante al mercato può vedere gli ordini (anonimi) inseriti correntemente nel sistema e può quindi farsi una idea riguardo ai volumi negoziati e al prezzo di valorizzazione dell'energia. In questa fase i partecipanti possono ottimizzare le offerte inserendo nuovi ordini o 'rispondendo' ad ordini esistenti. Durante la successiva fase di *post trading* i partecipanti agli scambi possono utilizzare il sistema *EEX* allo scopo di accedere ai dati al fine di correggerli o cancellarli. Le transazioni chiuse vengono opportunamente processate.

La giornata di trading si conclude con il *batch processing*: questa fase serve di preparazione per la successiva giornata di negoziazione e comprende il calcolo dei margini, il reporting, l'inizio dei flussi di pagamento e la memorizzazione dei dati aggiornati nel sistema *EEX*.

1.3. La situazione Italiana

In Italia la direttiva 96/92/CE viene recepita con il decreto legislativo 16 marzo 1999 n. 79, il cosiddetto *Decreto Bersani* [11], che avvia la liberalizzazione del settore elettrico nazionale, rivoluzionando il quadro normativo previgente caratterizzato dalla assoluta preminenza dell'intervento statale rispetto alla libera concorrenza. Infatti, a partire dalla nazionalizzazione del settore energetico avvenuta nel 1962 con la fondazione di ENEL (Ente Nazionale per l'Energia Elettrica) il modello organizzativo tradizionale si era configurato come un monopolio con forte integrazione verticale tra produzione, gestione delle reti e vendita: infatti era consentita la produzione di energia per l'autoconsumo o per la cessione ad Enel, solo agli impianti alimentati da fonti rinnovabili o assimilate (i cosiddetti CIP6¹).

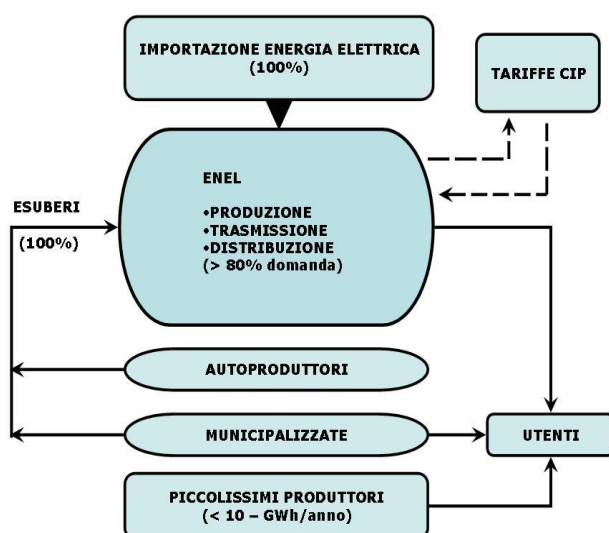


Figura 1.1: Organizzazione del settore elettrico italiano prima della liberalizzazione.

In un panorama di questo tipo il decreto Bersani costituì dunque il primo vero passo verso la realizzazione di un mercato dell'energia efficiente ed equo. Esso, infatti, aprì alla concorrenza in maniera anche molto maggiore rispetto a quanto richiesto dalla Direttiva europea affiancando alla tutela degli interessi pubblici anche la protezione dell'ambiente [12].

La liberalizzazione coinvolge tutte le attività della filiera elettrica in modo diverso e si basa su tre principi fondamentali: pluralità di produttori, accesso non discriminatorio alla rete e libertà di scelta per i consumatori idonei.

L'apertura del mercato dell'energia elettrica passa innanzitutto attraverso la completa liberalizzazione della attività di produzione della stessa: a questo

¹ Legge 9 Gennaio 1991, n. 9.

proposito l'art. 1 comma 1 del decreto legislativo 79/99 stabilisce che "le attività di produzione, importazione, esportazione, acquisto e vendita di energia elettrica sono libere nel rispetto degli obblighi di servizio pubblico contenuti nel presente decreto". Per attuare ciò non si prevede alcuna gara d'appalto, ma il rilascio di una autorizzazione per la costruzione o per l'esercizio di nuovi impianti di produzione dell'energia, così come per la modifica o il ripotenziamento degli impianti esistenti².

Per garantire l'ingresso di nuovi produttori l'art 8 comma 1 del DLgs 79/99 prevede che, a partire dal 1° gennaio 2003, a nessun soggetto sia consentito produrre o importare, direttamente o indirettamente, più del 50% del totale dell'energia elettrica prodotta e importata in Italia³. Tale disposizione, non prevista a livello europeo, si accompagna all'obbligo imposto ad Enel di cedere 15.000 MW della propria capacità produttiva secondo un piano di cessione che deve essere approvato dagli organismi competenti⁴.

Tale cessione rappresentò la fine del monopolio legale di Enel, che tuttavia continua ad essere l'operatore dominante nel panorama nazionale dell'offerta di energia.

Altro provvedimento di particolare importanza fu la trasformazione di Enel in società per azioni⁵ con successiva cessione di parte del capitale a privati: la quota maggiore di capitale sociale di Enel è comunque detenuta dal Ministero dell'Economia e delle Finanze che salvaguarda affinché la società mantenga la qualifica di organismo di diritto pubblico [13].

² In base ai dati pubblicati dal Ministero l'apertura del mercato ha portato nel periodo 2002-2004 al rilascio di autorizzazioni per la realizzazione di nuovi impianti per una capacità complessiva pari a circa 20.000 MW.

³ Secondo la Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta, anno 2003, dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas, la presenza di Enel, risulta contenuta al di sotto del 50 per cento della produzione destinata al consumo (la produzione netta meno la produzione destinata ai pompaggi) solo includendo nel bilancio elettrico l'energia prodotta in impianti CIP 6. Al netto dell'energia CIP 6 il gruppo Enel copre il 56 per cento del mercato.

⁴ Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 4 agosto 1999 "Approvazione del Piano per le cessioni degli impianti Enel SpA", pubblicato nella GU n. 207 del 3 settembre 1999 e approvato dal Ministro del Tesoro, del Bilancio e della Programmazione economica, di concerto con il Ministro dell'Industria, Commercio ed Artigianato.

⁵ Art. 15 del decreto-legge n. 333/1992, convertito in legge n. 359/1992.

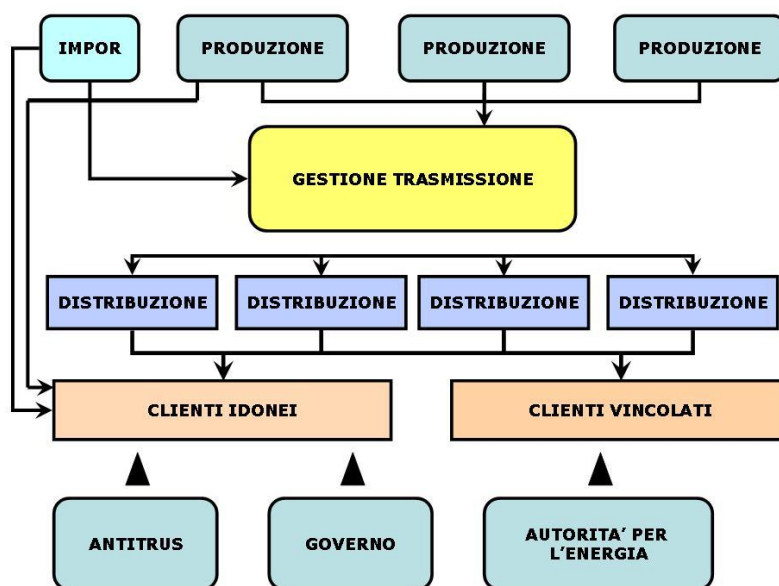


Figura 1.2: Organizzazione del settore elettrico italiano a seguito della liberalizzazione.

Il decreto Bersani prevede inoltre la separazione societaria delle attività di produzione, trasporto, distribuzione e vendita. Tale misura, non imposta dalla direttiva 96/92/CE, consiste nel separare le attività sottoposte alla concorrenza da quelle monopolistiche in modo da evitare che imprese verticalmente integrate vengano gestite in modo poco efficiente e legittimo. Separare la gestione della rete dagli interessi della generazione e della vendita è infatti l'unico modo per permettere un accesso indiscriminato alla rete stessa. Lasciando ad una società del gruppo Enel, per l'esattezza a *Terna S.p.A.*, la proprietà della rete di trasmissione nazionale, si affidò ad un ente statale di proprietà del Ministero dell'Economia e delle Finanze (il *GRTN*: Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale) la gestione della stessa⁶.

Tuttavia, affidare a enti diversi la gestione dei flussi sulla rete e le decisioni riguardanti investimenti e manutenzioni comportò una serie di difficoltà organizzative tali da disporre, già a partire dall'ottobre del 2003, l'unificazione della proprietà e della gestione della rete di trasmissione nazionale, trasferendo a Terna S.p.A tutte le attività del GRTN riguardanti la gestione della rete⁷.

⁶ Art. 1 del decreto legislativo 79/99.

⁷ Art. 1 della legge n.290 recante "Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 29 agosto 2003, n. 239, recante disposizioni urgenti per la sicurezza del sistema elettrico nazionale e per il recupero di potenza di energia elettrica. Deleghe al Governo in materia di remunerazione della capacità produttiva di energia elettrica e di espropriazione per pubblica utilità".

A partire dalla data di efficacia della legge n.290 il GRTN cambiò denominazione e si trasformò in *GSE* (Gestore Servizi Energetici): attualmente i suoi compiti riguardano la promozione e l'incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili ed assimilate, nonché il controllo al 100% della società "Acquirente Unico", del "Gestore dei Mercati Elettrici" e della società "Ricerca sul Sistema Energetico".

L'attività di distribuzione di energia elettrica, al pari di quella di trasmissione, si avvale di una rete che può essere considerata un monopolio naturale su scala locale. Per tale motivo il Decreto Bersani prevede che l'attività di distribuzione sia svolta in regime di concessione trentennale ad un unico operatore, ed impone alle imprese distributrici di connettere alle proprie reti tutti i soggetti che ne facciano richiesta per preservare la caratteristica di servizio pubblico.

Nel processo di strutturazione del mercato elettrico l'Italia ha guardato con interesse alle esperienze di borsa elettrica più significative [14], e forte dei loro insegnamenti si è concentrata sulla realizzazione di un sistema caratterizzato da:

- dispacciamento indipendente dal mercato delle transazioni;
- negoziazioni trasparenti;
- una struttura di tariffe che rifletta i costi marginali di produzione e trasmissione;
- un meccanismo adeguato per la risoluzione delle congestioni su rete;
- un mercato privo di barriere di entrata ed uscita.

L'Italia ha scelto di riformare il mercato elettrico utilizzando un modello strutturale che prevede da una parte la figura dell'Acquirente Unico per gli acquisti di energia agli utenti vincolati o che non hanno espresso libertà di scelta, dall'altra, un mercato libero all'interno del quale possano operare i clienti idonei.

La figura del cliente idoneo nasce in relazione alla volontà di favorire la concorrenza permettendo a dei soggetti autorizzati di acquistare energia elettrica sul mercato libero. Le soglie di accesso al mercato sono fissate in termini di consumi annui: nel 2000 il limite minimo venne posto a 20 GWh; nel 2002 a 9 GWh; nel 2003 l'apertura al mercato venne estesa a tutti i titolari di partita IVA; infine dal 2007 è estesa a tutti.

1.4. La Borsa Elettrica italiana: Disposizioni generali del mercato elettrico

Un mercato elettrico è il luogo dove si incontrano la domanda e l'offerta, e cioè la sede in cui gli operatori possono vendere e comprare con sicurezza,

trasparenza e nella maggiore convenienza economica, energia elettrica. Per operatori si intendono quei soggetti fisici o giuridici dotati di adeguata professionalità e competenza ammessi ad operare sul mercato elettrico o sul mercato dei certificati verdi [15].

Promuovere un mercato elettrico per la gestione degli scambi di energia all'ingrosso è fondamentale per favorire l'ingresso di nuovi operatori e agevolare la competizione all'interno del settore elettrico: per questo motivo il decreto Bersani prevede l'istituzione di un mercato italiano.

Il *Mercato elettrico organizzato*, istituito nel 1999 e definito *IPEX* (Italian Power Exchange) prende forma il 1° Aprile 2004⁸.

L'IPEX è un marketplace telematico per la negoziazione dell'energia elettrica all'ingrosso che si avvale di una piattaforma accessibile in modo sicuro attraverso certificati digitali sulla quale è possibile concludere contratti di acquisto e vendita on-line.

Ciascuna offerta di vendita o di acquisto presentata su uno dei mercati deve corrispondere alla effettiva volontà di immettere o prelevare l'energia elettrica oggetto dell'offerta (o parte di essa in caso di accettazione parziale) nel punto di offerta e per questo motivo deve essere coerente con i vincoli tecnici degli impianti o con l'effettiva possibilità di acquisto⁹.

Per controllare la congruità delle offerte il GME impone che entro il termine di chiusura di ogni mercato ogni utente renda noti i valori dei margini a salire e a scendere relativi ad ogni punto di offerta in modo tale da poter verificare che le offerte sino almeno tecnicamente compatibili con tali margini.

Gli operatori sono tenuti all'adempimento delle obbligazioni assunte sul mercato elettrico anche nel caso di indisponibilità dovuta a forza maggiore di un qualsiasi elemento della rete o dell'impianto.

Solo nel caso insorgano condizioni di emergenza le sedute di mercato possono essere chiuse anticipatamente e il GME può utilizzare, per ogni operatore e per ogni mercato, le offerte presentate la settimana precedente.

Per essere considerate valide le offerte sul mercato elettrico devono riportare una serie di indicazioni tra le quali:

- il codice di identificazione dell'operatore che presenta l'offerta;
- il periodo rilevante a cui l'offerta si riferisce e la tipologia dell'offerta (acquisto/vendita);
- la quantità offerta ed eventualmente l'indicazione di offerta predefinita o bilanciata;

⁸ In un primo momento l'IPEX si configura come un mercato unilaterale in cui la partecipazione attiva viene consentita solo all'offerta; bisogna attendere il 1° gennaio 2005 per avere una borsa in cui anche al domanda può prendere parte attivamente alle negoziazioni.

⁹ Gli utenti del dispacciamento presentano una garanzia a copertura della regolazione dei pagamenti sul mercato elettrico e a copertura dei corrispettivi di sbilanciamento.

- il prezzo unitario relativo alla quantità offerta¹⁰.

Il GME ha facoltà di imporre una serie di sanzioni nel caso in cui ritenga che un operatore abbia avuto dei comportamenti poco idonei. Queste sanzioni dipendono dalla gravità dell'accaduto e possono consistere in:

- un richiamo scritto in forma privata o pubblica;
- una sospensione dal mercato per un periodo prestabilito e prolungabile in caso di recidiva;
- una esclusione dal mercato.

I comportamenti ritenuti poco idonei si riferiscono a:

- negligenza nell'utilizzo dei sistemi di comunicazione e di invio delle offerte;
- ricorso pretestuoso allo strumento delle contestazioni;
- la diffusione di informazioni riservate relative ad operatori terzi, o all'operatore stesso;
- tentativo di accesso non autorizzato ad aree riservate del sistema informatico del GME.

Al termine di ciascuna sessione dei mercati il GME valorizza i programmi orari preliminari di immissione o prelievo risultanti dal MGP, le modifiche a tali programmi orari risultanti da MA e MSD, nonché i corrispettivi dovuti alle transazioni concluse¹¹.

Il mercato elettrico italiano è un mercato fisico in cui vengono definiti i programmi effettivi di immissione e prelievo dell'energia secondo un criterio di merito economico che porta a valorizzare l'energia ad un prezzo di equilibrio zonale definito dall'incontro tra curva di domanda e di offerta.

I dati ed i risultati del mercato, a livello aggregato, sono di pubblico dominio e sono pubblicati sul sito internet del GME. Ogni operatore ha accesso ai dati e ai risultati del mercato che lo riguardano al termine di ogni seduta, mentre le informazioni relative alle offerte di vendita e di acquisto di tutti i singoli operatori devono essere mantenute riservate per un periodo di una settimana.

Ciascun operatore, presa visione degli esiti del mercato, può contestare il processo di accettazione delle offerte inviando una comunicazione a GME entro le ore 16,00 del secondo giorno lavorativo successivo a quello in cui tali esiti

¹⁰ Le quantità ed i prezzi unitari specificati nelle offerte di acquisto e di vendita possono assumere solo valori positivi.

¹¹ Il periodo di fatturazione è il mese di calendario.

sono comunicati all'operatore. Il GME ha l'obbligo di valutare ogni contestazione e di riconoscere all'operatore interessato un indennizzo pari ad danno subito nel caso in cui la contestazione venga ritenuta valida.

Tale mercato non è obbligatorio nel senso che gli operatori possono concludere contratti di compravendita anche al di fuori della borsa attraverso i cosiddetti contratti bilaterali: tali contratti a termine devono però essere registrati all'interno della Piattaforma dei Conti Energia a Termine in modo da poter essere gestiti al fine di esercire la rete nella massima sicurezza¹².

1.5. Il mercato zonale

Il sistema elettrico italiano è un sistema zonale dal momento che è suddiviso in porzioni di reti di trasmissione, definite zone, per le quali esistono limiti fisici di transito dell'energia con le corrispondenti zone confinanti e che possono essere caratterizzati da prezzi di valorizzazione dell'energia differenti.

Le zone sono costituite da aggregati di zone geografiche, virtuali e/o da poli di produzione limitata: ricordiamo che le aree virtuali sono quelle aree senza un diretto corrispondente fisico mentre i poli di produzione limitata sono quelle zone virtuali la cui produzione è soggetta a vincoli per la gestione in sicurezza del sistema elettrico.

I confini fisici delle zone vengono aggiornati periodicamente tenendo conto del piano di sviluppo triennale della RTN e vengono determinati sulla base dei seguenti criteri:

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

Il mercato viene diviso in più zone effettuando il cosiddetto market splitting nel caso in cui uno dei vincoli di rete tra due zone contigue non sia rispettato. L'operazione di market splitting determina la presenza di prezzi zonali differenti

¹² Art. 17 dell'Allegato A alla Delibera AEEG n. 111/06.

e per l'esattezza determina prezzi di equilibrio maggiori nelle zone di importazione, cioè nelle zone in cui si è dovuto far contribuire generatori più costosi per soddisfare la domanda. Questo rende evidente il fatto che facendo leva sull'inadeguatezza della rete, sia possibile esercitare potere di mercato.

In gergo si dice che il meccanismo di market splitting costituisce un'asta implicita per l'assegnazione dei diritti di trasporto intrazonale e questo perché tutte le offerte accettate hanno diritto ad usare la rete, ma questo diritto ha un costo che è implicito nella valorizzazione dell'energia. Esemplicando supponiamo di avere due zone unite da una linea con capacità di trasporto limitata e in cui quindi emergono due diversi prezzi zionali. Sappiamo che il prezzo zonale specifico della zona di esportazione ($p_{z,exp}^k$) è minore rispetto a quello relativo alla zona di importazione ($p_{z,imp}^k$):

$$p_{z,exp}^k \leq p_{z,imp}^k \quad (1.1)$$

Questo implica che un generatore appartenente ad una zona di esportazione venderà l'energia ad un valore specifico minore rispetto ad un generatore che invece è situato nella zona di importazione: questa differenza di guadagno può anche essere vista come un costo, ed è per la precisione definita *corrispettivo per l'uso della capacità di trasporto* (CCT).

Nonostante le zone vengano definite secondo criteri precisi e rigorosi, può accadere che si verifichino congestioni sia interzonali sia intrazonali: per questo motivo è sempre necessario fare una verifica ex-post dello stato della rete reale e prevedere delle risorse per la risoluzione delle congestioni a programma.

A partire dal limite fisico delle linee si determina la massima potenza che è possibile far transitare tra due zone contigue: questa potenza viene definita *TTC* (*Total Trasfer Capacity*).

La TTC è determinata sulla base di un modello di calcolo basato sul bilancio tra la generazione elettrica ed i consumi e dipende, oltre che dalla natura stessa degli elettrodotti, dal criterio di sicurezza adottato, dai profili di generazione e di carico, e dalla disposizione fisica dei punti di immissione e prelievo. Nella valutazione di questo limite contribuiscono anche considerazioni aggiuntive come problemi di instabilità di frequenza che sono specifiche di ogni zona.

Abbiamo prima accennato al fatto che la TTC dipende in grande misura dal criterio di sicurezza adottato: la sicurezza è definita come la capacità del sistema elettrico di resistere a modifiche dello stato di funzionamento del sistema senza che si verifichino violazioni dei limiti tecnici del sistema medesimo. Un sistema è sicuro solamente a fronte di un set predeterminato di perturbazioni che possono riguardare guasti improvvisi o scostamenti della domanda rispetto alle previsioni. I criteri di sicurezza si classificano in base a due macrocategorie:

- criteri *N-m correttivi*;
- criteri *N-m preventivi*.

Un criterio di sicurezza *N-m preventivo* prevede che non siano ammesse violazioni di fronte al verificarsi di m qualsiasi *contingency*; particolareggiando, possiamo dire che siamo in presenza di sicurezza *N-1* preventiva quando tutti i vincoli sono rispettati anche in presenza di UNA qualsiasi *contingency*, mentre abbiamo sicurezza *N* se è garantito il rispetto dei vincoli sono in condizioni di esercizio normale dalla rete. Siamo in presenza di un criterio di sicurezza *N-m correttivo* se a fronte di un set qualsiasi di m perturbazioni è ammessa, per un breve intervallo di tempo τ_s , una violazione dei limiti operativi. L'adozione di un criterio di sicurezza di questo tipo prevede che siano già state definite, per ogni set di possibili perturbazioni, una serie di azioni correttive che portino in brevissimo tempo il ripristino del normale stato operativo.

Al giorno d'oggi le compagnie di trasmissione elettrica tendono ad adottare il criterio di sicurezza *N-1 correttivo* che è un criterio sufficientemente stringente e cui è associato un costo di gestione accettabile.

Notiamo che una rappresentazione semplificata della rete comporta un utilizzo non del tutto ottimale della rete stessa che deve essere caricata meno rispetto alle sue capacità al fine di rispettare tutti i vincoli di sicurezza.

1.6. Vincoli tecnici

Il sistema a rete, per sua stessa natura, è soggetto ad alcuni vincoli tecnici molto stringenti e richiede:

- un bilanciamento istantaneo e continuo tra le quantità di energia immessa in rete e quelle prelevate dalla rete (al netto delle perdite di trasporto e distribuzione);
- il mantenimento della frequenza e della tensione dell'energia in rete all'interno di un intervallo ristrettissimo;
- che i flussi di energia su ogni singolo elettrodotto non superino i limiti massimi di transito ammissibili sull'elettrodotto stesso.

Violazioni anche minime e temporanee da una qualsiasi di queste condizioni possono condurre rapidamente il sistema in crisi.

Le modalità con cui l'energia elettrica viene prodotta, trasportata e consumata complicano ulteriormente la gestione dei flussi sulla rete. Bisogna infatti considerare alcuni fattori determinanti, quali:

- la variabilità, inelasticità e non razionalità della domanda di breve e medio periodo;
- la quasi totale assenza di stoccaggi e l'incapacità degli impianti elettrici di apportare istantanee modifiche alla propria potenza erogata;
- la caratteristica per cui l'energia si ripartisce sulla rete impegnando tutti gli elettrodotti.

L'elevato grado di complessità e il coordinamento necessario per garantire il funzionamento del sistema impongono l'individuazione di un coordinatore centrale dotato di un potere di controllo su tutti gli impianti di produzione facenti parte il sistema.

Ai sensi del decreto Bersani questo soggetto è rappresentato da Terna S.p.A., società per azioni responsabile della trasmissione e del dispacciamento dell'energia elettrica ad alta tensione sull'intero territorio nazionale: a Terna S.p.A. è affidata quindi la gestione in sicurezza della rete di trasmissione italiana ed il coordinamento in tempo reale dei produttori di energia atto a garantire il bilanciamento dei flussi di energia a seguito di una qualsiasi contingency. Per garantire un esercizio in sicurezza del sistema elettrico Terna S.p.A. ha facoltà di modificare il dispacciamento preventivamente predisposto dal Gestore del Mercato Elettrico (GME), società per azioni costituita dal GRTN e interamente controllata dal GSE, responsabile dell'organizzazione e della gestione economica del mercato secondo criteri di neutralità, trasparenza ed obiettività, nonché di concorrenza tra produttori.

Più nello specifico i compiti del GME riguardano:

- la definizione del dispacciamento degli impianti per ogni ora del giorno successivo conoscendo le offerte fatte dagli operatori sulla Borsa Elettrica, lo stato della rete e ipotizzando una curva di domanda di energia;
- l'assegnazione contestuale dei diritti di transito agli operatori di cui si è accettata la produzione.

Il GME esercita le proprie funzioni attenendosi alle Disposizioni tecniche di funzionamento (DTF¹³) secondo modalità trasparenti e non discriminatorie. I finanziamenti necessari alla gestione delle attività vengono forniti dagli operatori del mercato che sono tenuti al versamento di un corrispettivo di accesso, di un corrispettivo fisso annuo e di un corrispettivo per ogni MWh negoziato¹⁴.

¹³ Le Disposizioni tecniche di funzionamento sono disponibili sul sito www.mercatoelettrico.org.

¹⁴ Per il mercato a pronti il corrispettivo di accesso è pari a 7500 €, il corrispettivo fisso annuo è pari a 10000 € mentre il corrispettivo per ogni MWh negoziato varia tra 0.02-0.07 €/MWh in base al volume di energia scambiato. Questi dati sono aggiornati al 2011.

1.7. Il mercato dell'energia

Ogni mercato è caratterizzato da periodiche sedute entro le quali è necessario presentare le offerte che si vuole vengano valutate nella sessione di mercato successiva e si articola in:

- a) mercato a pronti:
- mercato del giorno prima (MGP), dove produttori, traders e clienti finali idonei possono vendere e acquistare energia elettrica per il giorno successivo. Tale mercato si svolge, indicativamente, nella mattinata del giorno precedente al giorno di consegna;
 - mercato infragiornaliero (MI), dove gli operatori possono modificare i programmi definiti in esito al MGP presentando ulteriori offerte di vendita o di acquisto. Tale mercato si svolge subito dopo il MGP, indicativamente nelle prime ore del pomeriggio e in diverse sessioni durante il giorno;
 - un mercato per il servizio di dispacciamento (MSD), dove gli operatori presentano offerte di disponibilità di aumento o riduzione della potenza immessa o prelevata in ogni ora e sul quale Terna si approvvigiona dei servizi di dispacciamento necessari alla gestione ed al controllo del sistema elettrico. A tale mercato possono partecipare solo gli utenti di dispacciamento dei punti di offerta abilitati da Terna.

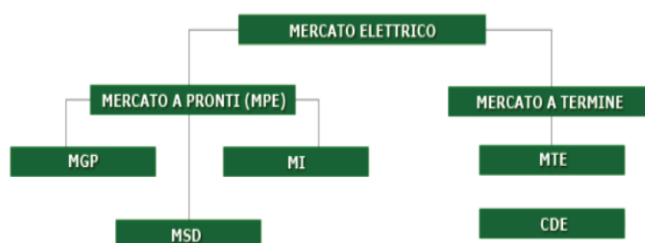


Figura 1.3: Struttura del mercato elettrico italiano.

- b) Mercato a Termine: è la sede per la negoziazione di contratti a termine di tipo Base-load o Perk-load con periodi di consegna dell'energia pari al mese, trimestre o anno (contratti MTE); questi contratti devono essere registrati sulla piattaforma CDE (Consegna derivati energia) e vige l'obbligo di consegna e ritiro fisico dell'energia negoziata.

1.7.1. Il mercato del giorno prima

Sul MGP vengono selezionate offerte di acquisto e di vendita di energia elettrica relative ai periodi rilevanti del giorno di calendario successivo a quello in cui termina la seduta; la relativa seduta si chiude alle 9.00 del giorno di calendario precedente a quello a cui le offerte si riferiscono e si apre almeno nove giorni di prima. Per presentare delle offerte strategicamente sensate gli operatori necessitano di alcune informazioni che vengono ottenute da Terna e comunicate dal GME almeno sessanta minuti prima della chiusura della seduta del MGP. Queste informazioni riguardano:

- i limiti ammissibili dei transiti orari di energia tra le zone geografiche e di interconnessione con l'estero;
- la massima capacità oraria di esportazione di energia dai poli di produzione limitati;
- la stima della domanda oraria di energia elettrica per zona geografica;
- i programmi di utilizzo delle unità di produzione CIP6.

Sul MGP gli operatori possono presentare offerte semplici, multiple o predefinite. Le offerte semplici sono quelle offerte che specificano una singola coppia quantità-prezzo di offerta dell'energia in vendita o acquisto, al contrario le offerte multiple sono costituite da una serie di massimo quattro offerte semplici riferite ad uno stesso periodo rilevante e ad uno stesso punto di offerta.

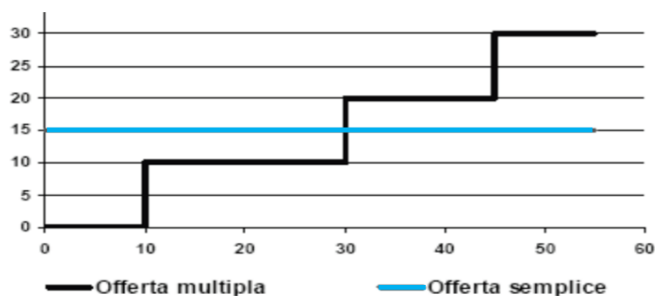


Figura 1.4: Esempi di offerta multipla e semplice.

Le offerte predefinite invece sono costituite da offerte standard che il GME adopera nel caso in cui l'operatore decidesse di non presentare alcuna preferenza. In Italia non sono quindi previste né offerte condizionate né offerte a blocchi, cioè gli operatori non possono esprimere in alcun modo tramite le proprie offerte le esigenze tecniche degli impianti.

Le offerte di vendita esprimono la disponibilità a vendere una quantità di energia non superiore a quella indicata ad un prezzo unitario non inferiore a quello indicato nell'offerta stessa. Analogamente, le offerte di acquisto

esprimono la disponibilità ad acquistare una quantità di energia non superiore a quella indicata nell'offerta ad un prezzo unitario non superiore a quello eventualmente indicato nell'offerta stessa.

Per la costruzione delle curve aggregate le offerte di vendita vengono ordinate per prezzo non decrescente, a partire da quelle con prezzo più basso: sulla base dello stesso principio di ordine di merito si costruiscono le curve di domanda. Nel caso di offerte di vendita e di acquisto aventi lo stesso prezzo, si applicano dei precisi criteri di priorità che non lasciano adito a interpretazioni.

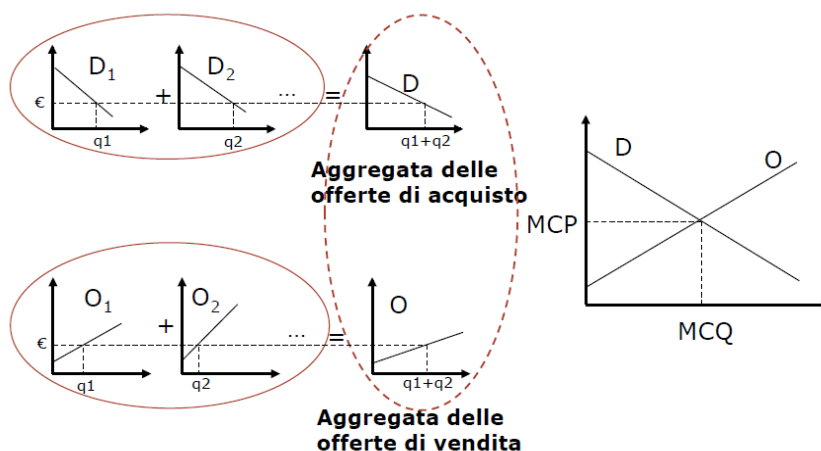


Figura 1.5: Determinazione delle curve di offerta aggregate.

Sulla base di queste curve aggregate l'algoritmo di massimizzazione determina una programmazione provvisoria che massimizza il valore netto delle transazioni e minimizza il prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica.

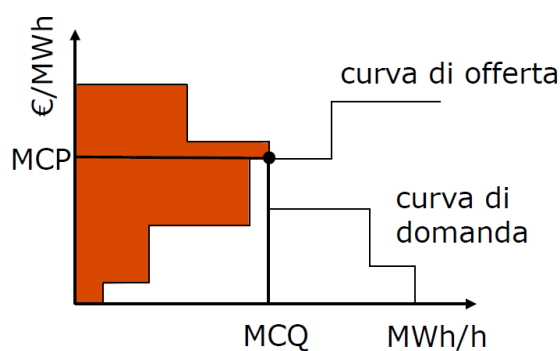


Figura 1.6: Determinazione del punto di equilibrio.

Appare evidente che il dispacciamento comporta l'accettazione esclusivamente delle offerte di vendita con prezzo inferiore al prezzo di equilibrio e delle offerte di acquisto con prezzo superiore a quello di equilibrio.

Se l'algoritmo è obbligato a modificare la programmazione ottenuta per puro merito economico al fine di rispettare i vincoli di rete, il mercato viene separato in più zone. Conseguenza di questo market splitting è, come abbiamo visto, la determinazione di prezzi di equilibrio zonale differenti, cioè di più diversi prezzi di valorizzazione delle offerte di vendita.

Le offerte di vendita accettate sul mercato del giorno prima vengono valorizzate con la regola del prezzo uniforme (*marginal price*) e cioè al prezzo zonale risultante dall'algoritmo di massimizzazione.

In Italia le offerte di acquisto sono invece valorizzate ad un unico valore, il cosiddetto *prezzo unico nazionale* (PUN) che è definito come la media dei prezzi zonali ponderati sulla base dei consumi zonali.

$$PUN = \frac{\sum_{k,i} p_z^k \cdot Q_i^k}{\sum_{k,i} Q_i^k} \quad \forall k_{zona}, i_{nodo} \quad (1.2)$$

Ai fini della determinazione dell'esito del mercato, le offerte di vendita e di acquisto comprendono anche l'energia elettrica scambiata attraverso contratti bilaterali dal momento che essa contribuisce a impegnare una quota di capacità di trasmissione disponibile sui transiti e contribuisce a determinare i consumi in base ai quali è effettuata la ponderazione del PUN. Per garantire che l'energia contrattata al di fuori della Borsa abbia possibilità di essere scambiata le offerte di vendita vengono considerate come offerte a prezzo zero e, analogamente, le offerte di acquisto come offerte senza indicazione di prezzo.

1.7.2. Mercato Infragiornaliero

Il mercato infragiornaliero è la sede di negoziazione nella quale gli operatori possono modificare i loro impegni di acquisto e/o di vendita di energia elettrica e quindi di prelievo e/o immissione nella rete rispetto a quelli contrattati sul mercato del giorno prima.

Questo mercato, definito mercato di aggiustamento prima della riforma del mercato elettrico del 2009¹⁵, ha subito notevoli modifiche nel corso degli anni, modifiche che lo hanno reso più flessibile e adeguato alle esigenze del settore elettrico. Se infatti in un primo momento il MI era costituito da due sole sessioni

¹⁵ Modifiche al testo integrato della Disciplina del mercato elettrico: dell'articolo 10, comma 6, del decreto 29 aprile 2009.

riferite al giorno precedente rispetto a quello di consegna fisica dell'energia, a partire dal 1 gennaio 2011, per aumentare l'integrazione con il MSD, sono state aggiunte due sessioni che si svolgono nel giorno di flusso. Riassumendo quindi ci sono quattro sedute:

- La seduta del MI1 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 stesso.
- 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 stesso.
- 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.
- 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.

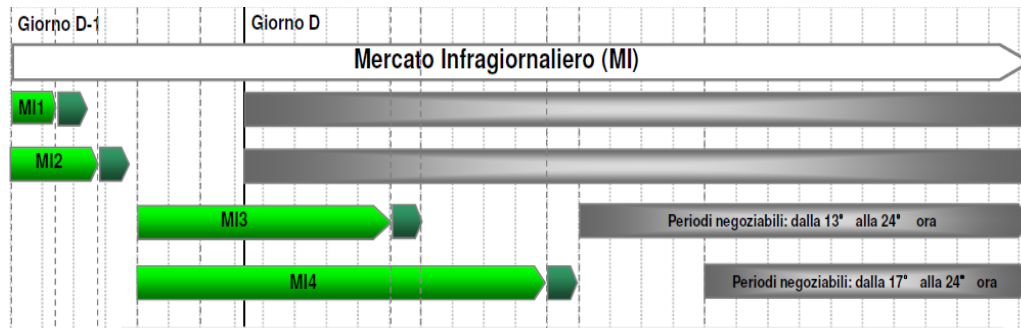


Figura 1.7: Schematizzazione delle sedute del MI.

Almeno 1 ora prima della chiusura di ogni sessione del MA, il GME riceve da Terna e pubblica informazioni relative a:

- margini residui di scambio di energia rispetto ai limiti ammissibili dei transiti orari tra le zone geografiche e tra i punti di interconnessione con l'estero risultanti alla chiusura del MGP;
- capacità oraria residua di esportazione di energia dei poli di produzione limitati risultante alla chiusura del MGP;

Sul MA gli operatori, oltre alle classiche offerte semplici e multiple [16], possono presentare offerte bilanciate, e cioè offerte di vendita a prezzo nullo e/o di acquisto senza indicazione di prezzo che si bilanciano perfettamente con le offerte presentate, anche da operatori diversi, nello stesso periodo rilevante e in punti di offerta riferiti alla stessa zona geografica. Le offerte bilanciate hanno priorità rispetto a tutte le altre offerte a pari prezzo.

Le offerte di acquisto e vendita vengono selezionate sulla base dello stesso criterio descritto per MGP, unica differenza è che le offerte di acquisto accettate sono valorizzate al system marginal price e non al prezzo unico nazionale.

1.7.3. Mercato dei servizi di dispacciamento

Il Mercato del Servizio di Dispacciamento è lo strumento attraverso il quale Terna S.p.A. si approvvigiona delle risorse necessarie alla gestione ed al controllo del sistema, ed è l'unico mercato che funziona lungo un orizzonte temporale prossimo al tempo reale.

Il MSD si articola in una fase di programmazione (MSD ex-ante) e in Mercato del Bilanciamento (MB).

Su MSD ex-ante vengono selezionate offerte di acquisto e vendita relative ai periodi rilevanti del giorno di calendario successivo a quello in cui termina la seduta. Terna accetta offerte di acquisto e vendita di energia al fine di approvvigionare la riserva, risolvere le congestioni a programma e mantenere il bilanciamento tra immissioni e prelievi di energia sulla rete.

Il Mercato del bilanciamento (MB) è la sede in cui vengono selezionate offerte di acquisto e vendita relative ai periodi rilevanti del giorno di svolgimento di MB; si svolge in più sessioni nelle quali Terna accetta offerte di acquisto e vendita di energia al fine di svolgere il servizio di regolazione secondaria e mantenere il bilanciamento, nel tempo reale, tra immissioni e prelievi di energia. Per gestire il mercato dei servizi di dispacciamento Terna deve avere informazioni riguardo all'esito dell'MGP e ai dati tecnici delle unità, e deve fare ipotesi circa la domanda di energia elettrica, la produzione da fonte rinnovabile non programmabile e il fabbisogno di riserva secondaria e terziaria.

Per ogni servizio del dispacciamento esistono criteri specifici per individuare quali utenti sono abilitati: in generale si può affermare che le sono tenuti a partecipare all'MSD le UP rilevanti¹⁶ che:

- 1) sono connesse alla RTN;
- 2) non sono alimentate da fonti rinnovabili non programmabili;

¹⁶ Le UP rilevanti sono le UP con potenza complessiva dei gruppi di generazione associati non inferiore a 10 MVA e che sono inserite in un contesto che rende possibile l'erogazione su rete di una potenza almeno pari a tale valore.

- 3) sono modulabili;
- 4) sono in grado di variare la propria produzione entro un certo tempo massimo e di un certo quantitativo minimo.

Nel caso al gestore non pervengano offerte di alcun genere, esso ha la facoltà di imporre delle offerte predefinite. Esistono alcune eccezioni che esentano totalmente o parzialmente alcune unità dall'obbligo di presentare delle offerte. Ad esempio sono esentate le unità idroelettriche che dimostrino di operare in condizioni idro-geologiche tale da comprometterne la flessibilità, oppure gli impianti soggetti a particolari vincoli tecnologici o ambientali.

Il periodo rilevante per le UP non abilitate al Mercato per il servizio di dispacciamento è pari all'ora, mentre per le unità di produzione abilitate è pari al quarto d'ora.

1.7.3.1. Dati tecnici

Ciascuna UP rilevante deve essere registrata e iscritta nel Registro delle unità di produzione (RUP) e deve rendere noti i dati tecnici dei gruppi di generazione costituenti le UP ed in particolare:

- 1) potenza massima e minima erogabile definita nelle normali condizioni di funzionamento e al netto della potenza assorbita dagli ausiliari nonché rispettivamente diminuita della semibanda di regolazione primaria (MW);
- 2) gradiente di potenza a salire e a scendere (MW/min);
- 3) tempo di risposta definito come il tempo necessario per iniziare ad eseguire le variazioni di potenza richieste da Terna;
- 4) tempo di avviamento: tempo per il raggiungimento della potenza minima della unità di produzione nell'ipotesi che tutti i gruppi dell'unità di produzione siano originariamente fuori servizio (min)¹⁷;
- 5) tempo di rampa: è il tempo per il raggiungimento della potenza minima dell'unità di produzione a partire dal momento in cui l'unità di produzione viene messa in parallelo; esso deve essere inferiore a dei valori soglia definiti da Terna;

¹⁷ Per le unità termoelettriche diverse da turbogas a ciclo aperto, il tempo di avviamento deve essere pari a un multiplo, eventualmente nullo, di 15 minuti.

Tabella 1.1: Tempo di rampa massimo per diverse tecnologie.

Sottotipo di unità di produzione	Intervallo di appartenenza della potenza minima (MW)	Tempo di rampa massimo (min)
Combinato	$P_{min} \leq 120$	60
Combinato	$P_{min} > 120$	180
Diverso da Combinato	$P_{min} \leq 40$	60
Diverso da Combinato	$40 < P_{min} \leq 150$	120
Diverso da Combinato	$P_{min} > 150$	180

- 6) tempo di derampa: tempo per lo spegnimento dell'unità di produzione a partire dal momento in cui l'unità di produzione è al minimo tecnico sino allo zero;
- 7) tempo di arresto: deve rispettare alcuni vincoli (vedi tab. 1.2);

Tabella 1.2: Tempo di arresto massimo per diverse tecnologie.

Sottotipo di unità di produzione	Tempo di arresto massimo [min]
Termoelettrico Combinato	45
Termoelettrico Tradizionale non carbone	45
Termoelettrico Tradizionale carbone	60
Termoelettrico Turbogas a ciclo aperto	10
Altre unità termoelettriche	10
Altre unità	5

- 8) semibanda di riserva secondaria (MW);
- 9) tempo minimo di permanenza in servizio che per le unità termoelettriche generiche è pari a 4 ore, mentre per le unità diverse da TG è pari a 12 ore;
- 10) tempo minimo di permanenza fuori servizio (min);

Tabella 1.3: Tempo minimo di permanenza fuori servizio.

Sottotipo di unità di produzione	Tempo di permanenza fuori servizio (min)
Tradizionale a carbone	720
Tradizionale non a carbone	360
Altre tipologie	240

Ogni qualsiasi modifica rispetto ai dati ufficialmente registrati deve essere per tempo comunicata e motivata.

1.7.3.2. Risorse per il dispacciamento

Vediamo ora nel dettaglio quali sono le risorse che vengono contrattate nel MSD al fine di esercire in sicurezza il sistema elettrico.

1.7.3.2.1. Risorse per la risoluzione delle congestioni in fase di programmazione

Servono per eliminare le congestioni generate dai programmi aggiornati di immissione e prelievo e consistono nell'accettare modifiche rispetto ai propri programmi aggiornati.

1.7.3.2.2. Risorse per la riserva secondaria di potenza

Servono per compensare gli squilibri tra domanda e offerta di energia elettrica e mantenere la frequenza al valore nominale; consistono quindi nel rendere disponibile, eventualmente accettando modifiche al proprio programma aggiornato, una semibanda di riserva secondaria e nell'asservire tale banda automaticamente a Terna. La banda di riserva secondaria per le unità termoelettriche è pari al maggior valore tra $\pm 10\text{MW}$ e $\pm 6\%$ della potenza massima.

Il fabbisogno di riserva secondaria di potenza attiva è calcolato come:

$$R_{\text{secondaria}} = -150 + \sqrt{150^2 + 10 \cdot C} \quad [MW]$$

dove C è il carico.

Le UP abilitate devono presentare delle offerte con obbligo di prezzo, mentre la quantità delle offerte può essere non esplicitata o pari a zero.

1.7.3.2.3. Risorse per la riserva terziaria di potenza a salire e a scendere

Servono per costituire opportuni margini di riserva rispetto alla potenza minima o massima nel programmi cumulati aggiornati; tali margini sono eventualmente attivati nel contesto del servizio di bilanciamento. La riserva terziaria si divide in riserva Pronta e di Sostituzione: la riserva è definita Pronta se può essere immessa o prelevata dalla rete entro 15 minuti dalla richiesta del gestore e ha lo scopo di ricostituire la banda di riserva secondaria di potenza. La riserva di

Sostituzione invece è costituita da quegli incrementi o decrementi di produzione che possono essere sostenuti senza limitazione di durata e che servono a ricostituire la riserva terziaria pronta. La determinazione del fabbisogno di riserva terziaria necessaria deve essere sufficiente per fronteggiare il più gravoso tra una serie di eventi considerati non simultanei che riguardano principalmente indisponibilità di elementi particolari e di errori di previsione della domanda.

1.7.3.2.4. Risorse per il bilanciamento

Servono per mantenere l'equilibrio tra le immissioni ed i prelievi di energia elettrica e quindi per ripristinare i corretti margini di riserva secondaria e consistono nell'attivare per tempo le risorse per la riserva terziaria di potenza.

1.7.3.2.5. Stoccaggio di energia per la sicurezza del sistema

Serve per la gestione delle esigenze di bilanciamento e per la gestione di pronunciati gradienti di carico ed è fornito dalle unità idroelettriche di pompaggio.

1.7.4. Vincoli relativi alle offerte

Per permettere la convergenza in tempi ragionevoli del processo di selezione delle offerte, tali offerte devono soddisfare alcuni precisi vincoli.

Il primo vincolo riguarda il numero massimo di coppie quantità prezzo che è possibile presentare per ciascuna ora: ciascuna UP per ciascun periodo orario del giorno di riferimento deve presentare offerte costituite da:

- 1) 1 prezzo per l'offerta in acquisto e in vendita di Riserva secondaria;
- 2) almeno 1 e fino a 3 coppie quantità-prezzi per gli Altri Servizi;
- 3) 1 prezzo per l'offerta di minimo, accensione e spegnimento.

L'altro vincolo riguarda l'impossibilità di offrire prezzi e quantità negative (ad eccezione del prezzo di spegnimento) e l'obbligo di presentare delle curve di offerta che siano convesse:

- 1) i prezzi delle offerte in vendita devono essere non inferiori ai prezzi delle offerte in acquisto;

- 2) il prezzo dell'offerta di Minimo (Spegnimento) deve essere non superiore al prezzo di ciascuna delle offerte in vendita (acquisto) per Altri servizi;
- 3) il prezzo di Accensione non può assumere valore superiore ad un cap ottenuto sulla base delle caratteristiche tecniche della specifica unità;
- 4) il prezzo di Spegnimento deve essere non inferiore al cap di spegnimento definito dall'AEEG.

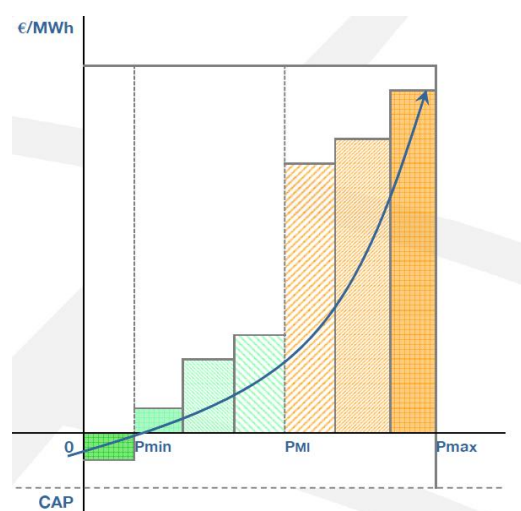


Figura 1.8: Rappresentazione di una curva di costo convessa.

Prima di procedere alla determinazione dell'esito del mercato, il Gestore verifica che le offerte soddisfino tutti i vincoli previsti e, nel caso di mancato rispetto, li modifica opportunamente.

Le regole qui descritte sono entrate in vigore a partire dal 1° gennaio 2010: prima della riforma DM 29 aprile 2009 era possibile fare offerte singole e solo su fasce orarie.

A differenza del MGP e del MI in questo mercato nel processo di selezione delle offerte il Gestore deve considerare anche le caratteristiche tecniche delle unità. Tale mercato deve essere quindi risolto contestualmente sulle 24 ore al fine di garantire la compatibilità della programmazione con i vincoli della rete e degli impianti. In particolare è necessario rispettare:

- le quantità orarie offerte;
- la semibanda di riserva secondaria;
- la capacità di generazione massima e minima;
- la rampa di presa di carico;

- il gradiente a salire e a scendere, limitatamente alle UP termoelettriche;
- il vincolo di permanenza in servizio delle UP termoelettriche, diverse da turbogas a ciclo aperto (che è comunque non superiore alle 12 ore);
- il periodo di avviamento che decorre dall'ora della comunicazione di avviamento da parte del Gestore.

Questo mercato si avvale di una remunerazione pay as bid che viene riconosciuta non per la riserva garantita ma solo per gli spostamenti effettuati rispetto alla programmazione definita dall'ultima sessione del MI.

MPE	Mercato del Giorno Prima	 Mercati di Aggiustamento	Mercato dei servizi di dispacciamento	
Risorsa scambiata	Energia	Energia	Energia per la risoluzione delle congestioni e per i margini di riserva	Energia per il bilanciamento in tempo reale
Operatori ammessi a partecipare	Operatori di Mercato (per tutti i punti in immissione e prelievo)	Operatori di Mercato (per tutti i punti in immissione e prelievo)	Utenti del dispacciamento	Utenti del dispacciamento
Prezzo	Prezzo di equilibrio	Prezzo di equilibrio	Prezzo offerto	Prezzo offerto

Figura 1.9: Schema riassuntivo dei mercati dell'energia elettrica.

Tabella 1.4: Schema riassuntivo delle diverse sessioni di mercato.

	MGP	MI1	MI2	MSD1	MB1	MB2	MI3	MSD2	MB3	MI4	MSD3	MB4	MB5
Reference day	D-1				D								
Preliminary information	08.00	12.30	15.00	n.a.	n.a.	n.a.	07.30	n.a.	n.a.	11.30	n.a.	n.a.	n.a.
Opening of sitting	08.00**	10.30	10.30	15.30	°	23.00*	16.00*	°	23.00*	16.00*	°	23.00*	23.00*
Closing of sitting	09.00	12.30	15.00	17.00	°	04.30	07.30	°	10.30	11.30	°	14.30	20.30
Individual results	10.30	13.00	15.30	21.00	#	#	08.00	10.00	#	12.00	14.00	#	#
General results	10.30	13.00	15.30		##	##	08.00	##	##	12.00	##	##	##

1.8. Il mercato finanziario in Italia

In Italia accanto al mercato fisico esiste un mercato finanziario nel quale vengono negoziati contratti di natura diversa che coprono le varie forme di rischio legate alla variabilità dei prezzi e delle quantità di mercato. L'utilità di

tali contratti consiste nel fatto che si blocca il prezzo del prodotto sottostante fino alla data di consegna al fine di renderlo immune dal rischio di volatilità e cioè immune dal rischio di un imprevedibile aumento o diminuzione. Il contratto *forward* più conosciuto è il cosiddetto contratto alle differenze CFD (*Contract for Difference*): esso consente alle controparti (un produttore e un consumatore) di fissare ex-ante un prezzo (*strike price*), rispettivamente di vendita e di acquisto per un dato quantitativo di energia elettrica e per un periodo di tempo determinato. Il giorno della scadenza del contratto le due controparti si impegnano a liquidare una somma di denaro che è pari alla differenza tra il valore *strike price* del contratto stesso e il prezzo di equilibrio dell'energia.

Altri strumenti puramente finanziari sono gli FTR¹⁸, *financial transmission rights*, che sono contratti allocati da Terna tramite asta che permettono di stabilizzare il valore del diritto di trasporto.

Essi prevedono che il detentore del contratto riceva se positiva o versi se negativa la differenza tra il prezzo zonale e il prezzo unico nazionale.

¹⁸ In Italia gli FTR sono più comunemente noti come CCC, contratti di copertura del rischio di volatilità del corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto.

2. Il modello S.F.E.

Introduzione

La *liberalizzazione* dei mercati elettrici ha cambiato profondamente il funzionamento dell'intera filiera elettrica: da una gestione centralizzata, attuata dalle vecchie società elettriche verticalmente integrate sulla base della minimizzazione dei costi di produzione e di dispacciamento, si è passati ad una situazione decentralizzata nella quale una molteplicità di soggetti indipendenti cerca di massimizzare il proprio profitto.

In un contesto in cui i soggetti decisionali sono molteplici e in cui ogni produttore è libero di stabilire una propria strategia sia per quanto concerne l'accensione-spegnimento degli impianti (*unit commitment*), sia per quanto riguarda le coppie prezzo-quantità presentate nel mercato, i prezzi d'offerta dell'energia non rispecchiano più i costi, ma nascono da un *trade-off* tra la necessità di massimizzare la quantità di energia venduta e la volontà di innalzare il più possibile i prezzi di vendita.

In considerazione dei mutamenti strutturali sopra accennati, la modellistica dei mercati elettrici ha subito una forte evoluzione negli ultimi anni, e il problema di ottimizzazione multi obiettivo e multi decisore è stato affrontato in modo diverso con una vasta gamma di metodi che ci proponiamo di presentare in questo capitolo.

2.1. Le metodologie per la simulazione dei mercati elettrici

Come abbiamo evidenziato nel capitolo introduttivo, la riforma del settore elettrico ha, da un lato, influenzato il modo di operare delle imprese produttrici, dall'altro, richiesto la presenza di un regolatore che arginasse l'emergere di problemi legati all'abuso di potere di mercato. Ciascuno di questi soggetti è caratterizzato da interessi ed obiettivi specifici che, per essere raggiunti, devono essere supportati da strumenti adeguati. Gli strumenti cui ci riferiamo sono i simulatori del mercato elettrico che possono presentare caratteristiche diverse in base alle esigenze dell'utilizzatore:

- orizzonte temporale: la simulazione può prendere in esame un orizzonte pluriennale (lungo termine), annuale (medio termine), o settimanale/giornaliero (breve termine);
- livello di dettaglio del sistema elettrico rappresentato: le caratteristiche delle varie imprese di produzione e la definizione dei vincoli tecnici può essere data a livelli crescenti di accuratezza;

- livello di dettaglio della struttura di mercato: è possibile modellare la struttura di mercato in tutti i suoi dettagli o limitarsi alla rappresentazione del mercato dell'energia.

Gli *approcci* più comuni per la simulazione dei mercati elettrici sono di quattro tipi:

1. estrapolazione di risultati futuri di mercato a partire da serie storiche utilizzando modelli in grado di gestire la stocasticità di eventi;
2. analisi dei dati ed individuazione di indici e di particolari aggregazioni di dati;
3. modelli di ottimizzazione che calcolano soluzioni ai minimi costi: tali modelli venivano adottati ai tempi delle società verticalmente integrate e sono attualmente rivisti in termini di minimizzazione della spesa ed includono, oltre ai termini che tengono conto dei costi variabili di produzione, alcune ipotesi sulle strategie adottabili delle diverse società;
4. modelli di teoria dei giochi in cui ciascun leader di mercato risolve un suo problema di ottimizzazione ed è rappresentato da un processo decisionale a sé stante. Le interazioni tra i vari market *players* all'interno del mercato, anch'esso rappresentato come processo di ottimizzazione, portano ad un equilibrio di Nash, inteso come punto dal quale nessun giocatore ha convenienza a deviare unilateralmente. A differenza dell'approccio classico, in cui esiste un unico problema di ottimizzazione, con la teoria dei giochi ciascun produttore risolve un problema di massimizzazione dei profitti e l'equilibrio viene raggiunto facendo interagire tutte le soluzioni ottenute.

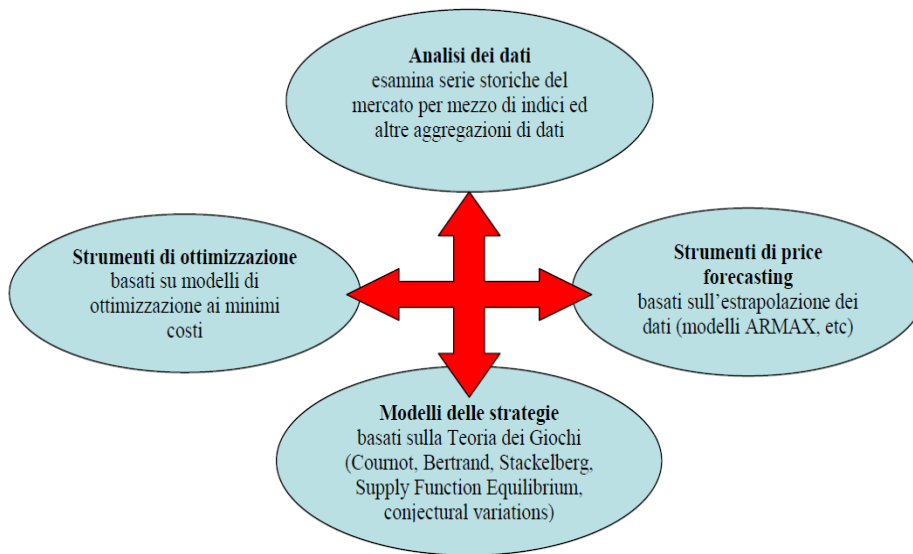


Figura 2.1: Approcci per la simulazione dei mercati elettrici.

2.2. La teoria dei giochi

La *teoria dei giochi* [17] [18] [19] è la branca della ricerca operativa che si occupa dei processi decisionali a molti decisori, a molti obiettivi (uno per ciascun decisore) e ad informazione completa o incompleta.

Nel caso particolare oggetto del nostro studio i giocatori sono le società di produzione che formulano offerte di vendita di energia (in termini di coppie quantità-prezzo) nella borsa: il gioco consiste nella massimizzazione dell'utile perseguita a turno da ciascuna società.

La teoria dei giochi, risalente al 1944 e introdotta da John von Neumann e Oskar Morgenstern [20], è una branca della ricerca operativa che si occupa di modelli matematici all'interno dei processi decisionali caratterizzati da una interazione strategica tra i diversi giocatori. I due ideatori, oltre a formalizzare il concetto di gioco, diedero un rigore formale al concetto di utilità e ricavarono la soluzione per una classe particolare di giochi a due giocatori, quella dei giochi a somma nulla¹⁹.

Successivamente, John Nash [21], formulando l'omonimo concetto di equilibrio, permise di generalizzare la teoria dai giochi a due giocatori a quelli a molti giocatori.

In seguito, Reinhard Selten [22], ampliò il concetto di equilibrio di Nash estendendolo ai giochi dinamici, mentre John Harsanyi [23] passò a considerare i giochi ad informazione incompleta.

¹⁹ In un gioco a somma nulla l'utilità di un giocatore è pari alla perdita dell'altro.

La teoria dei giochi risulta quindi utile per analizzare situazioni di tipo economico in cui si verifica una interazione tra soggetti, ciascuno dei quali persegue una propria strategia, modificando le proprie variabili decisionali in modo da massimizzare una propria funzione obiettivo sulla base di informazioni, in genere parziali, riguardo alle strategie dei propri avversari.

Nell'approccio della teoria dei giochi non ha più senso parlare di decisione ottima, in quanto il risultato ottenuto da ogni decisore dipende anche dalle scelte degli altri. Si preferisce, dunque, parlare di *punto di equilibrio*, intendendo con ciò l'insieme di scelte (una per ogni giocatore) da cui nessun giocatore ha interesse a spostarsi.

Il singolo decisore risolve un problema del tipo:

$$\max_{a^i} F[a^1, a^2, \dots, a^k] \quad a^i \in A \quad \forall i \quad (2.1)$$

dove a^i è la i -esima *alternativa* (valorizzazione di una variabile decisionale), F la funzione che calcola l'utilità delle diverse alternative ed infine A è il dominio delle possibili soluzioni. Se il numero di alternative è finito il gioco si dice *discreto*, altrimenti si dice *continuo*.

Strategia è l'insieme di principi che determinano quale scelta viene effettuata dai giocatori in ogni realizzazione del gioco. Se la mossa è la stessa in ogni partita, si parla di *strategie pure* (ad esempio, giocare sempre pari o sempre dispari), altrimenti si parla di *strategie miste* e si definisce una probabilità associata ad ogni alternativa (ad esempio, giocare pari il 60% delle volte e dispari il 40% delle volte).

Prendendo come riferimento una situazione di oligopolio non cooperativo, i modelli classici dei sistemi oligopolistici studiano gli *equilibri di Nash*²⁰ che si creano a seguito della dinamica delle strategie dei diversi soggetti.

Il teorema di Nash assicura che tutti i giochi caratterizzati da un numero finito di strategie per ogni giocatore hanno almeno un equilibrio di Nash; sull'unicità non si può, invece, formulare alcun risultato generale. Molti giochi hanno molteplici equilibri di Nash e si tratta di stabilire quale di questi sia il più ragionevole, con riferimento al caso specifico.

Riguardo invece al raggiungimento delle condizioni di equilibrio ci sono varie spiegazioni, tutte piuttosto qualitative; le più significative sono:

- l'equilibrio di Nash può essere immaginato come il risultato di un accordo raggiunto a priori tra i giocatori. Tale accordo è stabile perché nessun giocatore ha interesse a modificare unilateralmente la propria strategia;

²⁰ Un equilibrio di Nash è tale che nessun giocatore ha incentivo a modificare unilateralmente la propria strategia, perché è la migliore possibile a fronte di quelle giocate dagli altri giocatori.

- se ogni giocatore, prima di stabilire la propria strategia, riflette sulle possibili strategie degli avversari e immagina che anche le imprese rivali puntino ad una strategia ottima, allora il risultato del processo è sicuramente un equilibrio di Nash;
- l'equilibrio di Nash potrebbe essere il risultato di un lungo processo di *trial and error*, nel quale ogni giocatore a turno modifica la propria strategia finché si raggiunge un punto in cui nessuno ha più convenienza a modificarla. In realtà, quest'ultima giustificazione, richiede che il processo iterativo sia stabile, cioè tenda ad un equilibrio.

Supponendo che, come nel caso dell'energia elettrica, i prodotti delle diverse società siano fra loro indistinguibili nella sostanza e nella visione degli acquirenti, le uniche variabili decisionali sono *prezzo* e *quantità*.

Nell'Appendice A abbiamo, per completezza, passato in rassegna i diversi modelli di gioco che vengono comunemente usati per modellare il mercato elettrico. In questo capitolo approfondiamo invece il modello Supply Function Equilibrium, cioè il modello che abbiamo implementato nel lavoro di tesi per rappresentare le interazioni strategiche tra le imprese produttrici di energia.

2.3. Il modello supply function equilibrium

Il tentativo di svincolarsi dai modelli classici, nei quali la strategia dei produttori era basata o solo sulle quantità, o solo sui prezzi d'offerta, ha portato a formulare il concetto di *supply function* [24] [25]. Tali modelli, partendo dall'osservazione che le offerte sono costituite da più punti prezzo-quantità che, uniti tra loro, costituiscono una curva (detta appunto *supply function*), sviluppano una teoria che dovrebbe permettere di ricavare tale curva come soluzione di una equazione differenziale [26].

Le Supply Function Equilibria consentono di ottenere un modello molto più flessibile e adeguato alla descrizione del mercato elettrico dal momento che in esso le imprese competono sia nel prezzo sia nella quantità.

L'idea alla base dei SFE è quella di rendere più flessibili i modelli classici che presuppongono che le società fissino le quantità da produrre (modello di Cournot) oppure i prezzi (modello di Bertrand). Poiché ogni produttore è costretto a decidere la propria strategia prima di conoscere la effettiva realizzazione della curva di domanda, per lui è più facile specificare tale strategia in termini di un insieme di coppie quantità-prezzo. Queste coppie di punti formano una curva, detta *supply function*, che specifica la strategia d'offerta dell'oligopolista. Le variabili decisionali di ogni impresa sono

costituite dai parametri φ_f ²¹ che definiscono la sua curva di offerta e quindi $S_f = q_f(p, \varphi_f)$: esemplificando, nel caso di funzione di offerta lineare $q_f = a + b \cdot p$, i parametri φ_f sono l'intercetta a e la pendenza b della curva di offerta.

La strategia per il produttore i è formalmente una funzione che traccia il prezzo per ogni livello di output, indipendentemente dal tempo t e il suo dominio è quindi $S_i: [0, \infty) \rightarrow (-\infty, \infty)$. Come vedremo può essere utile e, talvolta necessario, introdurre un price cap: in questo caso abbiamo $S^k: [0, \bar{p}) \rightarrow (-\infty, +\infty)$.

Scrivendo le condizioni analitiche che la supply function deve soddisfare, si ricava un'equazione differenziale (la cui soluzione fornisce la supply function stessa) invece del set di equazioni algebriche che si ottenevano mediante l'approccio di Cournot e Bertrand.

E' fondamentale osservare che un SFE è un equilibrio di Nash nelle strategie SF, ovvero un set di supply functions $\{S_i(p)\}$, una per ogni produttore, la cui scelta massimizza il profitto di quel produttore, date le supply functions scelte dagli altri produttori.

2.4. Il modello di Klemperer e Meyer

L'approccio delle *supply functions* nasce da un articolo di Klemperer e Meyer che modella condizioni di oligopolio in presenza e in assenza di incertezza sulla domanda [24]. In questa prima formalizzazione la domanda residuale è definita come $Q = D(p, \varepsilon)$ ²², dove la variabile ε è scalare, casuale, strettamente positiva, ed indica il grado di incertezza della stessa. Ogni ε assicura una curva di domanda unica.

Le due imprese partecipanti al mercato presentano due funzioni di costo identiche, in funzione della quantità, $Q \rightarrow C(Q)$.

Utilizzando il modello [24] la funzione di costo è per ipotesi una funzione quadratica convessa:

$$C_i(q_i) = \frac{1}{2} \cdot c_i \cdot q_i^2 + a_i \cdot q_i \quad (2.2)$$

²¹ I parametri φ_f per l'esattezza definiscono la *forma funzionale* della funzionale di offerta.

²² Nel caso di domanda certa la domanda residuale è definita semplicemente come $Q = D(p)$

Dove c_i, a_i sono coefficienti strettamente maggiori di zero.

Da questo se ne deduce che la funzione di costo marginale è affine e della forma:

$$\frac{dC_i}{dq_i} = c_i \cdot q_i + a_i \quad (2.3)$$

Per ogni curva di domanda residuale definita dal parametro ε , si ricava quindi il punto di dispacciamento ottimo che massimizza il profitto, rappresentato da coppie quantità-prezzo per il singolo produttore: unendo tutti questi punti si ricava la SF desiderata.

Si consideri quindi una situazione di duopolio, in cui due produttori A e B scelgono le rispettive SF $S_A(p(t))$ e $S_B(p(t))$, cioè le rispettive quantità, in funzione del prezzo e del periodo in cui vengono offerte $p(t)$; tali funzioni devono essere monotone crescenti e due volte differenziabili.

La domanda totale sarà quindi data dalla somma delle due funzioni:

$$D(p(t), \varepsilon) = S_A(p(t)) + S_B(p(t)) \quad (2.4)$$

Supponendo che il produttore A stimi una quantità offerta dal produttore B pari a $\overline{S_B(p)}$, esso dovrà coprire (per effetto dell'equazione di bilancio tra domanda e offerta) una domanda residuale pari a $S_A'(p) = D(p(t)) - \overline{S_B(p)}$.

L'obiettivo che si pone ogni produttore è la massimizzazione del proprio profitto Π e quindi nello specifico il produttore A vorrà massimizzare il proprio ritorno economico $\Pi_A(p)$:

$$\Pi_A(p) = p \cdot S_A'(p) - C \cdot S_A'(p) = p \cdot [D(p(t)) - \overline{S_B(p)}] - C \cdot [D(p(t)) - \overline{S_B(p)}] \quad (2.5)$$

$$\begin{aligned} \frac{d\Pi_A(p)}{dp} = 0 &= \frac{d(p \cdot S_A'(p) - C \cdot S_A'(p))}{dp} = \\ &= D(p(t)) - \overline{S_B(p)} + (p - \frac{\partial C}{\partial p}) \cdot \left[\frac{\partial D(p)}{\partial p} - \frac{d\overline{S_B(p)}}{dp} \right] = 0 \end{aligned} \quad (2.6)$$

dove si indica con C il costo di produzione sostenuto dalle società di generazione.

La SF che si ottiene è dunque²³:

$$\frac{dS_B}{dp} = S_B'(p) = \frac{S_A}{p - C'(S_A)} + \frac{\partial D(p)}{\partial p} \quad (2.7)$$

Una equazione analoga può essere scritta per l'altro produttore²⁴.

Volendo estendere ad un caso con un numero I di imprese:

$$S_i = \left(\sum_{j \neq i} \frac{dS_j}{dp} - \frac{\partial D(p)}{\partial p} \right) \cdot (p - C'(S_A)) \quad (2.8)$$

Possiamo notare che la funzione di offerta non dipende dalla distribuzione della domanda nel tempo e per questo motivo questa SFE viene definita da [27] una *strong* SFE.

È possibile affermare di essere giunti ad un equilibrio di Nash nel caso in cui le quantità proposte $S_A(p(t))$ e $S_B(p(t))$, che conducono al prezzo di mercato p , sono tali da massimizzare il profitto lungo la curva di domanda residua di entrambe le imprese.

2.5. Letteratura: ulteriori formulazioni

Secondo Green e Newbery, la domanda può essere descritta attraverso la *curva di durata di carico* [25]. La differenza rispetto a prima consiste nella sostituzione della variabile casuale ε , con la variabile tempo t e nella rappresentazione della domanda attraverso una curva continua:

$$\forall p, \forall t \in [t_0, t_1], \quad D(p, t) = N(t) - \gamma \cdot p \quad (2.9)$$

dove $N(t)$ specifica la fondamentale caratteristica del carico (in termini di durata del carico), ovvero la variazione della domanda sull'orizzonte temporale considerato $[t_0, t_1]$, mentre γ indica la pendenza della domanda al prezzo p per ogni sessione t , ovvero $dD/dp = -\gamma$, con γ positivo (ed esprime come la domanda risponde alle variazioni di prezzo).

²³ $C'(S_A)$ rappresentano i costi marginali.

²⁴ Nel caso di domanda incerta nella derivata della domanda rispetto al prezzo deve comparire il termine relativo all'incertezza ε .

A $t=0$ corrisponde il picco della domanda, mentre a $t=1$ corrisponde la condizione di minima domanda: la curva carico-durata rappresenta quindi il tempo (numero di ore) che la domanda supera un dato livello (così a $t=0$ si avrà la più alta domanda nel periodo considerato).

La trattazione non subisce differenze rispetto al caso precedente ma, molte ricerche hanno preferito una formulazione della domanda in termini di durata del carico perché caratterizzata da un andamento monotono.

A partire dalla formulazione della supply function che abbiamo ricavato prima:

$$S_i(p) = \left(\sum_{j \neq i} \frac{dS_j}{dp} - \frac{\partial D(p)}{\partial p} \right) \cdot (p - C'(S_A)) \quad (2.10)$$

particolareggiamo il modello considerando che le società siano tenute a specificare funzioni di offerta affini²⁵ che abbiano una forma del tipo:

$$S_i(p) = \frac{p - a_i}{\tilde{c}_i} \quad (2.11)$$

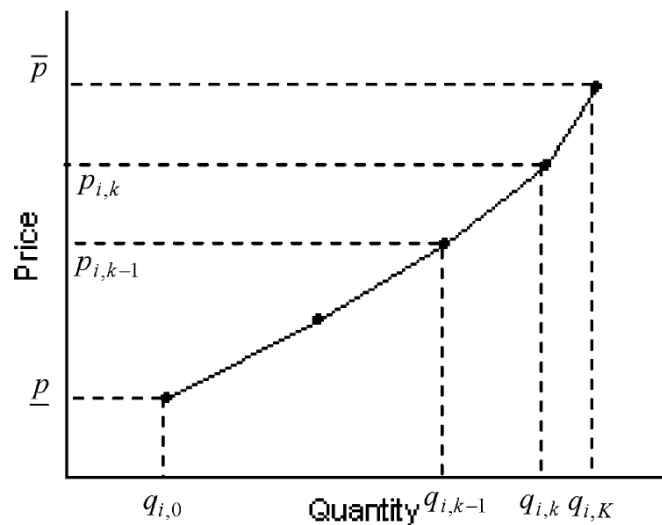


Figura 2.2: Esempio di curva di offerta affine a tratti.

dove i parametri a_i e \tilde{c}_i possono, in linea generale, essere scelti arbitrariamente con l'unica limitazione che $\tilde{c}_i > 0$.

Sostituendo questa funzione di costo marginale nella più generale espressione della supply function otteniamo:

²⁵ Funzioni di offerta affini: funzioni lineari con pendenza costante.

$$\frac{p - a_i}{\tilde{c}_i} = \left(\sum_{j \neq i} \frac{1}{\tilde{c}_j} - \frac{\partial D(p)}{\partial p} \right) \cdot \left(p - c_i \cdot \left(\frac{p - a_i}{\tilde{c}_i} \right) - a_i \right) \quad i = 1, \dots, I. \quad (2.12)$$

dove I è il numero totale delle imprese partecipanti nel mercato.

In questa espressione compaiono $2 \times I$ variabili (precisamente a_i e \tilde{c}_i) che possono essere ridotte apportando ulteriori semplificazioni [28], cioè imponendo di fissare un parametro o di specificare una qualche relazione tra i due parametri a_i e \tilde{c}_i .

Per rendere più realistica la curva di offerta dei generatori e rendere quindi il modello più esatto, si può risolvere il problema di ottimizzazione utilizzando una funzione di offerta che sia affine a tratti e contenuta all'interno di un range tale per cui $\underline{p} < p < \bar{p}$ dove \bar{p} e \underline{p} sono rispettivamente il limite superiore e inferiore del prezzo di mercato. Le diverse sezioni sono individuate dall'indice k con $1 < k < K$ come mostrato in figura.

In questo caso otteniamo:

$$S_i(p) = q_{i,k-1} + \frac{q_{i,k} - q_{i,k-1}}{p_{i,k} - p_{i,k-1}} \cdot (p - p_{i,k-1}) \quad (2.13)$$

Il metodo delle supply functions si estende facilmente a casi con un *numero qualunque di produttori* [29] ed è possibile includere la possibilità di *ingresso di nuovi produttori* [30]. Dal momento che calcolare un SFE richiede la risoluzione di un set di equazioni di differenziali vi sono una serie di difficoltà riguardanti la dimensione del problema e per questo motivo viene applicato a *sistemi semplici*. Il modello è utilizzabile anche nei casi in cui le SF siano funzioni di tipo realistico, cioè *funzioni a gradini non convesse e non differenziabili*, come dimostra [26]: lo studio, applicato al mercato della Pennsylvania, ha però dimostrato che i prezzi di equilibrio risultanti sono maggiori rispetto a quelli effettivi. Altro tentativo risolutivo con le funzioni a tratti lineari è stato compiuto in [29]: nel lavoro si è assunto che ogni produttore debba fornire una funzione di offerta affine a tratti dove il numero di pezzi è limitato. L'approccio si è dimostrato affidabile in tutti quei casi in cui si è raggiunto un equilibrio, ma sfortunatamente si è visto che non sempre delle soluzioni possono essere trovate.

In [31] si indicano le premesse necessarie per l'ottimalità in condizioni *asimmetriche*. La forma più semplice di problema asimmetrico si presenta quando i produttori hanno funzioni di costo identiche, ma hanno capacità differenti. Problemi come questi, in cui i costi marginali sono costanti, sono stati approfonditi, oltre che in [31], anche in [32] in cui si calcola l'equilibrio in un modello particolare con funzioni di costo asimmetriche, ma l'asimmetria

permessa è abbastanza limitata e l'unicità non può essere stabilita: l'unico caso in cui si può trovare facilmente un SFE asimmetrico è quando le SF sono lineari (strettamente affini), e ciò si verifica ogni volta in cui le funzioni di costo sono quadratiche (costi marginali lineari) e la domanda è lineare.

In [32] si utilizza inoltre un'*approssimazione polinomiale*, mostrando che ci sono significative difficoltà con questo approccio, in modo particolare se è richiesta la stabilità degli equilibri (ovvero che una piccola perturbazione, operata da un giocatore, conduce ancora alla convergenza).

Imponendo che $0 < dq/dp < \infty$ e tenendo conto dell'eq. (2.8), si può provare che, nelle soluzioni ottenute con il metodo delle supply functions, i prezzi sono intermedi tra i costi marginali (modello di Bertrand, perfettamente competitivo), e quelli che si ottengono con il modello di Cournot.

Questo rende le *capacità predittive* del modello alquanto scarse come evidenziato in [33]. A questo si aggiunge il fatto che ci sono alte probabilità di esistenza di *punti di equilibrio multipli* o di assenza di equilibrio stabile. Alcuni studi [34] hanno però dimostrato che il numero di equilibri può essere sensibilmente ridotto introducendo alcune condizioni restrittive sulla natura dei costi, sui limiti di capacità, sul numero di produttori e sulla forma della funzione di offerta. Baldick e Hogan [32] hanno ad esempio verificato che in assenza di limiti di trasmissione e di simmetria dei produttori solo le funzioni lineari possono offrire punti di equilibrio stabili. Al contrario, se le funzioni di costo dei produttori sono non simmetriche e ci sono limiti sulla capacità si potrebbe giungere ad una SF non decrescente che porterebbe ad un sistema differenziale non efficiente. In [35] si dimostra che il numero di equilibri viene ridotto drasticamente introducendo il price-cap e una capacità produttiva massima per ogni impianto²⁶.

Altro grande limite di questo approccio è che, per esigenze analitiche, le supply functions sono obbligatoriamente *funzioni continue ed almeno differenziabili due volte*, mentre le curve d'offerta dei produttori possono essere curve a gradino.

Alcuni lavori si sono invece concentrati sulla ricerca dell'equilibrio in un mercato in cui accanto alla borsa ci sia la possibilità di contrarre *contratti di tipo futures* [36] [37]. In [36] ci si prefigge di massimizzare il profitto di una singola impresa considerando l'opportunità di stipulare contratti finanziari mediante supply function: l'approccio adottato però non consente di pervenire ad un equilibrio di Nash. In [37] si amplia il lavoro [36] ipotizzando che ci sia un quantitativo minimo di energia che deve essere scambiata all'interno del

²⁶ Se q_i è la quantità prodotta dal generico produttore i e \bar{q}_i la quantità massima producibile in un certo istante di tempo, si potranno realizzare solo SF contenute nell'intervallo $[0, \bar{q}_i]$.

mercato fisico. Infine, in [38] si perviene ad un equilibrio di Nash ipotizzando che nel mercato spot e nel mercato finanziario i rivali competano mediante delle supply function.

Per l'esattezza si suppone che la domanda sia esprimibile nella seguente forma:

$$q = r - s \cdot \lambda \quad (2.14)$$

dove λ è il prezzo del mercato; ogni generatore presenta una offerta del tipo

$$q_i = \alpha_i + \beta_i \cdot \lambda \quad (2.15)$$

dove α_i e β_i sono rispettivamente l'intercetta e la pendenza della supply function presentata nel mercato spot.

Contemporaneamente le società possono stipulare contratti finanziari rispetto ad una quantità k_i e ad un prezzo strike pari a f .

Se i loro costi di produzione sono esprimibili come

$$C_i(q_i) = 1/2 \cdot a_i \cdot q_i^2 + b_i \cdot q_i \quad (2.16)$$

allora il profitto che ogni impresa può trarre dalle sue offerte è pari a :

$$\pi_i = q_i \cdot (\lambda - C_i) + k_i \cdot (f_i - \lambda) \quad (2.17)$$

soggetta ad un unico vincolo,

$$\sum q_i = r - s \cdot \lambda \quad (2.18)$$

La soluzione può essere ricavata mediante l'approccio Lagrangiano e quindi risolvendo il seguente sistema:

$$\begin{cases} \frac{\partial \pi_i}{\partial \beta_i} = \lambda^2 - a_i \cdot \lambda \cdot (\alpha_i + \beta_i \cdot \lambda) - b_i \cdot \lambda + \mu \cdot \lambda = 0 \\ \frac{\partial \pi_i}{\partial \lambda} = \alpha_i + 2\beta_i \cdot \lambda - k_i \cdot \lambda - a_i \cdot \beta_i \cdot (\alpha_i + \beta_i \cdot \lambda) - b_i \cdot \beta_i \cdot \lambda + \mu \cdot (\sum_i \beta_i + s) = 0 \\ \frac{\partial \pi_i}{\partial \mu} = \sum_i (\alpha_i + \beta_i \cdot \lambda) - r + s \cdot \lambda = 0 \end{cases}$$

dove μ è il moltiplicatore di Lagrange relativo al vincolo di uguaglianza.

Nel modello sono stati tralasciati i vincoli tecnici dei generatori quali la potenza massima e minima.

Si può quindi concludere che il modello SFE è, sotto alcune ipotesi più o meno restrittive, adatto allo studio del comportamento delle imprese oligopoliste in un mercato dell'energia elettrica: in genere è però molto difficile ottenere la soluzione in modo analitico a partire da un approccio con le equazioni differenziali e per questo motivo molti autori hanno ricercato i punti di equilibrio mediante *algoritmi evolutivi* [38] [39] [40] [41]. L'approccio evolutivo è di recente applicazione ma l'interesse nei suoi confronti sta aumentando considerevolmente negli ultimi anni. Il primo tentativo risolutivo applicato al mercato elettrico va ricercato nel lavoro di Chen [39], mentre i primi a seguire questa strada per giungere ad un equilibrio di Nash furono Son e Baldick [38].

L'articolo [40] analizza le simulazioni di modelli SFE basati sulla strategia evolutiva, dimostrando un'elevata efficienza computazionale e un elevato potenziale nelle applicazioni pratiche.

In [41] l'equilibrio di Nash viene trovato utilizzando un algoritmo genetico co-evolutivo ipotizzando funzioni di offerta di tipo affine: si evidenzia che in questo caso specifico le variabili strategiche sono due per ogni impresa partecipante e che per la determinazione del prezzo di equilibrio del mercato è necessario inizializzare in modo casuale i parametri che definiscono la curva di offerta di ogni operatore.

Quando si considerano algoritmi per la stima numerica dei SFE la risoluzione del problema si semplifica consistentemente, ma è necessario considerare che possono sorgere alcuni problemi.

Il primo problema è che si possono trovare soluzioni improbabili, come una SF che diminuisce, oppure quantità che superano un certo limite: una possibile soluzione è in questo caso modificare l'inizializzazione iniziale. Occorre inoltre fare attenzione che la soluzione del sistema sia un punto di equilibrio ottimo piuttosto che solo un punto locale stazionario.

In [42] si dimostra che l'approccio con le SFE è capace di evidenziare che in presenza di *vincoli di trasmissione* può esserci un abuso di potere di mercato da parte delle aziende partecipanti al mercato elettrico. Il modello è applicato ad un mercato costituito da due generatori e due nodi di carico, con equilibri stabilizzati su tre SF: una per le ore di elevata richiesta in cui si manifestavano congestioni, una per le ore di ridotta richiesta in cui non c'era congestione e l'ultima per l'intervallo temporale T , ovvero dalle 7.00 alle 17.00 (in questo caso le SF non davano risultati accettabili perché i produttori non offrivano quantità all'interno dei limiti stabiliti con un conseguente aumento dei prezzi).

3. Il mercato dei servizi di dispacciamento e le interazioni con il mercato del giorno prima

Introduzione

Il mercato elettrico può essere visto come un *oligopolio* nel quale un numero limitato di produttori detiene una quota significativa del mercato; sebbene infatti negli ultimi anni la liberalizzazione abbia aumentato il livello di concorrenza all'interno del mercato, la presenza di forti *economie di scala*, di *barriere all'ingresso* e di *investimenti irrecuperabili*, rende l'apertura del mercato non del tutto completa. Queste peculiarità rendono possibile la produzione di energia su larga scala solo a poche società di generazione e allontanano il settore dalla condizione di *concorrenza perfetta*. Altri fattori determinanti sono il fatto che la domanda di energia elettrica è praticamente *anelastica* e che la presenza di limiti di trasmissione può consentire ad un operatore di esercitare *potere di mercato locale*. Inoltre, la necessità di garantire un esercizio sicuro della rete e degli impianti rende indispensabile avere a disposizione in ogni istante delle risorse che consentano il bilanciamento istantaneo del sistema. Queste risorse, per loro stessa natura, possono essere garantite da un numero limitato di unità di produzione che sono quindi in grado di imporre delle offerte particolarmente onerose. Inoltre, negli ultimi anni, lo sviluppo delle energie rinnovabili ha contribuito a destabilizzare un settore già di per sé molto complesso: se infatti da un lato ha tolto mercato ai generatori tradizionali in certe fasce orarie giornaliere, dall'altra parte ha incrementato i costi sostenuti dal TSO per l'approvvigionamento delle risorse per i servizi di dispacciamento e reso fondamentale lo sviluppo, da parte delle imprese idro-termoelettriche, di strategie di mercato in grado di consentire un ritorno economico il più alto possibile.

In questo capitolo indagheremo le possibili strategie di offerta che una società di generazione può adottare nei diversi mercati; prima di fare questo introdurremo alcuni concetti di microeconomia ed i più significativi approcci adottati in letteratura per la risoluzione del mercato dei servizi di dispacciamento.

Concluderemo infine con una analisi delle possibili strategie perseguibili in modo congiunto sui due mercati considerati, MGP ed MSD.

3.1. Forme di mercato

Nel cappello introduttivo di questo capitolo sono stati utilizzati alcuni concetti di *microeconomia*²⁷ [43] [44] [45] che definiscono la struttura del mercato dell'energia: tali concetti sono fondamentali per capire le strategie perseguibili da una qualsiasi società di generazione e per questo motivo è opportuno dedicare loro qualche riga.

La struttura del mercato, cioè l'insieme degli elementi che le imprese assumono come dati nella formulazione delle strategie, influenza la condotta delle imprese e dipende principalmente dalla presenza del regolatore e dal numero di imprese concorrenti.

Le forme di mercato più significative sono il mercato perfettamente concorrenziale e il monopolio naturale. Il mercato perfettamente concorrenziale rappresenta un paradigma di confronto cui fanno riferimento i regolatori per misurare il grado di imperfezione dei mercati reali: esso è caratterizzato da una dinamica di lungo periodo in cui tutte le imprese si portano ad operare al livello minimo dei costi medi²⁸. Un mercato perfettamente concorrenziale è quindi caratterizzato da efficienza sia allocativa²⁹, sia produttiva³⁰.

Al contrario, in un monopolio vi è una totale assenza di concorrenza e vi è quindi la possibilità di esercitare potere di mercato al fine di massimizzare i profitti. La capacità di determinare i prezzi p ad un livello superiore rispetto ai costi marginali MC viene misurata attraverso il mark-up definito come:

$$\frac{p - MC}{p} = - \frac{1}{|\varepsilon_{q,p}|} \quad (3.1)$$

dove $|\varepsilon_{q,p}|$ è l'elasticità della domanda al prezzo.

Quindi, il prezzo di mercato praticato da un monopolista è superiore al costo marginale di un ammontare che è inversamente proporzionale all'elasticità della domanda al prezzo $|\varepsilon_{q,p}|$, e cioè al parametro che indica di quanto varia la domanda di un bene al variare del prezzo:

²⁷ La microeconomia è quella branca della teoria economica che studia il comportamento dei singoli agenti economici, come i consumatori e i produttori, nonché gli effetti dello Stato e dell'intervento pubblico per il benessere sociale.

²⁸ I costi medi o unitari AC (average cost) sono definibili come rapporto tra i costi totali e le quantità.

²⁹ Si ha efficienza allocativa quando a pari risorse iniziali c'è la produzione e lo scambio della massima varietà e quantità di prodotti.

³⁰ Si ha efficienza produttiva quando a pari quantità prodotta si utilizza il minor quantitativo possibile di risorse.

$$|\varepsilon_{q,p}| = \frac{dq}{dp} \cdot \frac{p}{q} \quad (3.2)$$

Un mercato monopolista può essere potenzialmente concorrenziale o contendibile nel caso in cui ci sia la possibilità che imprese provenienti da altri settori o da altri mercati geografici vi entrino.

Un'altra forma di mercato è quella di monopolio naturale che si manifesta nel caso in cui, nell'intervallo di produzione rilevante, la funzione di costo è sub additiva. La rete di trasmissione nazionale è un esempio di monopolio naturale: a causa degli alti costi fissi, delle forti economie di scala³¹ e della presenza di investimenti irrecuperabili³² è più conveniente che nel settore della trasmissione ci sia un unico operatore, appunto un monopolista. La presenza di un monopolio naturale in un settore caratterizzato da investimenti irrecuperabili giustifica l'intervento dello Stato: nello specifico l'attività di regolazione, controllo e promozione della concorrenza è affidato all'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas (AEEG³³) che ha il compito di proporre e verificare l'efficacia delle regole di funzionamento dei mercati.

3.2. Mercato del giorno prima e mercato dei servizi di dispacciamento

L'apertura del mercato per l'energia in Italia ha comportato un aggravio degli sforzi nella gestione del sistema elettrico imputabile ad una improvvisa mancanza di coordinamento interno tra le varie attività della filiera [47]. Se ad esempio in regime monopolistico la riserva rotante era costituita da tutta la capacità di potenza non attualmente impiegata ma disponibile entro un lasso di tempo predefinito, nella nuova architettura di mercato ogni compagnia di produzione abilitata può offrire i margini di riserva alle proprie condizioni.

La descrizione del MSD fatta nel primo capitolo rende evidente che su tale mercato la selezione delle offerte di vendita e di acquisto di energia elettrica viene fatta dal TSO per garantire la sicurezza del sistema tenendo però presenti tutti i vincoli di funzionamento delle unità che costituiscono il sistema stesso³⁴.

³¹ Si parla di economia di scala quando al crescere della quantità prodotta aumenta la produttività della risorsa.

³² Gli investimenti irrecuperabili sono quegli investimenti fatti in risorse specifiche del settore e quindi difficilmente rivendibili.

³³ L'AEEG è stata istituita con la legge 481/1995.

³⁴ I vincoli di funzionamento delle unità di produzione cui ci riferiamo sono: tempi e costi di accensione e di spegnimento, potenza minima e massima, tasso di incremento/decremento della potenza, tempi minimi di permanenza in servizio.

Il Gestore deve infatti, da un lato, predisporre i necessari margini di riserva di potenza attiva, dall'altro assicurare l'equilibrio di immissioni e prelievi sia a programma, sia in tempo reale nel rispetto dei vincoli di rete. Questo aspetto rende il bene scambiato in questo mercato diverso da quello oggetto di negoziazione nei mercati dell'energia all'ingrosso³⁵.

Altre peculiarità che differenziano il mercato dei servizi di dispacciamento dagli altri mercati sono il fatto che la domanda di tale mercato è espressa dal Gestore della rete e non dagli utenti del dispacciamento, e in secondo luogo che la domanda è vincolata dalla necessità di garantire la sicurezza del sistema, ed è quindi completamente anelastica al prezzo.

A ciò si aggiunga che la partecipazione dell'offerta è obbligatoria e circoscritta a unità con peculiarità tecniche specifiche che sono in grado di garantire una adeguata capacità di immissione in tempi accettabili. Infine, la stessa formazione del prezzo segue una modalità diversa essendo legata ad una forma di asta discriminatoria in cui le offerte sono remunerate non al prezzo di equilibrio ma al proprio prezzo di offerta (remunerazione definita *pay as bid*).

Nonostante tali diversità, è innegabile una certa "continuità" tra il MSD ed il mercato all'ingrosso. La relazione che lega i mercati organizzati dell'energia e il MSD sta nella organizzazione temporale delle negoziazioni, che vedono la ricerca dell'equilibrio tra flussi programmati di domanda e offerta nei primi (MGP e MA), e dell'equilibrio tra flussi programmati nel rispetto dei vincoli reali del sistema prima e tra flussi effettivi ed in tempo reale poi, sul secondo. Anche i prezzi negoziati sui mercati a termine dell'energia risentono inevitabilmente delle attese degli operatori circa i prezzi che questi potranno spuntare vendendo o acquistando energia nel MSD (gli operatori titolari di unità di produzione o di consumo abilitate a offrire sul mercato dei servizi di dispacciamento possono specificare il prezzo a cui sono disposti a cedere o acquistare energia a Terna: i prezzi che si realizzano sul MSD rappresentano dunque un costo opportunità per gli operatori quando negoziano sui mercati a termine).

3.3. Letteratura

In letteratura si trovano poche pubblicazioni che trattano in modo specifico il mercato dei servizi di dispacciamento o, in linea più generale, il mercato in cui si negozia l'energia che serve per mantenere il bilanciamento del sistema.

In [48] viene implementato un modello matematico per il mercato elettrico neozelandese che prevede il dispacciamento simultaneo dell'energia necessaria a coprire il carico e della riserva: nel modello si considerano i limiti di rete, le perdite di energia sulla rete e i limiti di rampa degli impianti. Il problema che

³⁵ I mercati cosiddetti all'ingrosso comprendono MGP, MA, mercato dei contratti bilaterali.

viene proposto è di tipo lineare e viene risolto tramite il metodo del punto interno.

In [49] viene implementato un modello che considera sia mercato del giorno prima, sia mercato dei servizi di dispacciamento ma in cui si tiene conto solo dei vincoli di rete.

In [50] si imposta in termini teorici un modello per la riserva in cui si tiene conto dei vincoli di rampa di carico e vi è la possibilità di stipulare contratti bilaterali.

Interessante è il lavoro effettuato da Flynn [51] che si propone di risolvere il mercato dell'energia tenendo in considerazione l'affidabilità dei generatori: la riserva necessaria diviene cioè una funzione del livello di affidabilità delle unità di produzione e si ricava analizzando il *trade off* tra costi legati all'approvvigionamento della riserva stessa e costo legato ad un eventuale disservizio.

La risoluzione viene fatta esplicitando la funzione di Lagrange e facendo uso di una rete neurale del tipo *Hopfield*.

L'articolo [48] sottolinea il fatto che, se il responsabile della sicurezza del sistema risolvesse simultaneamente il dispacciamento per MSD e MGP, i costi di gestione del sistema diminuirebbero dal momento che diminuirebbe la possibilità dei generatori di esercitare potere di mercato. Queste conclusioni vengono tratte anche osservando ed analizzando nel dettaglio i costi di gestione dell'*Independent System Operator* di New York e dell'*Independent System Operator californiano: l'NY ISO*, infatti, risolve simultaneamente MGP e MSD e sostiene costi relativamente minori rispetto al *California ISO* che risolve i due mercati consecutivamente ed in modo indipendente. In esso si mostra inoltre che la necessità di garantire riserva fa aumentare il prezzo di mercato e questo aumento è più spiccato nelle ore della giornata caratterizzate da una maggiore domanda.

In [49] si evidenzia che un modello zonale di mercato rende il sistema più affidabile e meno oneroso in quanto permette di ridurre i costi sostenuti nel MSD per approvvigionare le risorse necessarie a garantire la compatibilità dei flussi di energia programmati e dei diritti negoziati con gli effettivi vincoli di sistema. In altri termini, in un MGP e un MI organizzati senza tener conto delle congestioni di rete, con compravendite effettuate per l'intero territorio e concluse con un prezzo unico, gli operatori si impegnerebbero in immissioni e prelievi di energia non eseguibili fisicamente. La riconciliazione di tutti i flussi di energia con i vincoli di rete si svolgerebbe interamente sul MSD. Questo comporterebbe un aggravio dei costi di gestione per l'ISO che verrebbe traslato sul prezzo finale dell'energia elettrica pagato dai consumatori.

In [50] è proposto un modello zonale per risolvere simultaneamente MGP ed MSD in cui però vi è solo un vincolo sulla riserva totale e non sulla riserva in ogni zona; in [51] si propone invece un sistema in cui non vi sono limiti di trasmissione tra le zone.

L'articolo [52] si concentra sull'impatto che una maggiore penetrazione di energia da fonte rinnovabile ha sul sistema elettrico: risorse di tipo intermittente come quella eolica e solare aumentano i rischi legati allo sbilanciamento tra domanda e offerta di energia. Lo studio condotto dagli autori di questo lavoro porta a concludere che la quantità di riserva secondaria e terziaria necessaria al sistema nel caso in cui la penetrazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili si mantiene sotto il 10% non subisce significative variazioni dal momento che la non prevedibilità di produzione da tali fonti in un certo senso si compensa con le incertezze di previsione della domanda; nel caso in cui la penetrazione salga al di sopra 20% la richiesta di riserva secondaria e terziaria aumenta del 3-7%. Uno studio condotto sul parco di generazione tedesco [53] ha evidenziato che l'installazione di 21.4 GW di potenza eolica porterebbe ad una richiesta aggiuntiva di riserva terziaria a salire di 3.2 GW. Volendo quantificare in termini monetari possiamo dire che una penetrazione fotovoltaica/eolica del 10% porta ad un onere aggiuntivo per il mantenimento di una adeguata riserva di 1€/MWh; al contrario se la penetrazione raggiunge il 20% l'onere sale fino a 4€/MWh. Queste stime sperò si basano sull'attuale capacità di previsione della produzione da fonte rinnovabile che ad oggi è molto scarsa ma in continua evoluzione. Il lavoro si conclude affermando che i costi aggiuntivi di gestione delle reti elettriche dovrebbero rappresentare una componente aggiuntiva dei costi di produzione di energia da fonte rinnovabile.

Nel lavoro di Thorp e Thomas [54] si costruisce una rete semplice e si simulano tutte le possibili contingency per ricavare il livello di riserva necessario: si conclude che i risultati ottenuti possono essere difficilmente generalizzati su di una rete reale.

3.4. Alcuni modelli proposti

Tra i modelli disponibili in letteratura quelli che abbiamo ritenuto più adatti a descrivere il MSD e la sua interazione con MGP sono [55] e [56] e per questo motivo dedichiamo loro più ampio respiro.

In particolare in [55] viene percorsa una strada risolutiva che fa ricorso in modo esplicito alle *equazioni di Power Flow* e permette di tenere in considerazione anche la potenza reattiva nei vincoli del sistema. Dal momento che questo lavoro affronta un aspetto del problema che noi abbiamo volutamente trascurato, ci è sembrato interessante mostrare in che modo il problema relativo alla potenza reattiva può essere affrontato.

In [56] si risolvono MGP ed MSD in modo congiunto utilizzando il metodo delle supply function e risolvendo il problema tramite un algoritmo genetico: sebbene non consideri una struttura zonale del sistema elettrico e trascuri molti

importanti vincoli tecnici degli impianti, questo approccio è molto simile a quello da noi adottato, e per questo motivo ci è parso utile approfondirlo.

3.4.1. I approccio [55]

Il lavoro propone un algoritmo per determinare la riserva necessaria all'esercizio sicuro della rete usando le equazioni di power flow per considerare i limiti della rete. In esso si suppone che il mercato della riserva sia indipendente dal mercato del giorno prima nel senso che le società di produzione presentano le loro offerte (specificando prezzo e quantità) subito dopo che il dispacciamento del MGP è stato effettuato, così come avviene nel mercato elettrico italiano. I generatori selezionati ricevono il prezzo unico uniforme per la riserva che mettono a disposizione e che viene effettivamente usata. La quantità di riserva terziaria che un generatore può mettere a disposizione in un certo periodo temporale k dipende dal suo stato di produzione all'istante k e all'istante $(k-1)$, dalla flessibilità dell'impianto e dalla capacità massima di produzione.

Abbiamo deciso di approfondire lo studio di questo modello perché in esso, al contrario del nostro, viene presa in considerazione la potenza reattiva fornita al sistema dalle unità di produzione.

Chiamando:

- G_k il livello di produzione nell'intervallo temporale k ;
- G_{k-1} il livello di produzione nell'intervallo temporale $k-1$;
- $RAMP$ la flessibilità dell'impianti intesa come $MW/$ unità di tempo ;
- R_k la riserva che l'impianto può mettere a disposizione all'ora k ;
- G_{max} la massima capacità di produzione dell'unità.

$$R_k = \begin{cases} RAMP - (G_k - G_{k-1}) & \forall G_{k-1} + RAMP < G_{max} \\ G_{max} - G_k & \forall G_{k-1} + RAMP \geq G_{max} \end{cases} \quad (3.3)$$

Infatti, se tra due intervalli temporali consecutivi il generatore modifica la propria produzione di un termine pari a $(G_k - G_{k-1})$ allora, nel caso fosse necessario modificare il suo output per motivi legati alla sicurezza del sistema, il generatore in questione non avrebbe più a disposizione l'intera $RAMP$, ma un quantitativo pari a $RAMP - (G_k - G_{k-1})$.

Se tuttavia il generatore produce ad un livello di potenza prossimo al suo massimo operativo allora la riserva che può mettere a disposizione è appunto limitata da G_{\max} ed è pari a $G_{\max} - G_k$.

Chiamiamo ora:

- $R_{k,i}$ la riserva offerta dal generatore i -esimo per l'ora k ;
- $p_{k,i}$ il prezzo a cui la riserva viene offerta;
- $R_{acc,k,i}$ riserva accettata dal gestore della rete.

Lo scopo del gestore della rete è quello di minimizzare i costi relativi all'approvvigionamento di riserva e quindi:

$$\min \{ J = R_{acc,k,i} \cdot p_{k,i} \}$$

Gli autori esprimono i limiti cui è soggetto il sistema nel seguente modo:

a) Bilanciamento di potenza:

$$\begin{cases} P_{k,i} - DP_{k,i} + R_{acc,k,i} = \sum_{j=1}^N V_i \cdot V_j \cdot Y_{i,j} \cdot \cos(\theta_{i,j} + \delta_j - \delta_i) \\ Q_{k,i} - QD_{k,i} = \sum_{j=1}^N V_i \cdot V_j \cdot Y_{i,j} \cdot \sin(\theta_{i,j} + \delta_j - \delta_i) \end{cases} \quad (3.4)$$

- $Y_{i,j}$: elemento i,j della matrice delle ammettenze;
- $P_{k,i}$: potenza attiva erogata nel nodo i -esimo nell'ora k ;
- $Q_{k,i}$: potenza reattiva erogata nel nodo i -esimo nell'ora k ;
- $DP_{k,i}$: domanda di potenza attiva richiesta nel nodo i -esimo nell'ora k ;
- $DQ_{k,i}$: domanda di potenza reattiva richiesta nel nodo i -esimo nell'ora k ;
- V_i, V_j : tensione nei nodi i -esimo e j -esimo;
- $\theta_{i,j}$: angolo relativo all'elemento i,j della matrice delle ammettenze;
- δ_i, δ_j : angoli del fasore che rappresenta la tensione nel nodo i -esimo e j -esimo.

b) Limiti di trasmissione sulle linee:

$$S_{ij} = \sqrt{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2} \leq S_{ij}^{max} \quad (3.5)$$

Dove:

$$\begin{cases} P_{ij} = V_i \left[\operatorname{Re}\{I_{ij}\} \cos(\delta_j) + \operatorname{Im}\{I_{ij}\} \sin(\delta_j) \right] \\ Q_{ij} = V_i \left[\operatorname{Re}\{I_{ij}\} \sin(\delta_j) - \operatorname{Im}\{I_{ij}\} \cos(\delta_j) \right] \end{cases} \quad (3.6)$$

e

$$\begin{cases} \operatorname{Re}\{I_{i,j}\} = V_j \cdot Y_{i,j} \cdot \cos(\theta_{i,j} + \delta_j) - V_i \cdot Y_{i,j} \cdot \cos(\theta_{i,j} + \delta_i) + V_i \cdot B_{i,j} \cdot \sin(\delta_j) \\ \operatorname{Im}\{I_{i,j}\} = V_j \cdot Y_{i,j} \cdot \sin(\theta_{i,j} + \delta_j) - V_i \cdot Y_{i,j} \cdot \sin(\theta_{i,j} + \delta_i) + V_i \cdot B_{i,j} \cdot \cos(\delta_j) \end{cases} \quad (3.7)$$

$I_{i,j}$: corrente in Ampere che attraversa la linea di trasmissione ij ;

a) Limiti di tensione:

$$V_i^{min} \leq V_i \leq V_i^{max} \quad (3.8)$$

b) Limiti tecnici delle unità di produzione:

$$\begin{cases} 0 \leq R_{acc,k,i} \leq R_{k,i} \\ P_{k,i}^{min} \leq P_{k,i} \leq P_{k,i}^{max} \\ Q_{k,i}^{min} \leq Q_{k,i} \leq Q_{k,i}^{max} \end{cases} \quad (3.9)$$

Il modello ora descritto è stato applicato ad una generica rete costituita da 30 nodi allo scopo di validare il modello stesso e mettere in evidenza alcune caratteristiche del mercato elettrico.

3.4.2. Il approccio [56]

Obiettivo del lavoro è quello di sviluppare un metodo che permetta alle imprese strategiche di fare offerte su MGP e MSD: si assume che per partecipare ad

entrambi questi mercati gli operatori debbano offrire supply function lineari e che la valorizzazione di tali offerte sia a prezzo uniforme. Nota la forma della curva di offerta il problema si sposta sulla determinazione dei coefficienti che permettono di raggiungere il massimo profitto.

Abbiamo deciso di approfondire lo studio di questo modello perché esso fa uso delle supply function e degli algoritmi genetici per determinare il dispacciamento del mercato elettrico: al contrario però dell'approccio che utilizzeremo noi, l'equilibrio di Nash si raggiunge utilizzando le curve di offerta storiche delle società di produzione.

$$\begin{cases} p_j^e(E_j^e) = \alpha_j + \beta_j \cdot E_j^e \\ p_j^r(R_j^r) = \phi_j + \varphi_j \cdot R_j^r \end{cases} \quad (3.10)$$

dove abbiamo indicato con:

- l'indice j per indicare il generico generatore;
- $p_j^e(E_j^e)$ la supply function per il mercato del giorno prima;
- $p_j^r(R_j^r)$ la supply function per il mercato dei servizi di dispacciamento;
- E_j^e l'energia offerta nel mercato del giorno prima;
- R_j^r l'energia offerta nel mercato dei servizi di dispacciamento;
- $\alpha_j, \beta_j, \phi_j, \varphi_j$ i coefficienti delle curve di offerta.

Gli unici vincoli considerati sono quelli relativi al bilancio di potenza e alla potenza massima e minima erogabile da ogni impianto:

$$\begin{cases} \sum_{j=1}^n E_j^e = Domanda_{tot} \\ \sum_{j=1}^n R_j^e \geq Riserva_{tot} \end{cases} \quad (3.11)$$

$$\begin{cases} E_{j,max}^e \leq E_j^e \leq E_{j,max}^e \\ R_{j,max}^e \leq R_j^e \leq R_{j,max}^e \end{cases} \quad (3.12)$$

Dove n è il numero totale di unità di produzione.

Risolvendo il mercato in funzione dei parametri assegnati si ottiene:

$$\left\{ \begin{array}{l} p^e = \frac{Domanda_{tot} + \sum_{j=1}^n \alpha_j / \beta_j}{\sum_{j=1}^n 1 / \beta_j} \\ p^r = \frac{Riserva_{tot} + \sum_{j=1}^n \phi_j / \varphi_j}{\sum_{j=1}^n 1 / \varphi_j} \end{array} \right. \quad (3.13)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} E_j^e = (p^e - \alpha_j) / \beta_j \\ E_j^r = (p^r - \phi_j) / \varphi_j \end{array} \right. \quad (3.14)$$

Con queste premesse la funzione obiettivo può essere scritta come segue:

$$fo(\alpha_j, \beta_j, \phi_j, \varphi_j) = E_j^e \cdot p^e + E_j^r \cdot p^r + C_i \cdot (E_j^e - E_j^r) \quad (3.15)$$

Lo scopo è quello di trovare per ciascuna impresa i parametri che gli competono $(\alpha_i, \beta_i, \phi_i, \varphi_i)$ per minimizzare la fo . Per fare ciò è necessario ipotizzare un valore per i parametri caratteristici delle curve di offerta delle altre imprese $(\alpha_j, \beta_j, \phi_j, \varphi_j \quad j = 1, \dots, n; j \neq i)$ e questo viene fatto attraverso una funzione di densità di probabilità che segue un andamento normale e i cui valori caratteristici sono determinati sulla base di dati storici. Il problema così formulato diventa un problema di ottimizzazione stocastico la cui soluzione viene trovata attraverso un algoritmo genetico.

3.5. Strategia di offerta nel mercato del giorno prima e nel mercato dei servizi di dispacciamento

Scopo di questo paragrafo è quello di analizzare le possibili strategie di mercato adoperabili dalle società di produzione nel mercato del giorno prima e nel mercato dei servizi di dispacciamento: analizzeremo questi due mercati prima separatamente, ed in un secondo momento in modo congiunto per cercare di capire se una risoluzione contemporanea dei due mercati consenta, in linea teorica, di incrementare i profitti complessivi.

Seguono ora alcune considerazioni relative al gaming strategico delle società di produzione nel mercato del giorno prima e nel mercato dei servizi di dispacciamento.

3.5.1. Strategie di offerta nel mercato del giorno prima

Innanzitutto riportiamo l'espressione del profitto $\pi_{m_{gp},fo}$ ottenibile, all'interno del MGP, in una singola ora da una impresa f cui viene chiesto di produrre un quantitativo pari a $q_{f,io}$ per ogni generatore h di sua proprietà appartenente alla zona i ; si suppone che le offerte siano tali da generare un prezzo di mercato pari a p_{io} e che il costo marginale di ogni unità di produzione sia pari a $MC_{f,hi}$.

$$\pi_{m_{gp},fo} = \sum_h \sum_i [(p_{io} - MC_{f,hi}) \cdot q_{f,io}] \quad (3.16)$$

Abbiamo cioè la sommatoria estesa a tutti i generatori di appartenenza alla società f del prodotto tra quantità dispacciata e differenza tra prezzo di mercato e costi marginali.

Questa formulazione del profitto ci consente di affermare che esistono tre tipi di strategie effettuabili sulla Borsa Elettrica:

1. azioni di prezzo: offerta a prezzi superiori rispetto all'offerta competitiva per un unità di produzione;
2. limitazione delle quantità: riduzione della quantità offerta nel mercato;
3. strategie legate ai limiti di transito: creazione o aggravio di una congestione di rete in modo da incrementare il prezzo nella zona importatrice.

3.5.1.1. Azioni di prezzo

La strategia che fa leva sul prezzo di mercato consiste nel fare delle offerte a prezzo molto elevato per l'impianto che risulta essere (o che si ipotizza sia) marginale: l'impianto marginale è infatti la tecnologia che fissa il prezzo di mercato a cui verranno valorizzate tutte le altre offerte. I rischi legati all'attuazione di questa strategia riguardano la possibilità che il prezzo cui si offre l'impianto che si vorrebbe fosse marginale sia così alto che non venga accettato dal Gestore del mercato: questo comporta un prezzo di mercato

inferiore a quello previsto ed inoltre una diminuzione della propria quota di mercato.

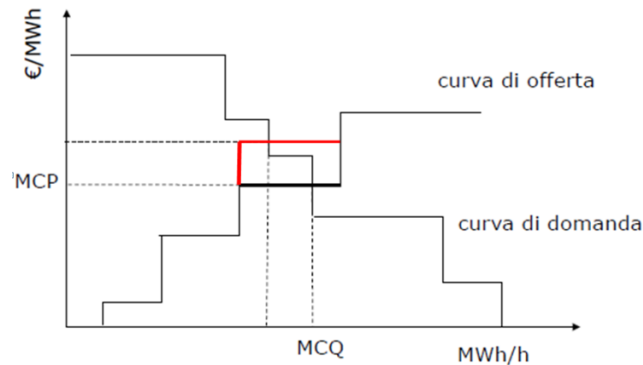


Figura 3.1: Strategia di prezzo.

Un'altra strategia, sempre legata al prezzo, volge invece nella direzione opposta: potrebbe essere conveniente fare offerte ad un prezzo anche inferiore rispetto ai costi di produzione dell'energia al fine di assicurarsi che gli impianti in questione vengano accettati: questa strategia fa leva sul fatto che nella Borsa italiana vale la regola della remunerazione a prezzo uniforme e quindi la remunerazione di tutti gli impianti avviene al prezzo di equilibrio che viene trovato incrociando la curva aggregata di offerta e di domanda. Una tattica di questo genere viene solitamente adottata da tutti quegli impianti con costi fissi molto alti (impianti nucleari, grandi turbine a vapore a carbone) che per ripagare gli investimenti iniziali devono funzionare per un numero equivalente di ore molto alto.

3.5.1.2. Limitazioni della quantità

In questa strategia si fa leva sul ruolo delle quote di mercato: si sottrae cioè capacità in modo da spostare la curva di offerta in corrispondenza di prezzi più elevati e quantità minori. In altre parole si rinuncia a vendere una quota di energia pur di aumentare i profitti per l'energia venduta attraverso altri impianti. Questo comportamento presenta un *trade off* tra minore produzione e maggiore prezzo di valorizzazione dell'energia, e si giustifica solo se si è in possesso di grande capacità inframarginale. Questa tecnica più delle altre è influenzata dall'elasticità della domanda ed è ovviamente più efficace nel caso in cui la curva di domanda sia anelastica.

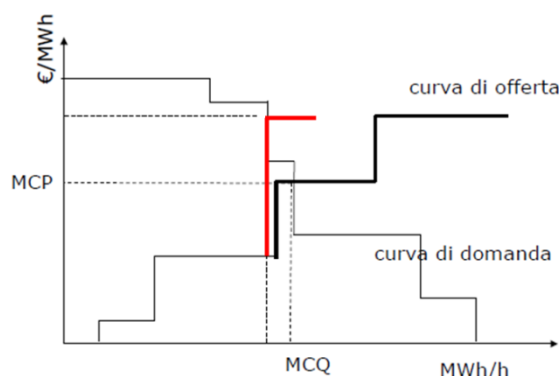


Figura 3.2: Strategie di quantità.

Come abbiamo visto questa modalità di offerta ha senso solo se si è in possesso di una grande capacità inframarginale e cioè ha senso solo nel caso in cui la domanda di energia sia sufficientemente alta, o meglio nel caso in cui non vi sia sovracapacità installata. Queste considerazioni portano a concludere che in una situazione come quella attuale italiana questa strategia non sia la più idonea.

3.5.1.3. Strategie legate ai limiti di transito

Un'altra categoria di strategie è legata ai limiti di transito e può essere applicata da tutti quegli operatori che hanno un alto livello di indispensabilità³⁶ nella copertura della domanda di una macrozona: questa tecnica consiste nel fare offerte a prezzo molto alto per coprire la cosiddetta domanda residua, cioè quella quota di domanda che per motivi tecnici non può essere soddisfatta da nessun altro operatore. L'essere pivotale, cioè l'essere caratterizzato da un indice di pivotalità maggiore di zero, rende possibile l'esercizio di potere di mercato, in quanto il requisito di indispensabilità permette di agire imponendo le proprie condizioni. Infatti, la valorizzazione delle offerte di vendita non avviene al prezzo unico nazionale, ma al prezzo zonale che in caso di congestioni è sempre più alto nelle zone importatrici. Facciamo notare che la presenza di una domanda residua può essere volontariamente indotta dalle società facendo offerte tali da saturare la capacità di trasmissione tra due zone.

³⁶ Il livello di indispensabilità viene calcolato sulla base dell'indice di pivotalità che è definito come la domanda residuale che l'operatore i detiene nella zona z in corrispondenza dell'ora h :

$$DR_{z,h,i} = \sum_j DR_{z,h,j} - \sum_{j \neq i} DR_{z,h,j} .$$

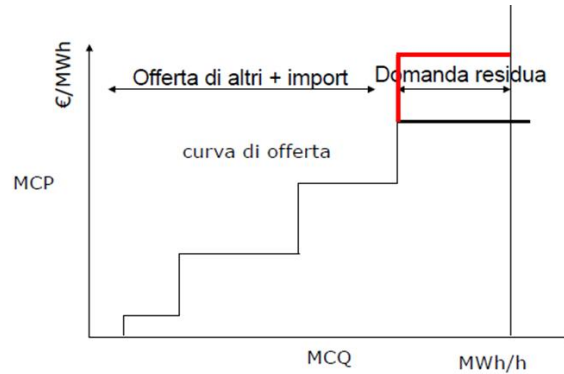


Figura 3.3: Congestione strategica.

3.5.2. Strategie di offerta nel mercato dei servizi di dispacciamento

Per determinare le strategie sul mercato del giorno prima ci siamo focalizzati su una sola ora: infatti il dispacciamento effettuato dal GME non tiene in considerazione i vincoli degli impianti. Al contrario nella risoluzione dell'MSD è necessario risolvere il mercato contestualmente per tutto un set di intervalli temporali rilevanti in modo da rispettare anche i vincoli tecnici di rampa, numero massimo di accensioni e spegnimenti di tutti gli impianti.

Come fatto precedentemente, riportiamo la formulazione che permette di quantificare i profitti $\pi_{msd,f}$ ottenibili da una società f su tale mercato:

$$\begin{cases} ricavi_msd_f = \sum_h \sum_i \sum_o [\Delta p_up_{f,io} \cdot k_{msd_up,f,io} \cdot MC_{f,hi} + \Delta p_down_{f,io} \cdot MC_{f,hi}] \\ costi_msd_f = \sum_h \sum_i \sum_o [\Delta p_up_{f,io} \cdot MC_{f,hi} + \Delta p_down_{f,io} \cdot k_{msd_down,f,io} \cdot p_{io}] \end{cases} \quad (3.17)$$

$$\pi_{msd,f} = ricavi_msd_f - costi_msd_f \quad (3.18)$$

Abbiamo cioè la sommatoria estesa a tutti i generatori di appartenenza all'impresa f della differenza tra i ricavi e i costi sostenuti per modificare la propria programmazione. In particolare tra i ricavi ritroviamo la remunerazione dell'energia in più venduta ($\Delta p_up_{f,io}$) a cui si somma il risparmio derivante dal non dover sostenere i costi marginali relativi a quella quota di energia che non deve essere più fornita ($\Delta p_down_{f,io}$). I costi invece sono dovuti ai costi

marginali associati all'incremento di produzione e alla restituzione di parte dell'ammontare di denaro che era stato corrisposto a seguito dell'MGP.

$k_{msd_up, fio}$ e $k_{msd_down, fio}$ rappresentano le variabili strategiche che costituiscono le curve di offerta con cui le società possono offrire l'energia prodotta dai propri generatori. Non ci soffermiamo a spiegare ulteriormente la notazione utilizzata nell'eq. (3.17) dal momento che essa verrà ripresa con maggior dettaglio nel capitolo successivo: il questo momento ci interessa solo lasciare intendere in che modo vengono calcolati i profitti delle imprese sul mercato dei servizi di dispacciamento in modo da consentire una maggiore comprensione dei concetti relativi al *gaming* strategico perseguibile su questo specifico mercato.

Per comodità riscriviamo il profitto ottenibile su MSD in modo da evidenziare la quota relativa al mercato a salire e al mercato a scendere:

$$\begin{cases} \pi(msd_up)_f = \sum_h \sum_i \sum_o \left[\Delta p_up_{fio} \cdot (k_{msd_up, fio} - 1) \cdot MC_{fhi} \right] \\ \pi(msd_down)_f = \sum_h \sum_i \sum_o \left[\Delta p_down_{fio} \cdot (MC_{fhi} - k_{msd_down, fio} \cdot p_{io}) \right] \end{cases} \quad (3.19)$$

Questa formulazione ci permette di mettere in evidenza che una generica società trae sicuramente profitto dal partecipare al MSD a salire ($k(msd_up)_{fio} > 1 \quad \forall f, i, o$), mentre potrebbe subire delle perdite partecipando al msd a scendere nel caso in cui $MC_{fhi} < k(msd_down)_{fio} \cdot p_{io}$.

Quindi, partecipare al MSD down è conveniente solo per quelle unità con alti costi di produzione dell'energia, in corrispondenza di ore in cui il prezzo di mercato si mantiene a livelli bassi e se la variabile strategica $k(msd_down)_{fio}$ assume valori prossimi a zero.

Ipotizziamo ora che sia già stato fissato il dispacciamento del mercato del giorno prima e che le società di produzione debbano decidere la curva di offerta migliore da presentare nel mercato dei servizi di dispacciamento. Nel paragrafo successivo vedremo cosa cambia in termini di strategie nel momento in cui l'ottimizzazione delle offerte avvenga in modo simultaneo nei due mercati considerati, cioè nel caso in cui le offerte presentate nel MGP e MSD siano strutturate in modo da massimizzare il profitto giornaliero complessivo e non solo il profitto relativo ai rispettivi mercati.

Le regole valide nel mercato dei servizi di dispacciamento sono profondamente diverse da quelle valide nel mercato cosiddetto a pronti; riassumiamo di seguito le principali differenze:

- nel MSD vale la regola di valorizzazione dell'energia pay as bid;

- nel MSD possono partecipare solo le UP abilitate;
- nel MSD non vi è facoltà di scegliere la quantità da offrire ma vi è l'obbligo di rendere completamente disponibile al Gestore l'utilizzo dei margini residui rispetto alla potenza massima e rispetto all'azzeramento dell'immissione [cap 4: Regole per il dispacciamento];
- nel MSD Terna, cioè il Gestore della rete di trasmissione, deve tenere conto dei vincoli del sistema e delle caratteristiche tecniche degli impianti al fine di pervenire ad una programmazione degli impianti fattibile.

Sulla base di queste considerazioni è possibile determinare le possibili strategie adottabili, di seguito descritte.

3.5.2.1. Strategie di prezzo

Anche in questo caso è possibile aumentare il prezzo di offerta dell'energia prodotta da quegli impianti che si rivelano essere fondamentali:

- per la risoluzione delle congestioni a programma;
- per l'approvvigionamento della risorsa necessaria.

Le azioni di prezzo sul MSD sono più facili da applicare e comportano dei rischi minori rispetto a quelli che si correvano applicandola nel MGP: infatti, il numero di unità di produzione abilitate a parteciparvi è minore e quindi è più facile stabilire l'essenzialità di un impianto e prevedere i comportamenti delle imprese rivali. Facciamo notare che il prezzo di offerta nel mercato dei servizi di dispacciamento deve essere obbligatoriamente superiore ai costi di produzione dell'energia al fine di trarre profitto dal momento che la regola di valorizzazione dell'energia è quella pay as bid.

3.5.2.2. Strategie legate ai limiti di transito

Le strategie legate ai limiti di transito sono analoghe a quelle che abbiamo analizzato in riferimento al mercato del giorno prima. Tali strategie però in questo contesto assumono una rilevanza minore dal momento che i volumi di energia scambiati sono molto più contenuti.

3.5.2.3. Strategie legate alle caratteristiche tecniche degli impianti

Terna è obbligata a prevedere un dispacciamento che sia tecnicamente fattibile per tutti gli impianti che partecipano al MSD: questo implica tenere in considerazione in modo particolare il gradiente a salire e a scendere degli impianti, nonché i vincoli di accensione e spegnimento. Le imprese hanno quindi la possibilità di fare delle offerte per loro molto vantaggiose nel caso in cui uno dei vincoli tecnici dell'impianto costringa Terna ad accettare l'offerta in questione. Queste strategie risultano tanto più profittevoli quanto più la domanda tra un periodo rilevante ed il successivo modifichi drasticamente il proprio profilo. Anche in questo caso il margine operativo delle società di produzione su questo mercato è alquanto limitato dal momento che abbiamo ipotizzato che il dispacciamento relativo a MGP sia già stato stabilito.

In linea generale si può trarre profitto tramite queste strategie utilizzando sia generatori molto flessibili sia generatori con elevate inerzie termiche. Infatti, le turbine a gas in ciclo semplice e gli impianti idroelettrici possono permettersi di fare offerte a prezzi elevati in corrispondenza dei picchi di domanda e delle variazioni brusche di richiesta del carico dal momento che sono le uniche unità in grado di variare in tempi molto rapidi la propria produzione. Dall'altra parte, gli impianti a vapore, che notoriamente coprono il carico di base, una volta accesi non possono essere messi fuori produzione per un set predefinito di ore e possono approfittare di questa situazione facendo offerte elevate nel mercato dei servizi di dispacciamento.

3.5.2.4. Strategie di offerta congiunte nel mgp e msd

Le società di produzione dell'energia possono incrementare il ritorno economico complessivo facendo delle offerte sul mercato del giorno prima che tengano conto del fatto che esiste un successivo mercato dei servizi di dispacciamento in cui Terna ha facoltà di modificare la programmazione preliminare del MGP al fine di garantire un esercizio sicuro del sistema. Si tratta di combinare le strategie perseguibili sui due diversi mercati in modo da ottimizzarle e potenziarne l'efficacia.

3.5.2.5. Strategie legate al fabbisogno di riserva

Ipotizziamo che una società di generazione si renda conto del fatto che in un certa ora ed in una certa zona la risorsa critica sia la riserva (a salire o a scendere), e che quindi il TSO sarà obbligato a decrementare la produzione di

energia di una o più unità e contestualmente accendere impianti più costosi o incrementare l'import di energia da altre zone.

La migliore strategia adottabile in questo caso nel mercato del giorno prima consiste nel fare in modo che un generico generatore A, molto costoso, venga accettato nel MGP (e questo può essere fatto offrendo l'UP in tale mercato a prezzo prossimo al costo marginale), mentre un generatore B, con minori costi di produzione dell'energia, venga respinto. Contemporaneamente nel MSD risulta conveniente porre per il generatore A la variabile strategica $k_{msd_down, fio}^A \sim$

0, mentre per B $k_{msd_up, fio}^B \sim \max\{k_{msd_up}\}$. In questo modo è possibile trarre profitti su entrambi i mercati considerati e per entrambe le unità di produzione. Ribadiamo ancora una volta che la massimizzazione del profitto è stata ottenuta mettendo in campo una strategia globale che permettesse di ottenere un dispacciamento degli impianti a valle di MGP tale da avere un maggiore margine operativo sul MSD. Quindi, per ottenere un ritorno economico maggiore è stato necessario rinunciare ad una parte dei profitti ottenibili sul mercato dell'energia per incrementare in maniera consistente i profitti su MSD. Infatti, se avessimo voluto ottimizzare i profitti su MGP in modo indipendente rispetto a MSD, avremmo probabilmente adottato una strategia diversa che avrebbe portato a dispacciare interamente la potenza del generatore B sul mercato del giorno prima (il generatore B è quello più economico e quindi quello che può trarre maggiori profitti in un mercato in cui vale la regola del prezzo uniforme). Così facendo, però, avremmo indotto il TSO a diminuire la produzione di un generatore economico (per l'appunto B) guadagnando globalmente meno.

3.5.2.6. Strategie legate ai limiti di transito

Abbiamo visto che, sebbene le zone del mercato sono costruite in modo da non contenere linee di trasmissione che possano essere saturate durante un esercizio normale della rete, è sempre possibile che ci siano violazioni intrazonali: in questi casi Terna interviene utilizzando le cosiddette *risorse per la risoluzione delle congestioni a programma*. Questo implica che le società possono trarre profitti dal fare offerte sul mercato del giorno prima in modo da causare delle congestioni intrazonali. Questa strategia è profondamente diversa da quella omonima vista in precedenza: infatti, in questo caso la strategia viene effettuata su MGP con il preciso intento di trarre profitto nel MSD.

3.5.2.7. Strategie legate ai vincoli tecnici degli impianti

Gli impianti basati sul ciclo a vapore sono caratterizzati dall'aver delle grandi inerzie termiche e quindi dal non essere flessibili relativamente alle accensioni e agli spegnimenti. Il guadagno ottenibile da questi impianti può essere incrementato facendo in modo che l'impianto sia acceso o spento a valle di MSD in corrispondenza di determinate ore e facendo offerte opportunamente convenienti per le ore successive.

Ad esempio, se si riesce a indurre il TSO ad accendere un impianto molto costoso a valle del MSD, è poi possibile fare in modo che, per gli intervalli temporali successivi, tale impianto non venga scelto sul MGP in modo da trarre il massimo profitto dall'obbligatorio dispacciamento da parte del TSO nel mercato dei servizi di dispacciamento. Difatti, a causa del minor livello di concorrenzialità, il prezzo di vendita dell'energia nel mercato dei servizi di dispacciamento può essere maggiore rispetto al prezzo di equilibrio del mercato del giorno prima: nel caso in cui ciò avvenga, e nel caso in cui il possessore dell'impianto sia a conoscenza del fatto che l'UP dovrà rimanere accesa per un insieme di intervalli temporali rilevanti consecutivi, allora per la società sarà più conveniente vendere il maggior quantitativo possibile di energia tramite MSD. Per fare questo è necessario offrire l'energia di tale impianto sul MGP ad un prezzo sufficientemente alto per fare in modo che l'unità di produzione non venga dispacciata in questo mercato.

Analogamente, se un impianto deve rimanere spento per un certo quantitativo di ore a causa di stringenti vincoli tecnici, allora può risultare conveniente cercare di far dispacciare l'impianto nel mercato del giorno prima sapendo di poter trarre profitti dal non restituire a Terna tutto il guadagno ottenuto dal GME.

4. Modelli di mercato

Introduzione

Lo scopo di questo lavoro di tesi è quello di analizzare possibili comportamenti congiunti delle società strategiche di produzione di energia elettrica nel mercato del giorno prima e nel mercato dei servizi di dispacciamento. Il lavoro può essere visto come proseguimento di [57] in cui si proponeva un modello basato sulle SFE per studiare il solo MGP, in presenza di vincoli di trasmissione, per mercati oligopolistici.

I mercati su cui abbiamo concentrato la nostra attenzione sono il mercato del giorno prima ed il mercato dei servizi di dispacciamento e questo capitolo è dedicato alla descrizione della struttura, in termini di funzione obiettivo e vincoli del sistema, dell'algoritmo da noi implementato. Entrambi i mercati vengono risolti separatamente ed in modo sequenziale per un numero qualsiasi di società strategiche e per un numero qualsiasi di intervalli temporali rilevanti, così come avviene della realtà. Il punto di vista che ci si pone qui è quindi quello del gestore del mercato, cioè del GME nel caso del mercato del giorno prima e di Terna nel caso del mercato dei servizi di dispacciamento: infatti, si ipotizzano note le funzioni di offerta delle società e si cerca di trovare un dispacciamento degli impianti che massimizzi il *welfare* complessivo.

A partire dai modelli di mercato qui descritti, avvalendosi di un algoritmo genetico, sarà possibile, come vedremo nel successivo capitolo, determinare le offerte che consentono alle società di produzione di massimizzare i profitti. Analizzare in separata sede la natura di queste offerte ci consentirà di risalire alle strategie adottate dalle società e quindi capire, nel caso in cui ci fossero, i punti deboli del sistema elettrico italiano: monitorare gli esiti del mercato permette infatti di verificare la presenza di potere di mercato e quindi il livello di concorrenzialità dello stesso. Da questo se ne deduce che l'algoritmo di simulazione qui presentato può concettualmente rappresentare un valido strumento sia per le società di produzione, sia per gli enti di regolazione del mercato italiano.

Abbiamo deciso di sviluppare un algoritmo che prendesse in considerazione sia il mercato del giorno prima sia il mercato dei servizi di dispacciamento perché eravamo interessati ad avere una visione il più possibile completa del mercato elettrico italiano, ma soprattutto perché volevamo studiare le interazioni tra questi due mercati. Il punto di forza di questo lavoro di tesi, nonché il suo lato innovativo, consiste proprio nell'aver cercato di indagare in modo specifico il legame intrinseco tra MGP ed MSD.

Capire in che modo gli esiti di un mercato influenzino quelli dell'altro ed in che modo una impresa può trarre profitto dal fatto che questi due mercati vengono

risolti in sequenza, può essere molto utile per migliorare la struttura regolatoria della borsa elettrica italiana.

4.1. Descrizione dei modelli di mercato

Come abbiamo visto nel cappello introduttivo, il modello di seguito riportato vuole essere uno strumento utile per analizzare i comportamenti strategici delle imprese che hanno facoltà di partecipare alla Borsa dell'energia elettrica e al mercato dei servizi di dispacciamento. L'obiettivo che ci si pone è appunto quello di comprendere le modalità con cui le società di generazione possono formulare le proprie strategie e capire se effettivamente una strategia di offerta congiunta nei due mercati sopra citati possa portare a dei vantaggi in termini di profitto rispetto a due strategie completamente indipendenti.

I vincoli del problema verranno in questa sede espressi in una forma analitica che non corrisponde a quella che abbiamo usato per implementare l'algoritmo in GAMS³⁷, e questo al fine di rendere la trattazione più generale e comprensibile.

Lo studio si concentra sulla variabile strategica k_{fio} che può essere vista come una matrice a più dimensioni rappresentabile come in *fig. 4.1*.

E' possibile notare che tale variabile contiene per ogni impresa f , per ogni intervallo temporale o , per ogni zona i e per ognuno dei mercati considerati x , il mark-up dell'offerta, e vale a dire quanto l'offerta si discosta da quella che avremmo in concorrenza perfetta.

³⁷ GAMS: General Algebraic Modeling System, strumento di simulazione particolarmente adatto a risolvere problemi di ottimizzazione [61].

S_1		I_1	I_2	...	I_i
m_{gp}	$ora\ 1$				
m_{gp}	$ora\ 2$				
m_{gp}	...				
m_{gp}	$ora\ n$				
msd_up	$ora\ 1$				
msd_up	$ora\ 2$				
msd_up	...				
msd_up	$ora\ n$				
msd_down	$ora\ 1$				
msd_down	$ora\ 2$				
msd_down	...				
msd_down	$ora\ n$				

Figura 4.1: Rappresentazione grafica della variabile strategica k_{flo} .

Osservando con attenzione la struttura della variabile strategica è già possibile mettere in luce alcune semplificazioni che sono state adottate nella trattazione del mercato. Ciascuna di queste semplificazioni mira a raggiungere il miglior compromesso tra descrizione puntuale della realtà e semplicità del modello: anticipiamo fin da subito che la risoluzione di un algoritmo genetico richiede tempi di calcolo e sforzi computazionali notevoli, ed è quindi sempre buona norma, ove possibile, ridurre al minimo le dimensioni del problema.

In primo luogo facciamo notare che abbiamo scelto di non differenziare le offerte tra i diversi generatori appartenenti ad un'unica società f e situati in una unica zona i ; questo comporta che, se una impresa f possiede più unità di produzione in una stessa zona, non si preoccuperà di particolareggiare la strategia di offerta per ogni singolo generatore, ma si definirà un unico mark-up che andrà a moltiplicare i diversi costi marginali di tutte le unità produttive (MC_{hfi}).

In secondo luogo, abbiamo evitato di differenziare le strategie in base al tipo di tecnologie dell'impianto di produzione.

Infine, nel modello i produttori possono presentare solo offerte semplici, e cioè indicanti una sola coppia quantità-prezzo.

4.2. Modello del mercato del giorno prima

Per quanto riguarda il mercato del giorno prima formuliamo l'offerta di ogni generatore di proprietà dell'azienda f , nella zona i , come segue:

$$bid_{hfi} = k_{m_{gp}, fio} \cdot MC_{hfi} \quad (4.1)$$

I valori assunti dalla variabile strategica sono legati al livello di concorrenzialità del mercato stesso: in un mercato perfettamente concorrenziale in cui ogni impresa sia *price taker* e non possa quindi determinare il prezzo, l'energia verrebbe offerta ad un valore pari al costo marginale ($k_{mgp, fio} = 1$); considerazioni di tipo economico ci portano infatti a concludere che se una impresa offrisse ad un prezzo diverso allora perderebbe parte della propria quota di mercato e nel lungo periodo dovrebbe uscire dal mercato stesso. Al contrario, nel caso di monopolio l'impresa monopolista avrebbe la tendenza a definire il prezzo di mercato in modo tale da massimizzare i propri profitti: una tendenza di questo tipo può essere contrastata solo limitando il prezzo di vendita con un *price cap* definito dal Regolatore. Analizzare queste due situazioni porta a definire l'effettivo range di variabilità del *mark-up* in un mercato come quello reale in cui si trova ad agire un numero limitato di imprese che detiene una quota significativa di mercato.

4.2.1. Notazione

Per rendere la trattazione più incisiva e comprensibile introduciamo la seguente notazione:

- Indici:
 - F : società di generazione;
 - H_{if} : impianto situato nel nodo i e di proprietà della società f ;
 - t : insieme dei collegamenti tra le zone della RTN;
 - I : insieme delle zone della rete rilevante;
 - o : intervallo temporale.

- Variabili:
 - q_{fio} : potenza generata durante l'intervallo temporale o dall'impianto h della società f , connesso al nodo i [MW];
 - y_{io} : potenza consegnata durante l'intervallo temporale o dalla zona di saldo alla zona i dall'operatore di sistema [MW];
 - $k_{mgp, fio}$: mark-up durante l'intervallo temporale o dell'impianto h della società f , connesso al nodo i ;
 - p_{io} : prezzo dell'energia elettrica durante l'intervallo temporale o nella zona i [€/MWh];

- $\pi_{mgp.f}$: profitto della società di generazione f nel mercato del giorno prima[€].
- Parametri:
 - D_{io} : domanda di potenza nella zona i durante l'intervallo temporale o [MW];
 - $G_{max_{fhi}}$: capacità di generazione massima dell'impianto h della società f nella zona i [MW];
 - $G_{min_{fhi}}$: capacità di generazione minima dell'impianto h della società f nella zona i [MW];
 - MC_{fhi} : costo marginale dell'impianto h della società f nella zona i [€/MWh];
 - $PTDF_{it}$: fattore di partecipazione della potenza: rappresenta la quota parte di potenza transitante sul collegamento interzonale k , per un prelievo unitario nel nodo i ;
 - T_t : capacità di trasmissione massima del collegamento interzonale k [MW].

4.2.2. Il modello matematico del GME

A questo punto è possibile introdurre il modello del mercato elettrico. Assumendo una domanda anelastica e sapendo che il Gestore del Mercato Elettrico (GME) seleziona le offerte di vendita più economiche, nel rispetto dei vincoli di bilancio (tra domanda e offerta) e di transito, garantendo la massimizzazione del benessere sociale, il problema può essere anche formulato come minimizzazione della spesa per acquistare energia al fine di soddisfare il carico elettrico, ovvero:

$$\text{Min} \sum_f \sum_h \sum_i \sum_o \left[(MC_{fhi} \cdot k_{mgp,fio}) \cdot q_{fio} \right] \quad (4.2)$$

Quello che occorre minimizzare è quindi il prodotto tra il prezzo a cui l'energia viene offerta $(MC_{fhi} \cdot k_{mgp,fio})$ e la quantità di energia messa a disposizione sul mercato elettrico, q_{fio} .

Il funzionamento del sistema elettrico è soggetto a vincoli tecnici molto stringenti. Anzitutto richiede un bilanciamento istantaneo e continuo tra la 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 (che si suppongono trascurabili). I vincoli che ne conseguono sono i vincoli di bilancio zonale:

$$y_{io} = D_{io} - \sum_f \sum_h \sum_o q_{fhi} \quad \forall i \quad (4.3)$$

Il vincolo tecnico di bilanciamento globale dell'intero sistema può conseguentemente essere scritto nel seguente modo:

$$\sum_i \sum_o y_{io} = 0 \quad (4.4)$$

Inoltre, è necessario che i flussi di energia su ogni singolo collegamento interzonale non superino i limiti massimi di transito ammissibili sul collegamento stesso. Ne conseguono i vincoli sui limiti di trasmissione:

$$\begin{cases} \sum_i PTDF_{it} \cdot y_{io} \leq T_t \\ \sum_i PTDF_{it} \cdot y_{io} \geq -T_t \end{cases} \quad \forall i, t, o \quad (4.5)$$

Il sistema sopra scritto evidenzia che, una volta orientata in modo arbitrario ma coerente la rete elettrica, è necessario evidenziare i limiti di transito per entrambi i sensi di percorrenza delle linee.

Infine, date le capacità limitate degli impianti di produzione, si introducono i limiti di generazione:

$$\begin{cases} q_{fhi} \leq G \max_{fhi} \\ q_{fhi} \geq G \min_{fhi} \end{cases} \quad \forall f, h, i \quad (4.6)$$

Questi vincoli consentono di determinare l'esito del mercato elettrico, ovvero il dispacciamento e il prezzo p_i dell'energia elettrica nella generica zona i in funzione delle offerte presentate e quindi dei valori di $k_{mgp, fio}$ adottati dalle società di generazione.

Nel modello non sono state considerate in modo esplicito le perdite sulla rete: tali perdite si suppone siano infatti incluse nella stima della domanda³⁸.

³⁸ Il fattore di perdita nelle linee ad alta e altissima tensione si aggira, come evidenziato in [2], attorno a 0.7-1.1% dell'energia complessivamente transitante.

Il comportamento strategico delle imprese è legato non tanto al welfare complessivo, quanto al profitto complessivo che riescono a trarre dai due mercati elettrici. Cominciamo ora col definire il profitto ottenibile dalla generica impresa f sul MGP come:

$$\pi_{mgp.f} = \sum_o \sum_h \sum_i \left[(p_{io} - MC_{fhi}) \cdot q_{fhi} \right] \quad (4.7)$$

Abbiamo cioè la sommatoria estesa a tutti i generatori di appartenenza alla società f del prodotto tra quantità dispacciata e differenza tra prezzo di mercato e costi marginali. E' evidente che, sebbene nella formulazione non compaia direttamente la variabile strategica $k_{mgp, fio}$, il profitto è strettamente legato al mark-up dal momento che, proprio in funzione della curva di offerta presentata, è possibile determinare q_{fhi} e p_i .

Esplicitiamo ora i vincoli cui è soggetto il problema di massimizzazione del profitto proprio di una società di generazione:

$$Max \pi_f \quad \Longrightarrow \quad 1 \leq k_{mgp, fio} \leq k_{mgp, fio}^{max} \quad (4.8)$$

Questi vincoli sono legati alla presenza di un Regolatore che, all'interno del mercato elettrico italiano, ha il compito di tutelare il consumatore e avvicinare il mercato all'ideale di un mercato perfettamente competitivo.

4.3. Modello del mercato dei servizi di dispacciamento

Passiamo ora ad analizzare più nel dettaglio il mercato dei servizi di dispacciamento.

La prima considerazione da fare riguarda il fatto che nel modello semplificato che abbiamo voluto presentare non è dato spazio al mercato infragiornaliero (MI) e quindi le risorse impiegate per la gestione in sicurezza del sistema elettrico nel nostro caso vengono definite a partire dalla programmazione in uscita dall'MGP.

Come sappiamo (vedi capitolo 1) i servizi di dispacciamento che passano attraverso l'omonimo mercato (MSD) sono molteplici e molto diversi tra loro. Dal momento che lo scopo di questo lavoro di tesi è quello di ricercare e analizzare una possibile interazione tra i diversi mercati e non di descrivere in maniera puntuale il mercato MSD ex-ante, abbiamo concentrato la nostra attenzione sulle risorse per la riserva terziaria di potenza attiva che sono quelle

risorse che vengono attivate nel contesto del servizio di bilanciamento e per ripristinare i margini di riserva secondaria.

E' opportuno far notare che la rete campione su cui sviluppiamo le nostre analisi è costruita in modo che in ogni zona non possano venirsi a creare congestioni interne e che la *total transfer capacity* di ogni linea sia indipendente dall'effettivo transito tra le zone: sotto queste ipotesi è possibile affermare che a valle del MGP non potranno mai verificarsi congestioni a programma.

Entrambe le imprese strategiche considerate sono unità di produzione rilevanti, vale a dire sono gruppi di generazione abilitati e obbligati alla fornitura di questo servizio.

La riserva terziaria si divide in riserva a salire e in riserva a scendere e consiste nella presenza di margini nei programmi cumulati in fase di programmazione che consentano in tempo reale l'aumento o la diminuzione dell'immissione di energia elettrica. Nel modello non si è mantenuta la distinzione di riserva pronta e di sostituzione, ma si è introdotta una riserva terziaria che abbia la duale caratteristica di essere attivabile in tempi molto rapidi e di poter essere mantenuta senza limitazioni di durata.

Dal momento che ogni unità di produzione può presentare offerte differenziate relativamente a incremento e diminuzione di potenza, è stato deciso di esprimere questi scostamenti rispetto alla programmazione in uscita dal MGP mediante due variabili strategiche diverse. Fatta questa premessa possiamo formulare l'offerta di ogni generatore di proprietà dell'azienda f , nella zona i , per l'intervallo temporale o nel mercato dei servizi di dispacciamento.

Nello specifico, se ad un generatore viene chiesto di accettare modifiche rispetto ai programmi aggiornati cumulati incrementando la propria produzione rispetto a quanto previsto a valle dell'MGP, questo generatore chiede che la potenza in più richiesta venga valorizzata ad un prezzo proporzionale ai suoi costi marginali. L'offerta di un generatore per la riserva a salire può quindi essere espressa come:

$$bid_up_{hfio} = k_{msd_up, fio} \cdot MC_{hfi} \quad (4.9)$$

Se ad un generatore viene chiesto al contrario di accettare modifiche rispetto ai programmi aggiornati cumulati diminuendo la propria produzione rispetto a quanto previsto a valle dell'MGP, questo generatore è disposto a restituire solo una parte del guadagno che avrebbe ottenuto se non fosse stata richiesta una tale modifica al programma. L'offerta di un generatore per la riserva a scendere viene scritta del seguente modo:

$$bid_down_{hfio} = -k_{msd_down, fio} \cdot P_{io} \quad (4.10)$$

dove il segno meno indica che si tratta di una offerta di *restituzione*.

4.3.1. Notazione

Anche in questo caso prima di addentrarci nel modello introduciamo la notazione cui fare riferimento:

- Variabili:
 - P_{fhi} : potenza generata dall' [MW];
 - $\Delta p_{up_{fhi}}$: incremento di produzione richiesto all'ora o all'impianto h della società f , connesso al nodo i a seguito del dispacciamento predisposto dal msd [MW];
 - $\Delta p_{down_{fhi}}$: decremento di produzione richiesto all'impianto h della società f , connesso al nodo i a seguito del dispacciamento predisposto dal msd;
 - $C.on_{fhi}$: costo di accensione richiesto all'ora o all'impianto h della società f , connesso al nodo i [€];
 - $C.off_{fhi}$: costo di spegnimento richiesto all'ora o all'impianto h della società f , connesso al nodo i [€].
 - $\pi_{msd.f}$: profitto della società di generazione f nel mercato dei servizi di dispacciamento[€];
 - α_{hfo} : variabile binaria che segnala se l'impianto h della società f , connesso al nodo i è acceso all'ora o a valle del mercato dei servizi di dispacciamento; in particolare assume valore unitario se l'UP risulta accesa.
- Parametri:
 - $C_{bid.up_{fhi}}$: costo di accensione relativo all'impianto h della società f , connesso al nodo i [€];
 - $ramp_{fhi}$: gradiente a salire e a scendere dell'impianto h della società f nella zona i [MW];
 - R_{up_o} : riserva a salire che è necessario garantire al sistema elettrico complessivo nell'intervallo temporale o [MW];
 - R_{down_o} : riserva a scendere che è necessario garantire al sistema elettrico complessivo nell'intervallo temporale o [MW];
 - $R_{up.I_o}$: riserva a scendere che è necessario garantire nella zona i nell'intervallo temporale o [MW];

- $R_down.I_{io}$: riserva a scendere che è necessario garantire nella zona i nell'intervallo temporale o [MW].
- α_on_{hifo} : variabile binaria che segnala se l'impianto h della società f , connesso al nodo i è acceso all'ora o a valle della programmazione del mercato del giorno prima; in particolare assume valore unitario se l'UP risulta accesa.

4.3.2. Il modello matematico del MSD

Il mercato dei servizi di dispacciamento ha lo scopo di modificare la programmazione definita a valle dell'MGP per rendere disponibile, nel caso in cui non fossero già previsti, opportuni margini di riserva rispetto alla potenza minima o massima. Ricordiamo che tali margini sono necessari perché consentono di ripristinare il bilanciamento in tempo reale a fronte di un set predeterminato di perturbazioni.

L'esito del mercato MSD porterà quindi ad una nuova e più corretta programmazione delle unità di produzione prevedendo un livello di produzione pari a :

$$P_{fho} = q_{fho} + \Delta p_up_{fhi} - \Delta p_down_{fhi} \quad (4.11)$$

Analogamente al MGP, anche in questo mercato vale il criterio del merito economico e lo scopo che ci si prefigge è quello di minimizzare la spesa necessaria per modificare la programmazione precedentemente predisposta al fine di garantire un esercizio del sistema elettrico sicuro e soddisfare tutti i vincoli del sistema stesso e degli impianti. La funzione obiettivo può quindi essere espressa nel seguente modo:

$$Min \sum_f \sum_h \sum_i \sum_o \left[\Delta p_up_{fho} \cdot k_{msd_up,fho} \cdot MC_{fhi} + \Delta p_down_{fho} \cdot (1 - k_{msd_down,fho}) \cdot p_{io} + C.on_{fho} + C.off_{fho} \right] \quad (4.12)$$

I costi sostenuti da Terna, o meglio dagli utenti finali che desiderano ricevere il servizio da Terna garantito, possono essere scomposti in:

- costi necessari per remunerare le unità di produzione a cui è richiesto di incrementare la propria produzione, comprensivi eventualmente del costo di accensione dell'unità stessa: dal momento che vale la

remunerazione *pay as bid* in questa formulazione compare espressamente la variabile strategica $k_{msd_up, fio}$ a moltiplicare i costi di produzione. Nel modello abbiamo ipotizzato che i costi di accensione non possano prendere parte al *gaming strategico* delle imprese;

- mancata restituzione di quella quota di profitto ottenuta da una unità di produzione cui è chiesto nel MSD di diminuire la produzione di energia: questa quota è calcolata come prodotto tra il decremento di produzione richiesto all'unità (Δp_down_{fio}), il prezzo di valorizzazione dell'energia (p_{io}) e il termine $(1 - k_{msd_down, fio})$. Esemplicando, nel caso in cui la variabile strategica $k_{msd_down, fio}$ assume valore unitario allora la società proprietaria dell'impianto si impegna a restituire tutto il profitto ottenuto sul mercato del giorno prima (e cioè la società sta assumendo un comportamento analogo a quello che avrebbe in concorrenza perfetta): in questo caso il relativo costo sostenuto da Terna è zero;
- costi relativi allo spegnimento di una UP.

Accensioni e spegnimenti

Nel modello si è ipotizzato che tutte le unità di produzione strategiche fossero abilitate alla presentazione di un prezzo per l'offerta di accensione e spegnimento.

L'ammontare di denaro equivalente che deve essere corrisposto da Terna nel caso in cui alla UP sia richiesto un avviamento nell'ambito del MSD è pari a:

$$C.on_{fio} = (\alpha_{hifo} - \alpha_{on_{hifo}}) \cdot C_bid.up_{fio} \quad (4.13)$$

Questa transazione di denaro avverrà ovviamente solo nel caso in cui l'UP sia spenta a valle del MGP ($\alpha_{on_{hifo}} = 0$) e ad essa sia richiesto di accendersi da parte del TSO ($\alpha_{hifo} = 1$).

Per quanto riguarda i costi di spegnimento invece:

$$C.off_{fio} = (\alpha_{on_{hifo}} - \alpha_{hifo}) \cdot MC_{fio} \cdot G \min_{fio} \quad (4.14)$$

Questa transazione di denaro avverrà ovviamente solo nel caso in cui l'UP sia accesa a valle del MGP ($\alpha_{on_{hifo}} = 1$) e ad essa sia richiesto di smettere di produrre da parte del TSO ($\alpha_{hifo} = 0$).

Per modellare questo mercato dobbiamo ancora tenere conto di tutti quei vincoli che erano serviti nell'ambito dell'MGP.

Bilanciamento, limiti di transito e vincoli di generazione

Riscriviamo quindi, con le modifiche opportune, l'equazione che descrive il bilancio istantaneo in ciascun nodo:

$$y_{io} = D_{io} - \sum_f \sum_h \sum_o P_{fho} \quad \forall i \quad (4.15)$$

il bilancio globale:

$$\sum_i \sum_o y_{io} = 0 \quad (4.16)$$

il rispetto dei limiti di trasmissione:

$$\sum_i PTDF_{it} \cdot y_{io} \leq T_t \quad \forall t, o \quad (4.17)$$

i vincoli di generazione:

$$\begin{cases} P_{fhi} \leq G \max_{fhi} \\ P_{fhi} \geq G \min_{fhi} \end{cases} \quad \forall f, h, i \quad (4.18)$$

Riserva totale e zonale

Per garantire che un quantitativo di riserva sufficiente venga effettivamente approvvigionato è necessario introdurre i seguenti vincoli:

$$\begin{cases} \sum_h \sum_i \sum_f \alpha_{hifo} \cdot G \max_{fhi} - P_{fhio} \geq R_up_o \\ \sum_h \sum_i \sum_f P_{fhio} - \alpha_{hifo} \cdot G \min_{fhi} \geq R_down_o \end{cases} \quad \forall f,h,i,o \quad (4.19)$$

$$\begin{cases} \sum_h \sum_f \alpha_{hifo} \cdot G \max_{fhi} - P_{fhio} \geq R_up \cdot I_{io} \\ \sum_h \sum_i P_{fhio} - \alpha_{hifo} \cdot G \min_{fhi} \geq R_down \cdot I_{io} \end{cases} \quad \forall f,h,i,o \quad (4.20)$$

Il primo sistema di equazioni si riferisce alla riserva totale a salire e a scendere che vogliamo sia garantita in tutto il sistema, mentre il secondo si riferisce alla riserva che è necessario garantire in ciascuna zona.

Commentiamo la prima delle due equazioni del sistema 4.19, quella cioè che si riferisce alla riserva totale a salire: la sommatoria estesa a tutti i generatori (di tutte le società) e a tutte le zone della quantità $\alpha_{hifo} \cdot G \max_{fhi} - P_{fhio}$ deve essere superiore al valore R_up_o .

Infatti, se il generatore risulta acceso a valle del MSD ($\alpha_{hifo} = 1$), allora in caso di necessità l'impianto potrebbe incrementare la sua produzione di una quantità pari a $[G \max_{fhi} - P_{fhio}]$.

Nel caso in cui invece fosse spento ($\alpha_{hifo} = 0$), esso non potrebbe contribuire alla costituzione della riserva a salire ed infatti:

$$[\alpha_{hifo} \cdot G \max_{fhi} - P_{fhio} = 0 \cdot G \max_{fhi} - 0 = 0].$$

Per quanto riguarda la riserva a scendere, invece, abbiamo che la sommatoria estesa a tutti i generatori (di tutte le società) e a tutte le zone della quantità $P_{fhio} - \alpha_{hifo} \cdot G \min_{fhi}$ deve essere superiore ad valore R_down_o . Infatti, se il generatore risulta acceso a valle dell'MSD ($\alpha_{hifo} = 1$) allora, in caso di necessità, l'impianto potrebbe diminuire la propria produzione di una quantità pari a $[P_{fhio} - G \min_{fhi}]$.

Nel caso in cui invece fosse spento, esso non potrebbe contribuire alla costituzione della riserva a scendere ed infatti:

$$[P_{fhio} - \alpha_{hifo} \cdot G \min_{fhi} = 0 - 0 \cdot G \min_{fhi} = 0].$$

Il secondo sistema di equazioni (4.20) esprime invece il vincolo relativo alla minima riserva a salire e a scendere che vogliamo avere in ogni zona: l'unica differenza rispetto a prima è che la sommatoria non viene estesa a tutte le zone.

Come è già stato ampiamente discusso nel capitolo 1, per garantire che il profilo di produzione a valle dell'MSD sia compatibile con le caratteristiche tecniche di ogni gruppo di generazione, è necessario introdurre dei vincoli relativi al gradiente e alla permanenza in servizio.

Gradiente a salire e a scendere

Il gradiente rappresenta la quantità massima di potenza che un gruppo è in grado di immettere o togliere dalla rete in un minuto [MW/min]. Sapendo che il periodo rilevante per le UP abilitate nel MSD è il quarto d'ora, la variazione massima di potenza che una unità può sopportare tra due intervalli di tempo consecutivi è data da:

$$\begin{cases} P_{fhi(o+1)} - P_{fhi(o)} \leq ramp_{fhi} \cdot \alpha_{hifo} + G \max_{fhi} \cdot (1 - \alpha_{hifo}) \\ P_{fhi(o)} - P_{fhi(o-1)} \geq -ramp_{fhi} \cdot \alpha_{hifo} - G \max_{fhi} \cdot (1 - \alpha_{hifo}) \end{cases} \quad \forall f,h,i,o \quad (4.21)$$

Il sistema di disequazioni sopra riportato ha il seguente significato: il gradiente a salire e a scendere massimo deve essere pari a *ramp* nel caso in cui ad una UP venga imposto di aumentare o diminuire la propria produzione tra due intervalli temporali consecutivi. Per una semplificazione da noi introdotta questi vincoli non vanno presi in considerazione nel caso in cui l'unità debba accendersi o spegnersi: in questi casi, infatti, il generatore non è soggetto ad alcuna rampa di presa di carico o di spegnimento, ma si suppone che esso possa passare da $G \min_{fhi} \leq P_{fhi} \leq G \max_{fhi}$ a $P_{fhi} = 0$ (e viceversa) istantaneamente.

Per convincere del fatto che le equazioni contenute nel sistema portano a garantire che non ci sia nessuna violazione dei vincoli tecnici relativi al gradiente, proponiamo una analisi delle possibili casistiche tramite un esempio molto semplice: consideriamo che a valle del MSD venga imposta ad un gruppo di produzione la seguente programmazione:

Tabella 4.1: Esempio di produzione a valle del MSD.

	1	2	3	4	5
P[MW]	0	100	150	130	0
α	0	1	1	1	0

A cavallo del primo e del secondo intervallo temporale il gruppo si accende: durante l'operazione di accensione bisogna solo garantire che il generatore produca una potenza minore del suo massimo tecnico.

$$\begin{cases} 100 - 0 \leq ramp_{fhi} \cdot 0 + G \max_{fhi} \cdot (1 - 0) & \Rightarrow 100 \leq G \max_{fhi} \\ 0 - 0 \geq -ramp_{fhi} \cdot 0 - G \max_{fhi} \cdot (1 - 0) & \Rightarrow 0 \geq -G \max_{fhi} \end{cases} \quad (4.22)$$

A cavallo del secondo e terzo intervallo temporale il gruppo aumenta la sua produzione: durante questa fase bisogna garantire che tale incremento sia inferiore al gradiente a salire massimo:

$$\begin{cases} 150 - 100 \leq ramp_{fhi} \cdot 1 + G \max_{fhi} \cdot (1 - 1) & \Rightarrow 50 \leq ramp \\ 100 - 0 \geq -ramp_{fhi} \cdot 1 - G \max_{fhi} \cdot (1 - 1) & \Rightarrow 100 \geq -ramp \end{cases} \quad (4.23)$$

A cavallo del terzo e quarto intervallo temporale il gruppo diminuisce la sua produzione: durante questa fase bisogna garantire che tale decremento sia inferiore al gradiente a scendere massimo.

$$\begin{cases} 130 - 150 \leq ramp_{fhi} \cdot 1 + G \max_{fhi} \cdot (1 - 1) & \Rightarrow -20 \leq ramp \\ 150 - 100 \geq -ramp_{fhi} \cdot 1 - G \max_{fhi} \cdot (1 - 1) & \Rightarrow 50 \geq -ramp \end{cases} \quad (4.24)$$

A cavallo del quarto e quinto intervallo temporale il gruppo si spegne: durante questa fase non bisogna imporre nessun vincolo legato al gradiente.

$$\begin{cases} 0 - 130 \leq ramp_{fhi} \cdot 1 + G \max_{fhi} \cdot (1 - 1) & \Rightarrow -130 \leq ramp \\ 130 - 150 \geq -ramp_{fhi} \cdot 1 - G \max_{fhi} \cdot (1 - 1) & \Rightarrow -20 \geq -ramp \end{cases} \quad (4.25)$$

Permanenza in servizio

Esprimiamo ora i vincoli relativi alla permanenza in servizio:

$$\begin{cases} \sum_{o=1}^N \alpha_{hifo} \geq (\alpha_{hif(o)} - \alpha_{hif(o-1)}) \cdot N \\ \sum_{o=1}^N \alpha_{hifo} - M \leq (\alpha_{hif(o)} - \alpha_{hif(o-1)}) \cdot M \end{cases} \quad \forall f, h, i, o \quad (4.26)$$

dove N e M sono rispettivamente il tempo minimo di permanenza in servizio e fuori servizio.

Prima di analizzare più nello specifico la relazione scritta sopra facciamo notare che rispetto all'intervallo temporale precedente:

$$se \begin{cases} \alpha_{hifo} = 1 & \rightarrow \text{il generatore} \\ \alpha_{hifo} = 0 & \rightarrow \text{il generatore} \end{cases} \begin{cases} \left\{ \begin{array}{l} \text{si accende} \\ \text{rimane acceso e incrementa la produzione} \\ \text{rimane acceso e decrementa la produzione} \end{array} \right. \\ \text{si spegne} \end{cases} \quad (4.27)$$

Cercando di spiegare a parole il significato del sistema 4.26, possiamo dire che a partire dal momento in cui l'impianto h della società f , connesso al nodo i è acceso a valle del mercato dei servizi di dispacciamento $\left[\left(\alpha_{hif(o)} - \alpha_{hif(o-1)} \right) = 1 \right]$, esso deve rimanere acceso per i successivi N intervalli temporali, e cioè la variabile indipendente α_{hifo} deve assumere valore unitario per i successivi N periodi rilevanti.

Analogamente, a partire dal momento in cui un generatore viene spento $\left[\left(\alpha_{hif(o)} - \alpha_{hif(o-1)} \right) = -1 \right]$, esso deve rimanere fuori servizio per i successivi M intervalli temporali e cioè la variabile indipendente α_{hifo} deve assumere valore nullo per i successivi M periodi rilevanti.

4.4. Considerazioni sulla genesi del modello

Vogliamo ora mettere in luce un aspetto molto importante che riguarda il modo in cui un modello viene formulato: spesso i vincoli che si vogliono introdurre sono semplici a livello concettuale ma richiedono molti sforzi per essere espressi in una forma che sia interpretabile da un simulatore. A questo si aggiunge il fatto che, volendo mantenere il modello lineare e volendo usare dei risolutori che raggiungano la convergenza in tempi ragionevoli, sono preclusi tutte quelle operazioni che prevedono moltiplicazioni tra le variabili indipendenti oppure funzioni quali il valore assoluto. Questo a sua volta implica che non sempre è possibile seguire la strada più intuitiva, ma spesso è necessario trovare percorsi alternativi che permettano di raggiungere lo stesso obiettivo tenendo conto di tutti i vincoli in gioco.

Per rendere più chiara l'idea è opportuno accennare brevemente al relativamente lungo processo che ha portato il modello alla forma in cui è stato presentato nel paragrafo precedente.

Dal momento che sul MSD il decremento e l'incremento di produzione rispetto alla programmazione a valle del MGP possono essere offerti a prezzi diversi³⁹ abbiamo ritenuto più opportuno avvalerci di due variabili positive distinte (Δp_down_{fhi} e Δp_down_{fhio}) invece che di una sola variabile Δp_{fhio} che potesse assumere valori sia maggiori sia minori di zero. Una volta fatta questa scelta abbiamo dovuto formulare la potenza richiesta a ciascuna unità di produzione nel modo seguente:

$$P_{fhio} = q_{fhio} + \Delta p_up_{fhi} - \Delta p_down_{fhi} \quad (4.28)$$

ed abbiamo espresso la funzione obiettivo come:

$$fo.msd = \sum_f \sum_h \sum_i \sum_o \left[\Delta p_up_{fhio} \cdot k_{msd_up, fio} \cdot MC_{fhi} - \Delta p_down_{fhio} \cdot k_{msd_down, fio} \cdot p_{io} + C.on_{fhio} + C.off_{fhio} \right] \quad (4.29)$$

In questa formulazione della funzione obiettivo riconosciamo i termini di costo associati all'acquisto dell'incremento di energia e ai costi di accensione e spegnimento, e un ricavo dato dall'ammontare di denaro che il generatore che deve decrementare la sua produzione restituisce al TSO.

E' però necessario a questo punto assicurarsi che:

$$\begin{cases} se & \Delta p_up_{fhio} \geq 0 & allora & \Delta p_down_{fhio} = 0 \\ se & \Delta p_down_{fhio} \geq 0 & allora & \Delta p_up_{fhio} = 0 \end{cases} \quad \forall f, h, i, o \quad (4.30)$$

Se questa relazione non fosse sempre verificata, infatti, il modello perderebbe completamente di senso e il profitto dell'impresa f che risulterebbe come esito del mercato MSD non corrisponderebbe all'ammontare di denaro effettivamente corrisposto da Terna.

Il modo più semplice per esprimere questo vincolo è:

$$\Delta p_up_{fhio} \cdot \Delta p_down_{fhio} = 0 \quad \forall f, h, i, o \quad (4.31)$$

Questa equazione però rende il modello non lineare dal momento che in essa compare un prodotto tra due variabili indipendenti. L'aggravio computazionale che ne consegue è così elevato che abbiamo ritenuto opportuno intraprendere una strada alternativa.

³⁹ Queste offerte devono rispettare una serie di vincoli che sono stati riportati nel capitolo 1.

Si è dunque pensato di formulare il vincolo in un modo diverso:

$$\Delta p_{up_{fhio}} + \Delta p_{down_{fhio}} - abs \cdot (\Delta p_{up_{fhio}} - \Delta p_{down_{fhio}}) = 0 \quad \forall f,h,i,o \quad (4.32)$$

Sviluppando il valore assoluto otteniamo:

$$\left\{ \begin{array}{l} se \quad \Delta p_{up_{fhio}} \geq \Delta p_{down_{fhio}} \Rightarrow \\ \Delta p_{up_{fhio}} + \Delta p_{down_{fhio}} - abs(\Delta p_{up_{fhio}} - \Delta p_{down_{fhio}}) = \dots \\ \dots = \Delta p_{up_{fhio}} + \Delta p_{down_{fhio}} - (\Delta p_{up_{fhio}} - \Delta p_{down_{fhio}}) = 2 \cdot \Delta p_{down_{fhio}} \\ \Rightarrow \quad \Delta p_{down_{fhio}} = 0 \\ \\ se \quad \Delta p_{up_{fhio}} \leq \Delta p_{down_{fhio}} \Rightarrow \\ \Delta p_{up_{fhio}} + \Delta p_{down_{fhio}} - abs(\Delta p_{up_{fhio}} - \Delta p_{down_{fhio}}) = \dots \\ \dots = \Delta p_{up_{fhio}} + \Delta p_{down_{fhio}} + (\Delta p_{up_{fhio}} - \Delta p_{down_{fhio}}) = 2 \cdot \Delta p_{up_{fhio}} \\ \Rightarrow \quad \Delta p_{up_{fhio}} = 0 \end{array} \right. \quad (4.33)$$

In questo modo abbiamo evitato di rendere il modello non lineare ma abbiamo introdotto la funzione *valore assoluto* che ci impedisce di usare risolutori efficienti come il *cplex*.

Appurato che la formulazione del problema in questi termini ci conduce ad un modello computazionalmente molto pesante, proviamo a aggirare il problema affrontandolo da un altro punto di vista. Analizzando con molta attenzione la funzione obiettivo salta all'occhio che il problema è creato dal fatto che nel modello il decremento di produzione è visto come un ricavo. E' infatti proprio questa circostanza che può portare l'algoritmo di minimizzazione dei costi a richiedere ad uno stesso impianto contestualmente di aumentare e di diminuire la propria produzione.

Per esemplificare, consideriamo un impianto che a valle dell'MGP, in un istante di tempo t, produce 200 MW e a cui sia richiesto di aumentare la potenza di 30 MW per soddisfare un certo vincolo di riserva.

Consideriamo ora i due possibili casi:

- 1) l'algoritmo propone una soluzione corretta tale per cui:

$$\left\{ \begin{array}{l} \Delta p_{down_{fhio}} = 0 \\ \Delta p_{up_{fhio}} = 30MW \end{array} \right. \quad (4.34)$$

i costi sostenuti dal TSO per assicurare quella specifica riserva risultano pari a :

$$\begin{aligned} fo.ms_d &= \Delta p_{up}{}_{f_{hio}} \cdot k(ms_d_{up})_{f_{io}} \cdot MC_{f_{hi}} = \\ &= 30 \cdot k(ms_d_{up})_{f_{io}} \cdot MC_{f_{hi}} \end{aligned} \quad (4.35)$$

- 2) l'algoritmo minimizza i costi proponendo una soluzione fisicamente priva di senso in cui allo stesso generatore viene contemporaneamente chiesto di aumentare e diminuire la propria potenza:

$$\begin{cases} \Delta p_{down}{}_{f_{hio}} = 20MW \\ \Delta p_{up}{}_{f_{hio}} = 30MW + 20MW = 50MW \end{cases} \quad (4.36)$$

i costi sostenuti dal TSO per assicurare quella specifica riserva risultano pari a :

$$\begin{aligned} fo.ms_d &= \Delta p_{up}{}_{f_{hio}} \cdot k_{ms_d_{up},f_{io}} \cdot MC_{f_{hi}} - \Delta p_{down}{}_{f_{hio}} \cdot k_{ms_d_{down},f_{io}} \cdot P_{io} = \\ &= 50 \cdot k_{ms_d_{up},f_{io}} \cdot MC_{f_{hi}} - 20 \cdot k_{ms_d_{down},f_{io}} \cdot P_{io} \end{aligned} \quad (4.37)$$

Ricordandoci che l'algoritmo tende a minimizzare i costi sostenuti nel MSD possiamo concludere che il modello sarà portato a convergere verso la seconda soluzione nel caso in cui i profitti corrispondenti siano maggiori rispetto all'altro caso, e quindi solo se:

$$\begin{aligned} 30 \cdot k(ms_d_{up})_{f_{io}} \cdot MC_{f_{hi}} &\geq 50 \cdot k(ms_d_{up})_{f_{io}} \cdot MC_{f_{hi}} - 20 \cdot k(ms_d_{down})_{f_{io}} \cdot P_{io} \\ &\Downarrow \\ 20 \cdot k(ms_d_{up})_{f_{io}} \cdot MC_{f_{hi}} &\leq 20 \cdot k(ms_d_{down})_{f_{io}} \cdot P_{io} \\ &\Downarrow \\ k(ms_d_{up})_{f_{io}} &\leq k(ms_d_{down})_{f_{io}} \cdot P_{io} / MC_{f_{hi}} \end{aligned} \quad (4.38)$$

In conclusione, esistono delle possibili configurazioni di strategie che possono portare il modello a soluzioni prive di senso. Per porre rimedio a ciò riscriviamo la funzione obiettivo in modo da far comparire i decrementi di potenza rispetto alla programmazione a valle del MGP come dei costi e non come dei ricavi per Terna. Si tratta sostanzialmente esplicitare il fatto che quando ad un generatore viene chiesto di diminuire la potenza immessa nel nodo di appartenenza esso restituisce solo una quota della remunerazione che aveva ricevuto dal Gestore del sistema a valle del mercato del giorno prima: questo mancato ritorno costituisce per Terna un costo che può essere messo in evidenza scrivendo la funzione obiettivo nel seguente modo:

$$fo.msd = \sum_f \sum_h \sum_i \sum_o \left[\Delta p_{up_{fhi}} \cdot k_{msd_{up,fio}} \cdot MC_{fhi} + \Delta p_{down_{fhi}} \cdot (1 - k_{msd_{down,fio}}) \cdot P_{io} + C.on_{fhi} + C.off_{fhi} \right] \quad (4.39)$$

Dimostriamo ora che con questa formulazione vengono eliminate le incongruenze cui abbiamo accennato precedentemente.

Per fare questo riprendiamo l'esempio di prima e vediamo in quali casi è possibile che contemporaneamente ad un generatore sia richiesto un decremento e un incremento di potenza.

- 1) l'algoritmo propone una soluzione corretta tale per cui:

$$\begin{cases} \Delta p_{down_{fhi}} = 0 \\ \Delta p_{up_{fhi}} = 30MW \end{cases} \quad (4.40)$$

i costi sostenuti dal TSO per assicurare quella specifica riserva risultano pari a :

$$\begin{aligned} fo.msd &= \Delta p_{up_{fhi}} \cdot k_{msd_{up,fio}} \cdot MC_{fhi} = \\ &= 30 \cdot k_{msd_{up,fio}} \cdot MC_{fhi} \end{aligned} \quad (4.41)$$

- 2) l'algoritmo minimizza i costi proponendo una soluzione fisicamente priva di senso in cui allo stesso generatore viene contemporaneamente chiesto di aumentare e diminuire la propria potenza:

$$\begin{cases} \Delta p_{down_{fhi}} = 20MW \\ \Delta p_{up_{fhi}} = 30MW + 20MW = 50MW \end{cases} \quad (4.42)$$

i costi sostenuti dal TSO per assicurare quella specifica riserva risultano pari a :

$$\begin{aligned} fo.msd &= \Delta p_{up_{fhi}} \cdot k_{msd_{up,fio}} \cdot MC_{fhi} + \Delta p_{down_{fhi}} \cdot (1 - k_{msd_{down,fio}}) \cdot P_{io} = \\ &= 50 \cdot k_{msd_{up,fio}} \cdot MC_{fhi} + 20 \cdot (1 - k_{msd_{down,fio}}) \cdot P_{io} \end{aligned} \quad (4.43)$$

Ricordandoci che l'algoritmo tende a minimizzare i costi sostenuti nel MSD possiamo concludere che il modello sarà portato a convergere verso la seconda soluzione nel caso in cui i profitti corrispondenti siano maggiori rispetto all'altro caso, e quindi solo se:

$$\begin{aligned}
 30 \cdot k(\text{msd_up})_{fio} \cdot MC_{fhi} &\geq 50 \cdot k(\text{msd_up})_{fio} \cdot MC_{fhi} + 20 \cdot (1 - k(\text{msd_down})_{fio}) \cdot p_{io} \\
 &\Downarrow \\
 20 \cdot k(\text{msd_up})_{fio} \cdot MC_{fhi} &\leq -20 \cdot (1 - k(\text{msd_down})_{fio}) \cdot p_{io} \\
 &\Downarrow \\
 k(\text{msd_up})_{fio} &\leq (k(\text{msd_down})_{fio} - 1) \cdot p_{io} / MC_{fhi}
 \end{aligned} \tag{4.44}$$

Dal momento che:

$$\begin{cases} 0 \leq k(\text{msd_down})_{fio} \leq 1 \\ k(\text{msd_down})_{fio} \geq 0 \end{cases} \Rightarrow (k(\text{msd_down})_{fio} - 1) \leq 1 \tag{4.45}$$

si può concludere che la disuguaglianza non è verificata per nessun valore di $k_{\text{msd_down},fio}$ e che quindi, se l'algoritmo effettivamente minimizza i costi sostenuti dal TSO, il sistema di disequazioni (4.45) sarà sempre verificato.

Come abbiamo visto precedentemente, per scrivere molti dei vincoli che costituiscono il modello così come è stato concepito, è stato necessario utilizzare una variabile binaria indipendente α_{hifo} . Questa variabile accessoria deve assumere valore unitario solo nel caso in cui l'impianto h appartenente all'impresa f e situato nella zona i risulta acceso nell'intervallo temporale o a seguito del mercato dei servizi di dispacciamento.

$$\begin{cases} \text{se } P_{fho} > 0 & \text{allora } \alpha_{hifo} = 1 \\ \text{se } P_{fho} = 0 & \text{allora } \alpha_{hifo} = 0 \end{cases} \quad \forall f, h, i, o \tag{4.46}$$

Per inserire questa relazione biunivoca nel modello inizialmente si era pensato di introdurre il seguente sistema di disequazioni:

$$\begin{cases} \Delta p_{\text{up}}_{fho} \leq G \max_{fhi} -q_{fho} \\ \Delta p_{\text{up}}_{fho} \geq G \min_{fhi} \cdot \alpha_{\text{on}_{hifo}} \cdot \alpha_{hifo} \end{cases} \quad \forall f, h, i, o \tag{4.47}$$

$$\begin{cases} \Delta p_{\text{down}}_{fho} \leq (q_{fho} - G \min_{fhi}) \cdot \alpha_{\text{on}_{hifo}} + q_{fho} \cdot (1 - \alpha_{hifo}) \cdot \alpha_{\text{on}_{hifo}} \\ \Delta p_{\text{down}}_{fho} \geq q_{fho} \cdot \alpha_{\text{on}_{hifo}} \cdot (1 - \alpha_{hifo}) \end{cases} \tag{4.48}$$

I sistemi di disequazioni (4.47) e (4.48) ci consentono di imporre che la variazione di produzione richiesta ad una UP siano tali da non portare a produrre il gruppo né a potenze superiori a quella massima, né a potenze inferiori a quella minima; essi però non consentono di assicurare quanto espresso nella relazione (4.46) e per questo motivo nella forma definitiva del modello la relazione che intercorre tra α_{hifo} e P_{fhio} viene espressa in termini differenti:

$$\begin{cases} P_{fhio} \leq G \max_{fhi} \cdot \alpha_{hifo} \\ P_{fhio} \geq G \min_{fhi} \cdot \alpha_{hifo} \end{cases} \quad \forall f,h,i,o \quad (4.49)$$

Infatti:

$$\begin{aligned} \text{se } P_{fhio} = 1 \quad \text{allora} \quad & \begin{cases} \text{se } \alpha_{hifo} = 1 \rightarrow \begin{cases} P_{fhio} \leq G \max_{fhi} \\ P_{fhio} \geq G \min_{fhi} \end{cases} \\ \text{se } \alpha_{hifo} = 0 \rightarrow \begin{cases} P_{fhio} \leq G \max_{fhi} \\ P_{fhio} \geq 0 \end{cases} \quad \text{IMPOSSIBILE} \end{cases} \\ \\ \text{se } P_{fhio} = 0 \quad \text{allora} \quad & \begin{cases} \text{se } \alpha_{hifo} = 1 \rightarrow \begin{cases} 0 \leq G \max_{fhi} \\ 0 \geq G \min_{fhi} \end{cases} \quad \text{IMPOSSIBILE} \\ \text{se } \alpha_{hifo} = 0 \rightarrow \begin{cases} 0 \leq G \max_{fhi} \\ 0 \geq 0 \end{cases} \end{cases} \end{aligned}$$

Infine, accenniamo brevemente al fatto che si è pensato di poter esprimere P_{fhio} non come una normale *variabile positiva*, ma come una *variabile semicontinua*, cioè una variabile che possa assumere qualsiasi valore compreso tra due estremi arbitrari, nel caso specifico $G \min_{fhi} \leq P_{fhio} \leq G \max_{fhi}$. Esplicitando questi vincoli già nella dichiarazione della variabile è teoricamente possibile eliminare il sistema di disequazioni:

$$\begin{cases} P_{fhio} \leq G \max_{fhi} \\ P_{fhio} \geq G \min_{fhi} \end{cases} \quad \forall f,h,i,o \quad (4.50)$$

In realtà però queste due disequazioni opportunamente modificate moltiplicando per la variabile binaria α_{hifo} (vedi eq. 4.49) sono, come abbiamo visto prima, indispensabili per esprimere la relazione che intercorre tra α_{hifo} e P_{fhio} : non essendo possibile eliminare questi due vincoli dal modello implica che usare una

variabile semicontinua non presenta alcun vantaggio in termini di numero di equazioni del modello.

Si è inoltre verificato che sostituire una variabile positiva con una variabile semicontinua aumenta di circa il 4.3% i tempi di calcolo. Una reazione di questo tipo da parte del modello è facilmente spiegabile se si pensa che i risolutori sono generalmente studiati per offrire le migliori prestazioni in presenza di variabili definite in modo standard. Questa considerazione ci ha dissuaso dal tentare di modificare in toto il modello per adattarlo all'introduzione di una variabile semicontinua.

Per completare la trattazione del mercato dei servizi di dispacciamento è a questo punto necessario esplicitare il profitto ottenibile su tale mercato da ogni impresa. Il profitto è ovviamente esprimibile come differenza tra ricavi e costi:

$$\pi_{msd.f} = ricavi_msd_{f_{hio}} - costi_msd_{f_{hio}} \quad (4.51)$$

Massimizzazione del profitto proprio di una società di generazione:

$$Max \pi_f \quad \Longrightarrow \quad 1 \leq \mu_{fi} \leq \mu_{fi}^{\max} \quad (4.52)$$

$$ricavi_msd_{f_{hio}} = \sum_h \sum_i \sum_o \left[\Delta p_up_{f_{hio}} \cdot k(msd_up)_{f_{ho}} \cdot MC_{f_{hi}} + \Delta p_down_{f_{hio}} \cdot MC_{f_{hi}} \right] \quad (4.53)$$

$$costi_msd_{f_{hio}} = \sum_h \sum_i \sum_o \left[\Delta p_up_{f_{hio}} \cdot MC_{f_{hi}} + \Delta p_down_{f_{hio}} \cdot k(msd_up)_{f_{ho}} \cdot p_{io} \right] \quad (4.53)$$

Abbiamo cioè la sommatoria estesa a tutti i generatori di appartenenza all'impresa f della differenza tra ricavi e costo sostenuti per modificare la propria programmazione. In particolare tra i ricavi ritroviamo la remunerazione dell'energia in più venduta a cui si somma il risparmio derivante dal non dover sostenere i costi marginali relativi a quella quota di energia che non deve essere più fornita. I costi invece sono dovuti ai costi marginali associati all'incremento di produzione e alla restituzione di parte dell'ammontare di denaro che era stato corrisposto a seguito del MGP.

4.5. Determinazione dell'equilibrio di Nash

Terminata la modellazione dei due mercati, vogliamo trovare la strategia migliore che porta a massimizzare il profitto complessivo di una impresa di produzione elettrica in nel contesto del mercato elettrico italiano.

Innanzitutto, notiamo che il profitto di una impresa è molto influenzato dal mark-up delle imprese concorrenti ed è per questo motivo che ciascuna impresa deve presentare delle curve di offerta sulla base delle strategie delle rivali. In assenza di informazioni esatte le strategie rivali possono solo essere ipotizzate sulla base di alcune considerazioni.

Le ipotesi da cui si parte e su cui si basa tutto il lavoro di tesi sono che tutte le imprese tendono a comportarsi in modo da pervenire ad un cosiddetto equilibrio di Nash [59] [60], cioè ad una situazione stabile nella quale ogni giocatore massimizza il proprio profitto.

L'equilibrio di Nash è quindi una previsione dell'esito del mercato a cui si giunge se si verificano due condizioni particolari: tutti vogliono massimizzare il proprio profitto e il comportamento dei soggetti strategici è razionale. Possiamo quindi considerare che l'equilibrio di Nash corrisponde a quel punto che porta alla massimizzazione congiunta della funzione obiettivo di ogni "giocatore": nessun partecipante può quindi trarre vantaggio dal modificare la propria strategia una volta pervenuti a tale situazione stabile poiché, se lo facesse, il suo profitto sarebbe sicuramente minore.

Se quindi ogni impresa ipotizza che le rivali vogliono arrivare ad un equilibrio di Nash per massimizzare il proprio profitto, sarà spontaneamente portata a cercare lei stessa una strategia che le consente di pervenire a tale equilibrio. Un tale ragionamento ovviamente ha senso solo nel caso in cui ogni partecipante agisce in modo indipendente rispetto agli altri: l'ipotesi di gioco non cooperativo è comunque sensata in un mercato in cui esiste una forte pressione da parte delle autorità competenti affinché non vengano stipulate coalizioni.

L'altra ipotesi si riferisce al fatto che tutti i partecipanti prevedano lo stesso equilibrio di Nash. In linea generale, dal momento che la curva di offerta può intersecare la curva di domanda in più punti, potrebbero esistere diversi punti di equilibrio. Se però si assume che i giocatori affrontano il problema dallo stesso punto di vista facendo affidamento ad un repertorio di dati storici che è comune a tutti, si può affermare che effettivamente le imprese prevederanno e cercheranno di far emergere uno stesso punto di equilibrio.

Entriamo ora nel merito di questo processo strategico di presentazione delle offerte. Supponiamo di avere due sole di imprese price maker (il ragionamento può essere esteso tranquillamente al caso di un numero N imprese) e mettiamoci dal punto di vista di una generica impresa S_1 . Vogliamo determinare la curva di offerta che permette all'impresa considerata di massimizzare il proprio profitto in un mercato in cui opera un'altra impresa concorrente. Nella nostra analisi ipotizziamo non note le intenzioni dell'impresa rivale ma conosciuti tutti i dati tecnici degli impianti abilitati ad offrire nei due mercati considerati. Per iniziare il processo risolutivo l'impresa S_1 deve fare delle previsioni iniziali riguardo ai possibili mark-up dell'altra impresa e può seguire diversi criteri:

- $mark - up_{S_2}^0 = 0 \implies$ si ipotizza che le imprese operino in un mercato perfettamente concorrenziale;
- $mark - up_{S_2}^0 = price\ cap \implies$ si ipotizza che le imprese offrano il massimo che è loro consentito;
- $mark - up_{S_2}^0 = random(0, price\ cap) \implies$ si genera casualmente un numero nell'intervallo ammissibile;
- $mark - up_{S_2}^0 = historical\ value \implies$ ci si affida alle offerte storicamente presentate.

Questa assunzione iniziale in linea di principio non incide sulla bontà della soluzione ma può influire sui tempi di calcolo e per questo deve essere opportunamente ponderata. Generalmente l'inizializzazione viene fatta ponendo $mark - up_{S_2}^0 = 0$ e determinando conseguentemente una variabile strategica $k_{S_2}^0 = 1$.

Effettuata questa scelta l'impresa S_1 può determinare la strategia ottima, cioè la strategia che la porterebbe ad avere il massimo profitto possibile se effettivamente la rivale si comportasse nel modo previsto: chiamiamo questa strategia $k_{S_1}^1$. L'impresa S_1 è però consapevole del fatto che la rivale S_2 conosce la sua tecnica di risoluzione: sa quindi che se offrisse $k_{S_1}^1$ allora S_2 reagirebbe presentando una nuova offerta $k_{S_2}^1$. S_1 sa quindi che deve riformulare una nuova strategia ipotizzando adesso che S_2 offra proprio $k_{S_2}^1$. In questa nuova iterazione S_1 determina una nuova strategia ottima $k_{S_1}^2$. Il processo è quindi iterativo e termina in linea teorica solo quando si raggiunge il primo menzionato equilibrio di Nash. Riassumiamo in modo schematico quanto abbiamo finora cercato di spiegare:

Step 1 ipotesi riguardo $k_{S_2}^0$.

Step 2 - Ottimizzazione dell'offerta di S_1 sulla base dell'ipotesi fatta al passo precedente e determinazione di $k_{S_1}^1$.

Step 3 – Ottimizzazione dell'offerta di S_2 mantenendo fissata la strategia di S_1 a $k_{S_1}^1$ e determinazione di $k_{S_2}^1$.

Step 4 – Nuova ottimizzazione dell'offerta di S_1 sulla base del calcolo fatto al passo precedente e determinazione di $k_{S_1}^2$.

Step i – ...

Step $iterazione_{\max}$ – Nuova ottimizzazione dell’offerta di S_1 sulla base del calcolo fatto al passo precedente e determinazione di $k^{iterazione_{\max}}_{S_1}$.

Nel prossimo capitolo ci occuperemo di determinare la strategia migliore di una impresa S_i una volta nota la strategia delle imprese avversarie. Anticipiamo solo che per fare ciò sarà necessario implementare in GAMS [61] un algoritmo genetico co-evolutivo.

5. Algoritmi Genetici

Introduzione

Dal punto di vista matematico, la ricerca del punto di ottimo consiste nell'individuare l'elemento X appartenente allo spazio cartesiano D per il quale la funzione $f : D \rightarrow R$ sia massimizzata. Nei problemi considerati la funzione f viene definita funzione obiettivo, lo spazio cartesiano D è denominato spazio di ricerca o insieme ammissibile, mentre X è la variabile indipendente. In altri termini per *ottimizzazione* si intende la ricerca della soluzione "migliore" ad un problema descritto tramite un modello, cioè tramite una rappresentazione della realtà in cui si ha a che fare con una funzione da massimizzare, una direzione di massimizzazione e una serie di restrizioni che definiscono lo spazio delle soluzioni ammesse.

Nell'affrontare un problema di ottimizzazione, possono essere utilizzati vari approcci, a seconda sia della difficoltà specifica e delle dimensioni del problema in esame, sia degli obiettivi reali che si vogliono ottenere [62]. Così, in quei casi in cui sia necessario pervenire ad una soluzione esatta si utilizzeranno dei metodi basati su calcolo infinitesimale che a loro volta si dividono in metodi di ricerca diretta, in cui si risolve analiticamente il sistema di equazioni ottenuto eguagliando il gradiente della funzione a zero, e metodi di ricerca indiretta che consistono, a partire da un punto qualsiasi, in spostamenti successivi nella direzione del gradiente della funzione fino all'ottenimento del punto di massimo.

Nel caso in cui invece sia sufficiente avere una garanzia sul massimo errore commesso si potrà far ricorso a metodi di ricerca enumerativi che consistono nell'esame sistematico di uno spazio finito opportunamente discretizzato e permettono di ottenere una soluzione del problema con l'approssimazione voluta.

Esistono però dei casi in cui la complessità intrinseca del problema, la forma stessa della funzione obiettivo e il tempo a disposizione per generare la soluzione non permettono l'applicazione di metodi analitici o numerici tradizionali.

Quando infatti si ha a che fare con problemi cosiddetti *NP-completi* (noti anche come problemi *NP-hard*) in cui è molto difficile conoscere con esattezza le caratteristiche di continuità e derivabilità della funzione obiettivo, i tempi di calcolo necessari volendo usare un algoritmo di tipo deterministico, tendono a crescere in modo esponenziale con le dimensioni del problema stesso, rendendo del tutto inefficace ed inutile il tentativo di risoluzione [63].

In queste situazioni particolari l'unica strada percorribile è quella di avvalersi di tecniche di tipo euristico che sacrificano la garanzia dell'ottimalità a favore dell'efficienza.

Gli algoritmi euristici sono dei processi iterativi non deterministici che sfruttano la conoscenza specifica del problema per guidare la soluzione verso quelle regioni dello spazio con maggiore probabilità di miglioramento [64]. Sono particolarmente adatte a problemi di ottimizzazione e appartengono alla categoria dei metodi stocastici, cioè di quei metodi che, al contrario di quelli deterministici, forniscono risultati in termini di probabilità.

Nel paragrafo successivo verrà spiegato meglio cosa si intende per euristica e verrà presentata una classificazione delle varie tecniche.

5.1. Algoritmi euristici

Il termine euristico (dalla lingua greca εὐρίσκω, letteralmente "scopro" o "trovo") indica un qualunque metodo che aiuti a fornire una soluzione per un problema ma che non offra nessuna garanzia di poterlo fare; ciò non esclude che la soluzione ottima possa essere trovata, ma implica che non si può mai dimostrare l'ottimalità di tale soluzione. Si definisce procedimento euristico, un metodo di approccio alla soluzione dei problemi che non segue un chiaro percorso, ma che si affida all'intuito e allo stato temporaneo delle circostanze al fine di generare nuova conoscenza: per questo l'euristica è quella parte della ricerca il cui compito è di favorire l'accesso a nuovi sviluppi teorici o a scoperte empiriche.

Volendo formalizzare, data una istanza I di un problema la cui soluzione ottima sia $z^*(I)$, un algoritmo euristico A fornisce una soluzione di valore $z^A(I)$ tale per cui:

$$\begin{cases} z^A(I) \geq z^*(I) & \text{problema di minimo} \\ z^A(I) \leq z^*(I) & \text{problema di massimo} \end{cases}$$

Gli algoritmi euristici possono essere classificati nel seguente modo:

1. algoritmi costruttivi;
2. algoritmi di ricerca locale;
3. tecniche metaeuristiche.

5.1.1. Algoritmi Costruttivi

L'idea di base di questi algoritmi è di partire da una soluzione vuota e di costruire iterativamente la soluzione seguendo un semplice criterio di espansione, che consiste nell'effettuare, ad ogni iterazione, la scelta più conveniente compatibilmente con i vincoli del problema. Qualunque scelta, viene effettuata solo a partire dai dati in ingresso al problema e non viene mai rimessa in discussione.

I punti di forza di questi algoritmi sono l'estrema semplicità nell'implementazione e i ridottissimi tempi di calcolo associati alla risoluzione. Nella versione originale le scelte vengono fatte in modo da rispettare tutti i vincoli del problema; al contrario nella versione cosiddetta *duale* si ammettono dei rilassamenti dei vincoli, con conseguente riduzione della dimensione del problema.

5.1.2. Algoritmi di Ricerca Locale

L'idea di base degli algoritmi di ricerca locale è quella di definire una soluzione iniziale (soluzione corrente) e cercare di migliorarla esplorando un intorno (opportunamente definito) di questa soluzione.

Se l'ottimizzazione sull'intorno della soluzione corrente produce una soluzione migliorante il procedimento viene ripetuto ripartendo dalla soluzione appena determinata.

L'algoritmo termina quando non è più possibile trovare delle soluzioni miglioranti nell'intorno della soluzione corrente, oppure quando è stata determinata la soluzione ottima; in alternativa, si può far terminare l'algoritmo dopo un prefissato tempo di calcolo o numero di iterazioni. Il metodo è estremamente generale e può essere applicato per risolvere problemi molto diversi tra loro. Al contrario di quello che si potrebbe pensare non è in generale vero che sia meglio partire da una soluzione "buona" piuttosto che da una soluzione "scadente": infatti, quello che viene comunemente fatto è eseguire più volte l'algoritmo di ricerca locale partendo da soluzioni differenti e generate casualmente in modo da poter esplorare zone differenti della regione ammissibile.

5.1.3. Algoritmi Metaeuristici

Gli algoritmi metaeuristici sono essenzialmente delle estensioni degli algoritmi di ricerca locale, nei quali sono introdotte opportune tecniche mirate ad evitare di terminare in un ottimo locale. La ricerca dell'ottimo globale viene perseguita

dando all'algoritmo la possibilità di effettuare anche mosse peggioranti, al fine di "scappare" dagli ottimi locali. Una volta che sia stata effettuata una mossa peggiorante, bisogna evitare di tornare alla mossa di partenza (nonostante questa sia migliorante), in quanto questo creerebbe un loop infinito. Risulta quindi indispensabile predisporre delle tecniche che evitino di incorrere in cicli.

Le metodologie metaeuristiche si classificano sulla base di:

- 1) tipo di ricerca svolta (nell'intorno del punto corrente oppure casuale nello spazio di stato);
- 2) presenza o meno di memoria adattiva;
- 3) evoluzione di una popolazione o miglioramento progressivo di una singola soluzione.

Tabella 5.1: Classificazione delle tecniche metaeuristiche.

Esplorazione	Singola soluzione	Popolazione	Memoria adattiva
nell'intorno del punto corrente	Tabu Search		Presente
Casuale	Simulated Annealing	Algoritmi Genetici	Assente

Le tecniche metaeuristiche fanno tipicamente riferimento a processi studiati in altri settori della scienza (termodinamica, genetica, scienze naturali e sociali) per proporre, su basi euristiche, un metodo di ricerca dell'ottimo globale [65]. Hanno quindi l'indiscusso vantaggio di poter trattare anche problemi per i quali non è possibile trovare una formulazione matematica rigorosa del modello e di ottenere soluzioni di ottimo globale in tempi molto minori rispetto al altri metodi di ricerca esatti. D'altra parte, però, le caratteristiche in termini di convergenza, stabilità e tempi di calcolo non possono essere conosciute a priori e dipendono fortemente dal tipo di problema; inoltre, la convergenza ad un punto di ottimo può essere comunque lenta e spesso non è garantita matematicamente.

Un qualsiasi algoritmo di ottimizzazione efficiente, deve usare due tecniche per trovare il massimo globale:

- *exploration* (esplorazione): per esaminare nuove e sconosciute aree dello spazio di ricerca;
- *exploitation* (sfruttamento): per usare i punti precedentemente visitati al fine di trovare punti migliori.

Queste richieste sono contraddittorie, perciò un buon algoritmo di ricerca deve trovare un buon compromesso tra le due.

Infatti una ricerca puramente casuale è buona per l'esplorazione, ma non fa nessuno sfruttamento, mentre un metodo puramente di scalata è buono per lo sfruttamento, ma fa poca esplorazione. La combinazione di queste due tecniche può essere abbastanza efficace, ma è difficile sapere dove si trova l'equilibrio migliore, ossia, quanto sia necessario *sfruttare* prima di arrendersi ed *esplorare* oltre.

Ci proponiamo ora di mettere in evidenza in che modo ciascuna tecnica meta euristica concilia questi due aspetti, riservandoci di dedicare maggiore attenzione a quel metodo che garantisce un equilibrio ottimale tra esplorazione sfruttamento, e cioè l'algoritmo genetico.

5.1.4. Tabu Search

L'idea della Tabu Search è quella di mantenere una memoria di alcune informazioni sulle ultime soluzioni visitate, orientando la ricerca in modo tale da permettere di uscire da eventuali minimi locali. Come in tutti gli algoritmi di ricerca locale, se nell'esplorazione del vicinato $N(x)$ di una soluzione x si scopre una soluzione migliore dell'ottimo corrente, si ha una transizione su quella soluzione e si inizia a esplorare quel vicinato. Per evitare di fermarsi in un punto di ottimo locale x , nell'intorno del quale ovviamente non esistono soluzioni migliori, si accetta di considerare una soluzione peggiorativa y per il quale è minimo il peggioramento della funzione obiettivo. Per evitare a questo punto di tornare al punto x di ottimo locale da cui volevamo sfuggire, si definisce una struttura (*Tabu List*) nella quale vengono memorizzate le ultime t mosse effettuate. Precisamente, mantenendo memoria delle ultime mosse che hanno portato alla soluzione attuale, sarà possibile proibire quelle mosse per un certo tempo al fine appunto di prevenire ricadute in punti già visitati.

La tabu list è una coda, nel senso che, a ogni passo, la mossa che era nella tabu list da maggior tempo viene cancellata e torna a essere quindi ammessa. Anche se il ruolo della tabu list dovrebbe essere abbastanza chiaro, non è in generale ovvio stabilire quale debba essere la sua lunghezza più appropriata. Infatti, una tabu list troppo lunga potrebbe inutilmente vincolare il processo di ricerca anche quando la distanza percorsa da una determinata soluzione è già sufficientemente elevata da rendere improbabile un ritorno su tale soluzione. D'altro canto, una tabu list troppo corta può presentare invece il problema opposto, cioè potrebbe rendere possibile il ciclaggio.

Il criterio di arresto non può più essere definito sulla base dell'evento per cui la funzione obiettivo non migliora, ma è determinato solitamente in base al numero massimo di iterazioni consentite.

5.1.5. Simulated annealing

I metodi basati sul Simulated Annealing [66] applicano un meccanismo probabilistico che consente alla procedura di ricerca di fuggire dai minimi locali accettando in certi casi, oltre alle transizioni che corrispondono a miglioramenti nella funzione obiettivo, anche quelle transizioni che portano a peggioramenti nel valore di questa funzione di valutazione. La probabilità di accettare tali deterioramenti varia nel corso del processo di ricerca, e discende lentamente verso zero. Verso la fine della ricerca, quindi vengono accettati solo miglioramenti, e il metodo diventa una semplice ricerca locale.

La strategia che è alla base del Simulated Annealing si ispira al processo fisico di *Annealing* (raffreddamento): se il sistema si trova all'equilibrio termico ad una data temperatura T , allora la probabilità $\eta_T(s)$ che esso sia in una data configurazione s dipende dall'energia dello stato in questione $E(s)$, e segue la distribuzione di Boltzmann:

$$\eta_T(s) = \frac{e^{-E(s)/kT}}{\sum_w e^{-E(w)/kT}} \quad (5.1)$$

dove k è la costante di Boltzmann e la sommatoria si estende a tutti gli stati possibili w .

Fu per primo Metropolis nel 1953 a proporre un metodo per calcolare la distribuzione di un sistema di particelle all'equilibrio termico usando un metodo di simulazione al computer.

In questo metodo, supposto che il sistema si trovi in una configurazione q avente energia $E(q)$, si genera un nuovo stato r , avente energia $E(r)$, spostando una delle particelle dalla sua posizione: la nuova configurazione viene quindi confrontata con la vecchia. Se $E(r) \leq E(q)$ il nuovo stato viene accettato; se $E(r) > E(q)$ esso non viene respinto, bensì viene accettato con una probabilità pari a:

$$e^{-(E(r)-E(q))/kT} \quad (5.2)$$

La trasposizione dei concetti fisici ai concetti di ottimizzazione non è banale né immediata e può essere quindi utile evidenziare che l'energia rappresenta la funzione di costo e, quindi, ricercare uno stato di minima energia significa ricercare una soluzione che minimizza la funzione di costo; le configurazioni di particelle sono le variabili decisionali del problema ed infine la temperatura diventa un parametro di controllo del sistema [67].

5.2. Algoritmi genetici

Gli Algoritmi Genetici sono una tecnica metaeuristica naturale che si basa sull'analogia con i meccanismi di selezione naturale in campo genetico e si ispira alla teoria della selezione naturale di Charles Darwin che regola l'evoluzione biologica.

Il metodo è stato sviluppato a partire da una ricerca il cui obiettivo era quello di astrarre e spiegare i processi di adattamento dei sistemi naturali alle diverse condizioni ambientali e di progettare, quindi, sistemi software che ricalcassero i meccanismi di evoluzione di questi sistemi.

In un periodo storico in cui si guardava alle tecniche basate sull'evoluzione naturale con ancora molto scetticismo, il metodo risolutivo degli AG è stato paragonato al lavoro di un orologiaio cieco [62].

In realtà, sebbene le modalità operative siano basate essenzialmente su dei processi casuali ciclici che non possiedono memoria storica, i sistemi biologici possiedono un alto grado di complessità e robustezza che li rende estremamente efficienti ed adeguati per la risoluzione di problemi di ricerca dell'ottimo [64]. Questo è il motivo per cui abbiamo scelto gli AG per risolvere il nostro problema di ottimizzazione ed è anche il motivo per cui a questa tecnica dedichiamo l'intero paragrafo successivo.

Prima di introdurre le specificità di questi metodi risolutivi spendiamo qualche parola in merito al loro sviluppo storico.

5.2.1. Un po' di storia

L'idea di usare la selezione, l'incrocio e la mutazione per un compito di ottimizzazione, risale agli anni Cinquanta, con il lavoro di E. P. Box [69] che formulò una metodologia statistica non basata sull'uso dei calcolatori e battezzata *evolutionary operation* (EVOP).

Più o meno negli stessi anni (1952), altri studiosi concepirono l'idea di simulare l'evoluzione sull'elaboratore elettronico: Nills Barracelli⁴⁰ e Fraser utilizzarono simulazioni al calcolatore per studiare i meccanismi dell'evoluzione naturale, mentre il biomatematico Hans J. Bremermann [70] riconobbe per primo nell'evoluzione biologica un processo di ottimizzazione.

La vera prima creazione di un algoritmo genetico è tuttavia storicamente attribuita a John Henry Holland [71] che, nel 1975 nel libro *Adaptation in Natural and Artificial Systems*, pubblicò una serie di teorie e di tecniche tuttora

⁴⁰ Barracelli fece uso di uno dei calcolatori dell'Institute of Advanced Study's (Princeton, New Jersey) che era stato sviluppato da John Von Neumann per le simulazioni sulla bomba ad idrogeno.

di fondamentale importanza per lo studio e lo sviluppo della materia. Grazie agli studi di Holland, allora studente del Politecnico di Berlino, si deve inoltre l'esistenza di un teorema che assicura la convergenza degli algoritmi genetici verso soluzioni ottimali e che getta delle vere basi teoriche al modello.

Le iniziali perplessità della comunità scientifica attorno all'argomento lasciarono spazio ad un vivo interesse nel 1989, anno in cui David Goldberg [72] [73] pubblicò un'opera che presentava la teoria e le applicazioni degli AG in una forma chiara, precisa e di facile comprensione.

Enormi contributi si devono anche a John Koza [74], attualmente docente all'università di Stanford che, nel 1992, inventò la *programmazione genetica*, ossia l'applicazione degli algoritmi genetici nella programmazione di software in grado di evolvere e di divenire in grado di compiere compiti che in origine non era in grado di svolgere. Risale infine al 1998 la trasposizione, ad opera di Herrera e Lozano, dei principali operatori genetici alla codifica reale.

L'avvento dei simulatori ha rappresentato un fortissimo impulso al campo della cosiddetta computazione evolutiva [75], di cui gli algoritmi genetici sono l'esempio più importante [76]. Il grande successo degli algoritmi genetici deriva dal fatto che essi sono applicabili ad un'ampia varietà di problemi di ottimizzazione particolari, come quelli in cui la funzione obiettivo è discontinua, non derivabile o fortemente non lineare, problemi cioè che non sono risolvibili con algoritmi classici [77].

5.2.2. AG: principi di base

Gli algoritmi genetici appartengono alla categoria dei *weak methods*, e cioè dei metodi di risoluzione di problemi che si basano su poche assunzioni (o conoscenze) relative alle particolari strutture e caratteristiche dei problemi stessi e che sono quindi applicabili ad una vasta classe di problemi.

In sintesi si può dire che gli algoritmi genetici permettono di valutare delle soluzioni di partenza, ricombinarle opportunamente e introdurre degli elementi di disordine al fine di crearne di nuove e convergere a soluzioni ottime globali [78].

Tali algoritmi operano su di una popolazione artificiale composta da individui caratterizzati da una serie di proprietà specifiche visibili esternamente (il cosiddetto *fenotipo*) che a loro volta si basano su di un patrimonio genetico invisibile (definito *genotipo*). Il genotipo è costituito da una serie di *geni*, cioè dalle unità fondamentali dei *cromosomi*, che sono quegli elementi che determinano la probabilità di sopravvivenza di un individuo.

Lo sviluppo di un algoritmo genetico coinvolge due tipi di decisione. La prima riguarda il modo in cui il problema deve essere modellato e include la definizione dello spazio delle soluzioni ammissibili, la forma della funzione di

fitness e il modo in cui gli individui devono essere generati e presentati come stringhe (tipologia di codifica). La seconda concerne i parametri dell'algoritmo genetico stesso e include le dimensioni della popolazione, la procedura di selezione, incrocio e mutazione, il numero di generazioni, e tutta una serie di parametri specifici che permettono di adattare l'AG al particolare problema da risolvere.

Nella pratica si parte da un certo numero di possibili soluzioni, dette popolazione, ognuna delle quali rappresenta un individuo, e si provvede a farle evolvere nel corso dell'esecuzione: a partire da una data popolazione, cioè da un certo numero di possibili soluzioni, si opera una *selezione* che premia la sopravvivenza, la longevità e la riproduzione degli individui più efficienti dal punto di vista adattivo. L'evoluzione viene ottenuta attraverso una parziale ricombinazione delle soluzioni in cui ogni individuo trasmette parte del suo patrimonio genetico ai propri discendenti.

Alla selezione segue infatti la fase di *riproduzione*, che costituisce il cuore del processo evolutivo, e la *mutazione*: i cromosomi degli individui ritenuti migliori vengono accoppiati casualmente e parte del materiale genetico viene scambiato, mentre alcune mutazioni casuali alterano localmente la struttura del codice genetico. I nuovi individui così generati rimpiazzano la precedente struttura genetica e il processo continua fino a quando non viene creato un individuo che rappresenta una soluzione accettabile per il problema in esame [79].

Riassumiamo e utilizziamo un diagramma di flusso (fig. 5.1) per chiarire e mostrare in maniera più schematica i concetti appena visti:

- generazione di una *popolazione iniziale* casuale costituita da un numero opportuno di individui, ciascuno codificato da una stringa di lunghezza costante formata da *geni* e definita cromosoma;
- creazione di una sequenza di nuove popolazioni, o generazioni: in ciascuna iterazione, gli individui (codificati da un *cromosoma*) della popolazione corrente sono usati per creare la generazione successiva;
- valutazione per ciascun membro della popolazione corrente della idoneità, cioè del grado di fitness;
- *selezione* degli individui con fitness migliore;
- accoppiamento degli individui più promettenti mediante l'operatore di *crossover*;
- applicazione di *mutazioni genetiche*;
- applicazione di eventuali altri operatori genetici (*elitismo*);
- costituzione della *generazione successiva* mediante sostituzione degli individui così generati;
- ripetizione dei passi fino alla *convergenza* nel punto di ottimo o fino al soddisfacimento del criterio di arresto.

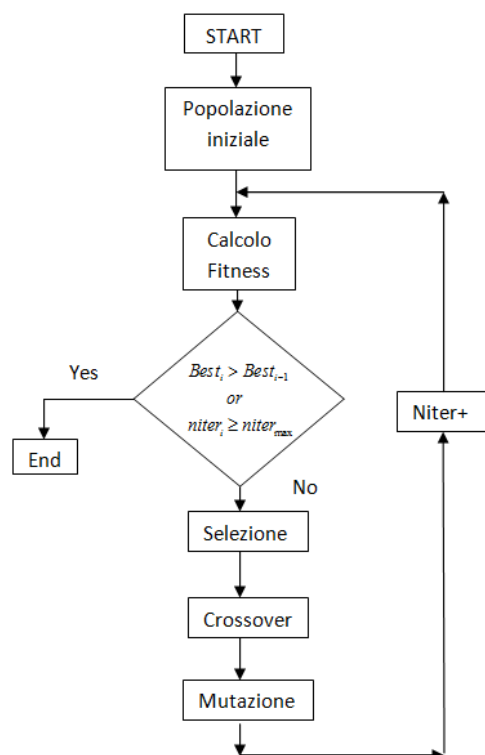


Figura 5.1: Diagramma di flusso del processo evolutivo.

Entriamo ora più nel dettaglio di ogni step del ciclo evolutivo per cercare di capire su quali parametri è possibile agire per rendere l’algoritmo adatto ad ogni specifico problema di ottimizzazione.

5.2.2.1. La popolazione iniziale

La *popolazione iniziale* di soluzioni è generata di solito in modo casuale per garantire un’ampia varietà di possibili soluzioni e perché in linea generale non si hanno informazioni precise circa la soluzione ottima cui si vuole arrivare.

Esistono casi particolari in cui invece è opportuno partire da una popolazione che si trovi in un intorno del punto di convergenza per evitare che i tempi di calcolo diventino eccessivamente onerosi oppure per evitare di incorrere ripetutamente in punti di minimo locale. Ovviamente, per inizializzare una popolazione che abbia queste caratteristiche, è necessario conoscere almeno a grandi linee come è fatta la soluzione, e questo è possibile solo in un numero molto ridotto e marginale di casi. La dimensione più opportuna che la

popolazione deve avere dipende dal problema in esame e nello specifico dal numero e dal tipo di variabili strategiche: in linea generale si può però dire che una popolazione composta da pochi individui esegue le iterazioni più velocemente ma presenta una minore capacità esplorativa con l'inevitabile rischio di determinare una convergenza prematura, al contrario una ampia popolazione può rendere l'algoritmo eccessivamente ed inutilmente lento. Inoltre, all'aumentare del numero di geni di una soluzione, è opportuno aumentare la dimensione della popolazione per consentire il raggiungimento di un risultato soddisfacente.

5.2.2.2. La funzione di fitness

Per definire quanto sia “buona” la qualità di un individuo della popolazione si definisce una funzione obiettivo che specifica numericamente la *fitness dell'individuo*: in questo senso si può dire che la *fo* emula lo stesso ruolo della naturale capacità di sopravvivenza degli organismi biologici, e cioè valuta gli organismi sulla base della loro capacità di adattamento all'ambiente.

Il valore assunto dalla fitness ricopre una importanza cruciale nella risoluzione di un qualunque problema mediante AG dal momento che sulla base di esso viene definito l'operatore di selezione delle migliori soluzioni e si determinano i criteri di arresto del processo risolutivo: per questo motivo è indispensabile rendere il più possibile efficienti i meccanismi necessari alla sua determinazione.

Gli AG non richiedono particolari ipotesi sulla forma o altre caratteristiche della funzione obiettivo, che può quindi essere non lineare nei parametri ottimizzati, multi-modale e discontinua.

5.2.2.3. Criteri di arresto

Se l'algoritmo genetico è correttamente implementato la popolazione evolverà nel susseguirsi delle generazioni in modo che il fitness del migliore individuo e la media di ogni generazione cresca verso l'ottimo globale: la convergenza è la progressione verso la crescente uniformità.

Si dice che una popolazione è arrivata a convergenza⁴¹ quando la varianza della popolazione è minore di un valore soglia o, equivalentemente, quando tutti i valori di fitness nella popolazione sono simili.

In termini pratici i criteri di arresto possono essere basati su:

⁴¹ Più correttamente si dice che un gene converge quando il 95% della popolazione condivide lo stesso valore e una popolazione converge quando tutti i geni convergono.

- tempo di calcolo;
- numero di valutazioni della funzione obiettivo;
- nessun incremento di prestazioni nelle ultime t iterazioni;
- la fitness media della popolazione coincidente con fitness migliore;
- bassa diversità nella popolazione.

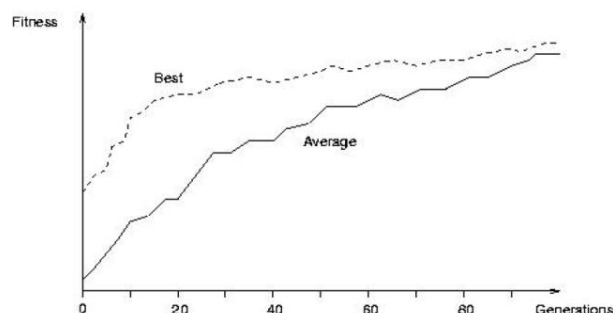


Figura 5.2: Comportamento di un algoritmo genetico che evolve verso la convergenza.

Facciamo notare che l'algoritmo potrebbe convergere prematuramente anche ad un ottimo locale: questa condizione si verifica nel momento in cui esiste un individuo con una fitness molto maggiore degli altri ma minore della massima possibile. Per evitare che questo avvenga si adottano delle tecniche studiate specificatamente che assicurano con ottima probabilità di non andare incontro ad un tale inconveniente. In primo luogo, si utilizza la tecnica della mutazione che permette di esplorare, seppure in maniera lenta e casuale, soluzioni nuove. In secondo luogo, si prevede di sostituire parte della popolazione esistente con individui generati casualmente nel momento in cui ci si accorge che il profitto è rimasto invariato per un numero eccessivo di iterazioni.

5.2.2.4. Codifica

Negli algoritmi genetici gioca un ruolo importante il modo in cui vengono rappresentate le soluzioni ammissibili: generalmente i cromosomi, cioè l'insieme delle stringhe che rappresentano una soluzione, sono codificate con valori binari, reali o mediante una serie finita di simboli appartenenti ad un qualsiasi alfabeto arbitrario.

In realtà il funzionamento dell'algoritmo genetico non è compromesso dal tipo di rappresentazione dal momento che gli operatori genetici si limitano a selezionare le stringhe corrispondenti ai fenotipi migliori e a ricombinarne i pezzi a prescindere dal tipo di materiale su cui lavorano. La scelta del tipo di

codifica è però importante se si vogliono sfruttare al meglio le potenzialità di ricerca dell'algoritmo stesso.

La *rappresentazione binaria* ha il vantaggio di rendere più semplice la definizione degli operatori genetici ed inoltre si presta meglio ad alcune analisi di carattere teorico sulle garanzie di convergenza dell'algoritmo; a questo si aggiunge la sua importanza dal punto di vista storico e il fatto che i risultati teorici più rilevanti sono stati ottenuti con modelli basati su di essa.

Per contro, essa necessita di una finzione che decodifichi il genotipo nel corrispondente fenotipo: questa conversione binario-decimale rallenta l'esecuzione dell'algoritmo e determina una maggiore lunghezza dei cromosomi.

Altro svantaggio, spesso sottovalutato, è che numeri consecutivi nella rappresentazione intera non sono adiacenti in una codifica binaria. Questo implica che avendo una soluzione $x_1=31=00011111$ e volendo passare ad una soluzione migliore $x_2=32=00100000$ l'algoritmo deve cambiare ben 6 bit. Per ovviare a tale inconveniente e volendo comunque usare un alfabeto costituito da 1 e 0, è possibile utilizzare una *Gray Code* (codifica grigia) che fa corrispondere a valori vicini nella rappresentazione floating point delle stringhe vicine nella rappresentazione binaria.

Valore intero	Codifica binaria	Codifica grigia
0	000	000
1	001	001
2	010	011
3	011	010
4	100	110
5	101	111
6	110	101
7	111	100

Figura 5.3: Confronto tra i diversi tipi di codifica.

La *codifica basata su numeri reali* è la più naturale per problemi di ottimizzazione di parametri reali. La struttura dei dati è un vettore di lunghezza l dove ogni elemento è un numero reale. Ogni soluzione candidata è un punto nello spazio della ricerca e non è necessario prevedere funzioni di decodifica del genotipo.

La codifica reale offre una maggiore compattezza e leggibilità del cromosoma, nonchè la possibilità di esplorare più ampi intervalli di variabilità dei parametri; rispetto alla codifica binaria sarà però necessario utilizzare operatori genetici diversi e specificatamente studiati.

5.2.2.5. Vantaggi e svantaggi degli AG

Il primo e più importante vantaggio degli AG è che sono *intrinsecamente paralleli* e possono quindi esplorare lo spazio delle soluzioni contemporaneamente in direzioni diverse. Questo li rende molto adatti alla risoluzione di problemi di grandi dimensioni in cui lo spazio delle possibile soluzioni è molto vasto.

Altro punto di forza notevole degli AG è la loro particolare attitudine a risolvere problemi che presentano impostazioni complesse come ad esempio funzioni di tipo discontinuo, variabili nel tempo o con molti ottimi locali. Per questi particolari tipi di problemi è molto difficile trovare un metodo risolutivo alternativo e in ogni caso i metodi ad oggi disponibili oltre a non garantire l'individuazione di un punto di ottimo globale, sono decisamente *time consuming* [80].

Un altro pregio fondamentale è la capacità di manipolare molti parametri contemporaneamente e di risolvere quindi problemi multi-obiettivo [81].

D'altra parte le caratteristiche stesse delle tecniche euristiche non rendono adatto il ricorso agli AG nel caso in cui sono necessarie garanzie di raggiungimento dell'ottimo assoluto né nei casi in cui sia disponibile una forma analitica della funzione obiettivo e della sua derivata prima.

5.3. Implementazione algoritmo genetico per la risoluzione del modello

Introdotta la nozione base degli algoritmi genetici, e rimandando all'Appendice B per un approfondimento relativo agli operatori più comunemente usati negli AG, siamo ora in grado di stabilire in che modo è possibile determinare la strategia migliore di una impresa note le strategie di tutte le imprese avversarie. Al termine del capitolo precedente avevamo infatti solo accennato al fatto che per fare ciò era necessario implementare un algoritmo genetico co-evolutivo: scopo dei successivi paragrafi è quello di mostrare in che modo il problema è stato modellato, quali procedure sono state adottate e come sono stati scelti i parametri di interesse per rendere l'algoritmo risolutivo il più efficace possibile. Supponiamo per semplicità di avere a che fare solamente con due imprese concorrenti $S1$ ed $S2$ e di voler determinare la strategia migliore che porta a massimizzare i profitti di entrambe nel rispetto di tutti i vincoli del problema. Ipotizziamo di voler ottimizzare la strategia di $S1$ a partire da una generazione di n pop individui avendo ipotizzato una certa curva di offerta per $S2$.

Il primo passo da compiere è quello di risolvere, per ogni individuo della generazione $S1$, in sequenza, prima il mercato del giorno prima e

successivamente il mercato dei servizi di dispacciamento. Più correttamente per ogni possibile strategia di $S1$, fissata la strategia di $S2$, si risolve il problema di ottimizzazione del benessere sociale, il cui esito determinerà le unità e le relative potenze che verranno dispacciate, come pure il valore del profitto dell'azienda. Il profitto cui siamo interessati è il profitto totale ottenuto come somma dei profitti nei due diversi mercati.

In relazione al benessere di ogni individuo si procede alla selezione dei cosiddetti genitori che contribuiranno al proseguimento della specie. Scelti i candidati genitori si prosegue con l'operatore riproduzione e si applica successivamente la mutazione e l'elitismo. Una volta ottenuta la nuova generazione di individui si ripete il procedimento fino all'ottenimento della convergenza.

Determinata la strategia ottima dell'impresa $S1$ in queste determinate condizioni si prosegue valutando quale sia la migliore controfferta possibile che l'impresa $S2$ può presentare al mercato. Le iterazioni proseguono fino al raggiungimento dell'equilibrio.

L'algoritmo evolutivo può essere quindi schematizzato come segue:

Step 1 iterazione 0, punto di partenza:

$$\begin{cases} k_{S1_mgp} = \text{uniform}(1, k_{\max_mgp}) \\ k_{S1_msd.up} = \text{uniform}(1, k_{\max_msd.up}) \\ k_{S1_msd.down} = \text{uniform}(0,1) \end{cases} \quad \forall h,i,o$$

$$\begin{cases} k_{S2_mgp} = 1 \\ k_{S2_msd.up} = 1 \\ k_{S2_msd.down} = 0 \end{cases} \quad \forall h,i,o$$

Step 2 - Ciclo for $iterazione = 1$ to $iterazione = iterazione_{\max}$

Step 3 - Ottimizzazione, mediante algoritmo genetico (ciclo for $Niter = 1$ to $Niter = Niter_{\max}$), dell'offerta di $S1$, ottenendo una nuova generazione di figli:

$$\begin{cases} k_{S1_mgp} \\ k_{S1_msd.up} \\ k_{S1_msd.down} \end{cases} \quad \forall h,i,o$$

Step 4 - Si trova la migliore strategia dell'impresa $S1$ in relazione alla strategia ipotizzata per la società $S2$:

$$\begin{cases} k_{S1_mgs} = k_{S1_best_mgs} \\ k_{S1_msd.up} = k_{S1_best_msd.up} \\ k_{S1_msd.down} = k_{S1_best_msd.down} \end{cases} \quad \forall h,i,o$$

Step 5 - Ottimizzazione, mediante algoritmo genetico (ciclo for $Niter=1$ to $Niter = Niter_{max}$), dell'offerta di S2, ottenendo:

$$\begin{cases} k_{S2_mgs} \\ k_{S2_msd.up} \\ k_{S2_msd.down} \end{cases} \quad \forall h,i,o$$

Step 6 - Si trova la migliore strategia dell'impresa S2 in relazione alla strategia ipotizzata per la società 1:

$$\begin{cases} k_{S2_mgs} = k_{S1_best_mgs} \\ k_{S2_msd.up} = k_{S1_best_msd.up} \\ k_{S2_msd.down} = k_{S1_best_msd.down} \end{cases} \quad \forall h,i,o$$

Step 6 - Go to Step 2.

5.3.1. Popolazione iniziale

Per dare il via a questo processo è necessario determinare un *punto di partenza*: nel nostro caso si è deciso di porre il mark-up iniziale di S2 pari a zero (equivalente al caso di concorrenza perfetta) e di inizializzare la prima strategia dell'impresa S1 in modo casuale utilizzando una funzione uniforme con estremi corrispondenti al caso di concorrenza perfetta e di monopolio assoluto con presenza di price cap.

Per quanto riguarda il *numero di individui* da generare si tratta di trovare un compromesso tra durata della simulazione e capacità di convergenza dell'algoritmo: questo trade-off deriva dal fatto che aumentando il numero degli individui aumentano i tempi di calcolo ma si assicura una maggiore varietà della popolazione, e quindi una maggiore probabilità di trovare l'ottimo in un minor numero di generazioni. A tal proposito sono state condotte alcune prove con una diversa dimensione della popolazione e si sono ottenuti i seguenti risultati riportati in figura 5.4. Come si può notare dal grafico, una popolazione di 30 individui è insufficiente perché porta molto velocemente a convergere ad un ottimo locale da cui non si riesce a venir fuori. D'altra parte una popolazione di 100 individui appare eccessiva dal momento che incrementa in modo cospicuo i tempi di calcolo senza esplorare soluzioni con fitness migliore rispetto a quelle ottenute con una popolazione intermedia di 60 individui. Paradossalmente, pur trovando l'ottimo in un numero di iterazione pari circa alla metà, il modello in

cui $n_{pop}=100$ si assesta ad un valore di profitto massimo leggermente inferiore rispetto a quello in cui $n_{pop}=60$.

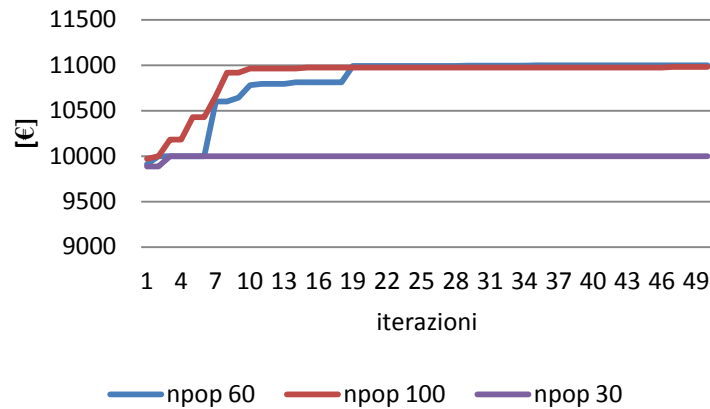


Figura 5.4: Profitto al variare della dimensione della popolazione.

5.3.2. Criterio di arresto

Il criterio di arresto è basato su una valutazione critica del numero di valutazioni della funzione obiettivo $niter$: $niter_{max}$ viene infatti scelto in modo tale da avere una ragionevole certezza di essere giunti a convergenza.

È stata a tale scopo condotta una prova con un numero di cicli molto elevato ($niter = 100$) al fine di capire dopo quante iterazioni il profitto si stabilizzava: i risultati riportati in fig. 5.5 evidenziano che dopo 42 iterazioni il profitto non subisce più incrementi significativi.

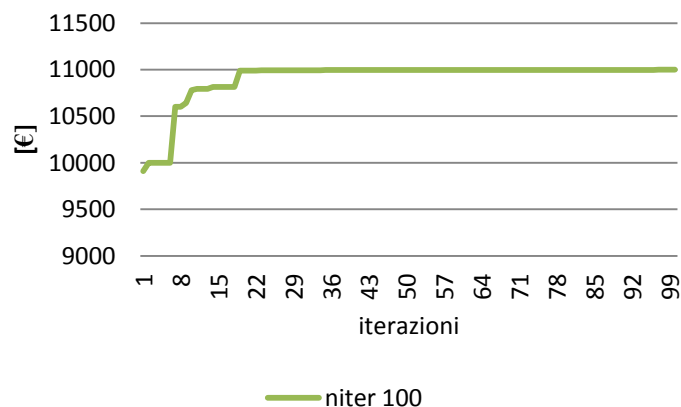


Figura 5.5: Criterio di arresto.

Appurato questo comportamento abbiamo ritenuto legittimo, per le prove successive, ipotizzare che la convergenza venga raggiunta entro le prime 50 iterazioni e conseguentemente arrestare in corrispondenza di questo valore il processo risolutivo dell'algoritmo.

5.3.3. Selezione e Crossover

A questo punto cerchiamo di capire quale tecniche di selezione e di crossover meglio si adattano alla risoluzione del nostro modello.

Iniziamo con l'osservare che per eseguire delle prove coerenti riguardo uno specifico aspetto dell'algoritmo è necessario mantenere costanti tutti gli altri parametri.

Un possibile modo di procedere è quindi quello di fissare la tecnica di crossover che si ritiene più appropriata e sulla base di questa scelta condurre le prove con diversi tipi di selezione. Individuata la tecnica di selezione migliore in queste condizioni bisogna condurre delle prove per vedere effettivamente quale tipo di crossover meglio si adatta alla risoluzione del problema.

Ci si può a questo punto trovare di fronte a due situazioni:

- 1) la tecnica di crossover che dà le migliori prestazioni coincide con quella fissata per scegliere la tecnica di selezione;
- 2) la tecnica di crossover che dà le migliori prestazioni non coincide con quella fissata per scegliere la tecnica di selezione.

Nel caso ci trovassimo nella prima situazione non sarebbe necessario condurre ulteriori prove; nel caso in cui invece ci si trovasse nella seconda situazione bisognerebbe rivalutare la scelta del tipo di selezione più adatto utilizzando però come crossover la tecnica che è risultata più idonea precedentemente.

Ci si troverebbe adesso in una situazione analoga a quella precedente:

- 1) la tecnica di selezione che dà le migliori prestazioni coincide con quella fissata per scegliere la tecnica di selezione;
- 2) la tecnica di selezione che dà le migliori prestazioni non coincide con quella fissata per scegliere la tecnica di selezione.

Esattamente come prima, nel caso ci trovassimo nella prima situazione non sarebbe necessario condurre ulteriori prove; nel caso in cui invece ci si trovasse nella seconda condizione bisognerebbe rivalutare la scelta del tipo di crossover più adatto utilizzando però come tecnica di selezione quella che è risultata più

idonea precedentemente. Queste considerazioni vanno fatte fino a quando non si determina la migliore combinazione di operatori genetici.

Riportiamo ora il percorso logico che abbiamo effettivamente seguito nel momento in cui è stato necessario determinare le migliori tecniche di scelta degli individui e di riproduzione.

Premettiamo che vogliamo individuare la tecnica migliore tra le seguenti proposte:

- A) Selezione:
 - a) Linear Fitness Rankine;
 - b) Quadratic Fitness Rankine;
 - c) Roulette Wheel Selection;
- B) Crossover:
 - a) Bound Crossover;
 - b) BLX crossover;
 - c) Laplace crossover;
 - d) Heuristic Crossover;
 - e) Average Bound Crossover.

Il primo passo è stato quello di individuare la tecnica di crossover più adatta su cui basare le prove di selezione: per semplicità abbiamo fatto ricadere la scelta sul metodo di riproduzione che si era rivelato essere il più efficace in [57], il Bound Crossover. Riportiamo quindi in fig. 5.6 il profitto massimo dell'impresa *SI* in queste condizioni.

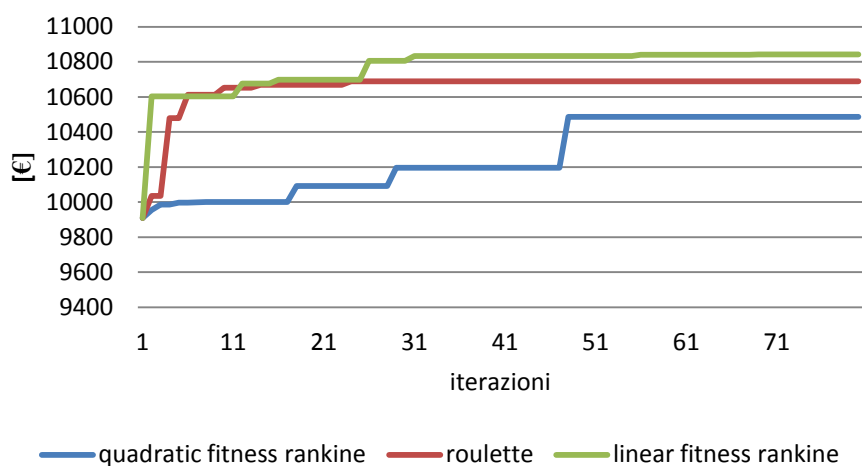


Figura 5.6: Confronto delle diverse tecniche di mutazione avendo scelto il Bound Crossover.

Osservando il grafico ci rendiamo conto che senza ombra di dubbio la tecnica migliore è la linear fitness rankine: decidiamo quindi di effettuare la scelta del tipo di crossover basandoci su questo tipo di selezione.

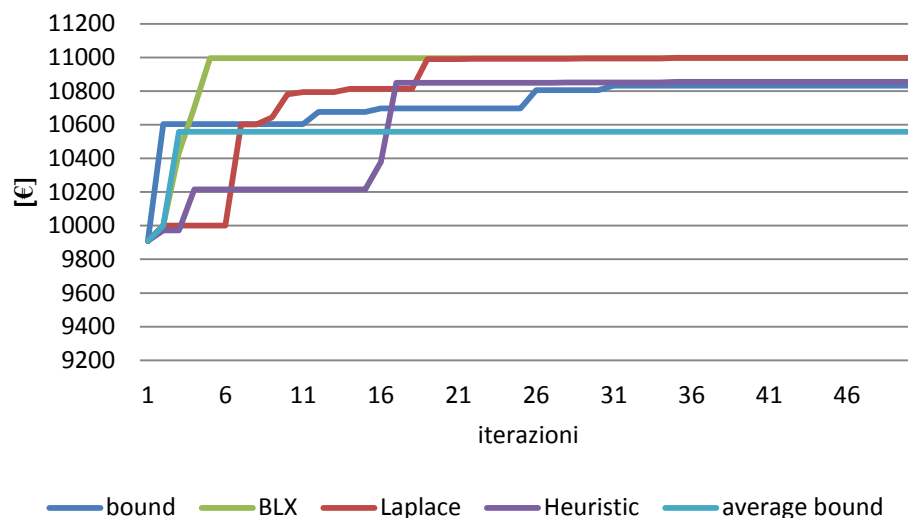


Figura 5.7: Confronto tra diversi tipi di Crossover avendo scelto la tecnica della Linear Fitness Rankine.

Il grafico 5.7 evidenzia che con la LFR, una tecnica molto promettente di combinazione delle strategie è la Laplace. Essa infatti converge ad una soluzione che sembrerebbe di ottimo globale in un numero di iterazioni contenuto ed esplorando una ampia quantità di soluzioni.

Decidiamo quindi di approfondire la ricerca dell'ottimo basandoci sul Laplace crossover e conseguentemente di rivedere la scelta della tecnica di selezione.

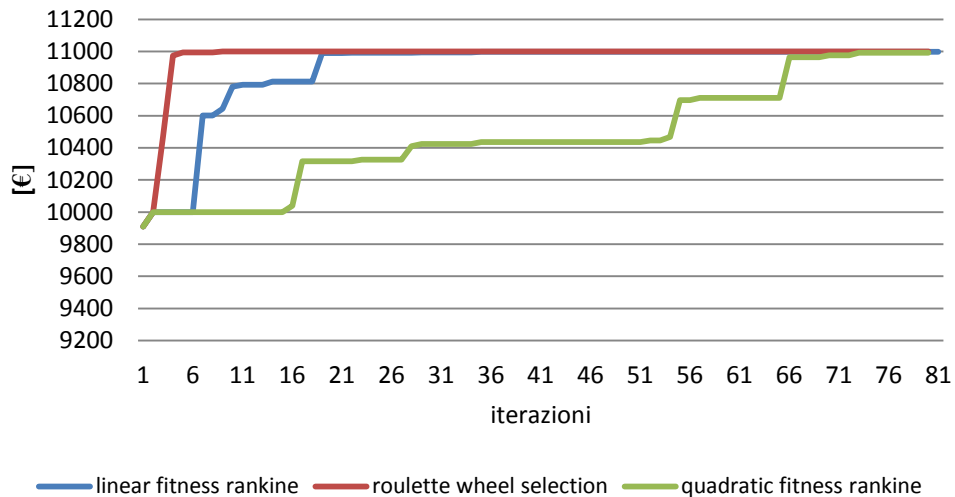


Figura 5.8: Confronto delle diverse tecniche di mutazione avendo scelto il Laplace Crossover.

La situazione è molto cambiata rispetto a prima e possiamo notare (fig. 5.8) che in questo caso il metodo della roulette si rivela molto efficace. La velocità di convergenza così elevata però ci porta a dubitare della effettiva bontà di tale tecnica: è infatti possibile che la soluzione migliore sia stata trovata così velocemente solo per puro caso. Al contrario la LFR arriva ad una soluzione altrettanto buona esplorando un numero maggiore di alternative. Concludiamo quindi che anche utilizzando il Laplace Crossover la convergenza migliore dell'algoritmo si ha con la Linear Fitness Rankine.

Si può perciò concludere, senza condurre ulteriori prove, che le tecniche che permettono all'algoritmo di raggiungere le migliori prestazioni sono la tecnica di selezione Linear Fitness Rankine e la tecnica di riproduzione Laplace Crossover.

Come abbiamo visto per determinare la fitness rankine associata ad ogni cromosoma è necessario ordinare la popolazione secondo un criterio di profitto crescente.

Una serie di prove preventive hanno dimostrato che, mantenendo la popolazione ordinata anche durante le successive operazioni di selezione, incrocio e mutazione, si rischia di compromettere seriamente la capacità dell'algoritmo di convergere ad un ottimo globale, come dimostra la figura 5.9.

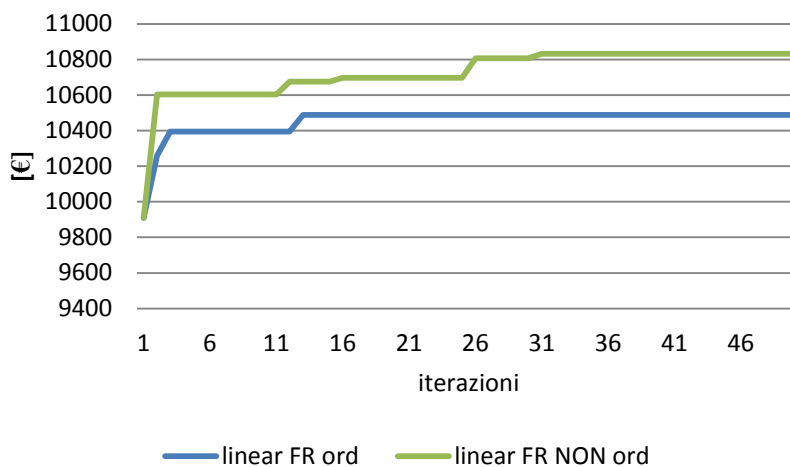


Figura 5.9: Valutazione dell'effetto di un ordinamento degli individui in base al valore della funzione obiettivo.

Per scongiurare questa eventualità è opportuno calcolare la FR avvalendosi di un parametro *index* che associa ad ogni cromosoma la sua posizione nella graduatoria determinata dal valore del profitto.

Ad esempio, supponendo di avere 5 individui caratterizzati dal seguente valore di fitness, ordiniamo la popolazione e poi calcoliamo la funzione di FR come:

$$FR = \alpha + \beta \cdot index$$

Tabella 5.2: Esempio di ordinamento degli individui sulla base del valore della funzione obiettivo.

	Fitness	Fitness ordinata	<i>index</i>	LFR
Individuo 1	10500	9000	5	0.23
Individuo 2	9500	9500	2	0.18
Individuo 3	11000	10000	4	0.22
Individuo 4	10000	10500	1	0.17
Individuo 5	9000	11000	3	0.2
Totale	50000	650		1

5.3.4. Mutazione

Per garantire una buona diversità all'interno della popolazione è necessario effettuare una operazione ispirata alla rara variazione degli elementi del genoma degli esseri viventi durante l'evoluzione: la mutazione.

Sono state prese in considerazioni e confrontate le principali tre tecniche di selezione:

- a) Power Mutation;
- b) Uniform Mutation;
- c) Wavelet Mutation.

Questa scelta è stata effettuata utilizzando la LFR e il Bound Crossover e imponendo $pm=0.0166$.

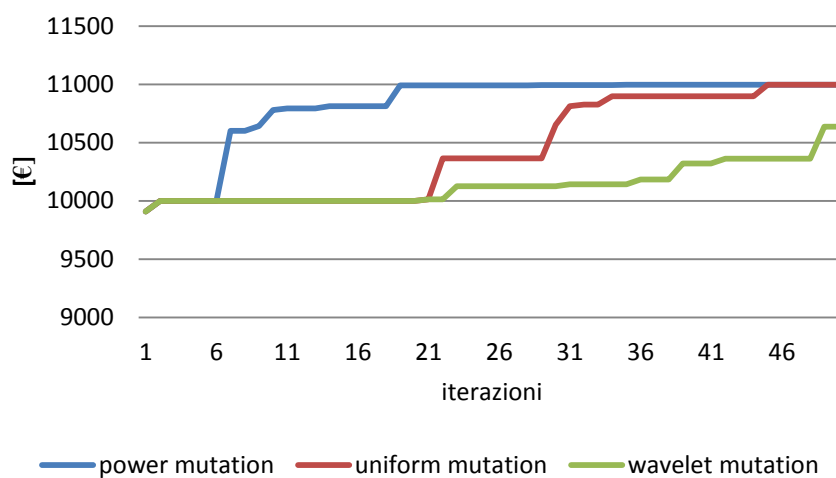


Figura 5.10: Andamento del profitto in funzione delle diverse tecniche di mutazione.

I risultati in fig 5.10 mostrano incontrovertibilmente che la Power Mutation garantisce le performance migliori dal momento che permette di raggiungere il profitto massimo nel minor numero di iterazioni esplorando comunque una serie di soluzioni intermedie.

Si voglia ora capire se fissare la probabilità di mutazione al valore dato dalla regola sperimentale tale per cui $p_m = 1/npop$ garantisce di ottenere le prestazioni più alte possibili: per fare questo risolviamo il problema di ottimizzazione imponendo 4 diversi valori di p_m :

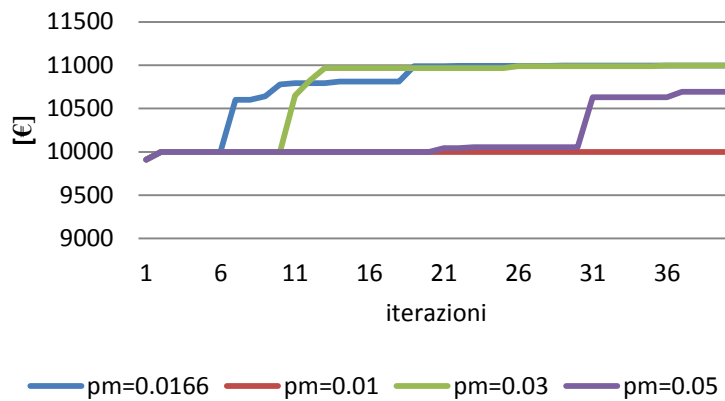


Figura 5.11: Andamento della funzione obiettivo per diverse probabilità di mutazione.

I risultati ci consentono di scartare a priori probabilità di selezione troppo alte ($p_m = 0.05$) e troppo basse ($p_m = 0.01$). Relativamente invece a probabilità intermedie notiamo che $p_m = 0.03$ permette di ottenere una soluzione molto prossima a quella ottima nel numero di iterazioni minore (14); d'altra parte però sembra che porre $p_m = 0.0166$ consenta di esplorare un maggior numero di soluzioni per arrivare, in un numero di iterazioni comunque contenuto, ad un Best Total Profit ugualmente buono. Per tale motivo concludiamo che porre la probabilità di mutazione esattamente pari a $p_m = \frac{1}{n_{pop}}$ permette di dare all'operatore mutazione il giusto peso nel nostro problema specifico.

5.3.5. Elitismo

L'elitismo è una tecnica che viene sempre implementata in tutti gli algoritmi genetici dal momento che da un lato comporta un rischio assolutamente trascurabile di incorrere in ottimi locali, dall'altro accelera notevolmente i tempi di convergenza.

A titolo di esempio, la figura seguente riporta un confronto tra l'impiego o meno di questa tecnica.

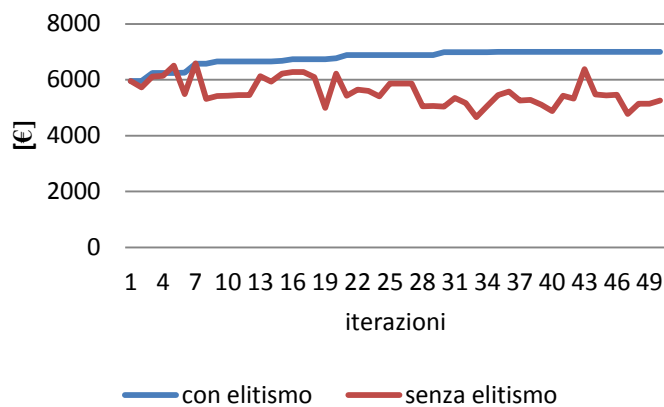


Figura 5.12: Effetto dell'elitismo.

5.4. Determinazione dell'equilibrio di Nash

Fino ad ora ci siamo concentrati sull'ottimizzazione del profitto della prima impresa *S1* lasciando inalterata la strategia dell'altra impresa *S2*. In realtà la fitness ottenibile da ciascuna impresa dipende fortemente dalla curva di offerta presentata dalla concorrente e ogni impresa reagisce alle offerte presentate di volta in volta dalla rivale rielaborando una nuova strategia. Per trovare il cosiddetto equilibrio di Nash è quindi necessario permettere all'algoritmo di trovare l'evoluzione delle strategie (e quindi del profitto) risolvendo più volte e in modo alternato per le due imprese, l'intero modello di mercato. Scopo della prova i cui risultati sono riportati in figura 5.13 è stabilire il numero di iterazioni necessarie per arrivare all'equilibrio.

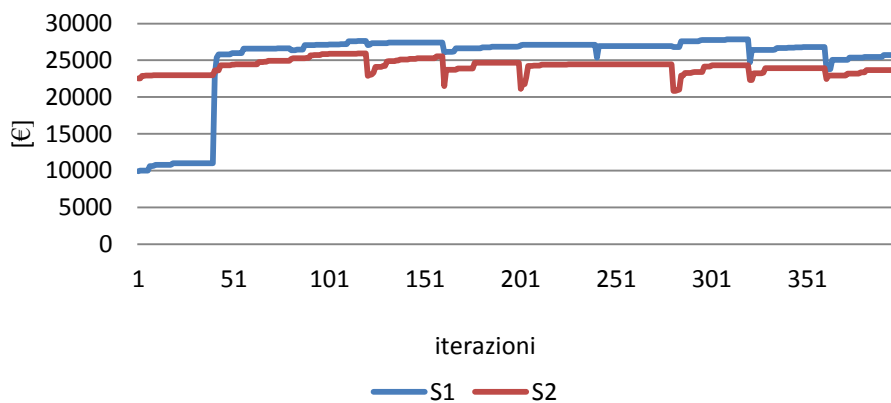


Figura 5.13: Determinazione dell'equilibrio di Nash.

Possiamo notare che sono sufficienti 4 iterazioni per consentire all'algorithmo di evolvere verso la soluzione finale.

Rigenerazione della popolazione

Per evitare di incorrere in degli ottimi locali oltre alla tecnica della mutazione si è soliti sostituire parte della popolazione esistente con individui generati casualmente in quei casi in cui il profitto rimane invariato per un numero di generazioni elevato. Per valutare l'efficacia di questa tecnica abbiamo condotto due differenti prove: nella prima prova analizziamo l'andamento della fitness nel caso in cui venga sostituita metà della popolazione dopo 10 iterazione consecutive in cui il profitto non varia, mentre nella seconda prova osserviamo l'andamento del profitto nel caso in cui la tecnica della rigenerazione non venga implementata.

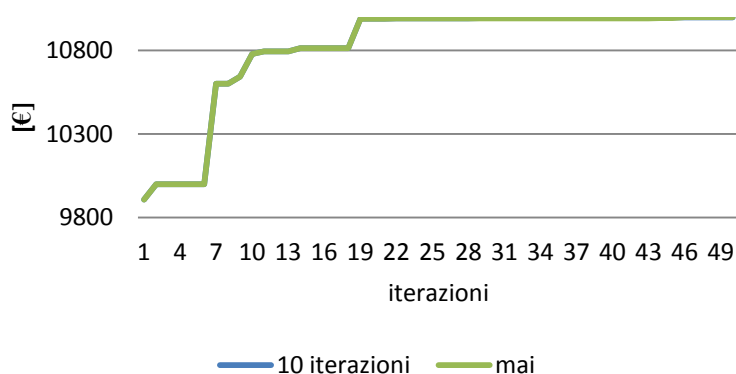


Figura 5.14: Effetto della rigenerazione della popolazione.

Il grafico sopra riportato mette in evidenza che, per risolvere il nostro problema di ottimizzazione, è assolutamente indifferente implementare o meno la tecnica di rigenerazione.

6. Validazione del modello

Introduzione

In questo capitolo riportiamo i risultati delle prove che abbiamo condotto al fine di validare il modello. Le simulazioni che ci accingiamo ad analizzare sono state studiate appositamente per stressare il modello e verificare che gli output ottenuti fossero coerenti con i vincoli del sistema e con i criteri di massimizzazione del profitto e minimizzazione della spesa sostenuta dal TSO per l'approvvigionamento dei servizi di dispacciamento. La rete test che abbiamo costruito è volutamente molto semplice e i dati di input sono tali da rendere le risposte dell'algoritmo prevedibili e quindi facilmente validabili.

Le simulazioni sono state eseguite con GAMS, hanno avuto una durata media di circa 22 ore ciascuna e sono state effettuate con un PC avente le seguenti caratteristiche:

- Intel Pentium Dual CPU T3200@2.00GHz, RAM 4GB, Disco rigido 92 GB

6.1. Struttura delle rete test

La rete test è costituita da due zone tra loro interconnesse. È stata adottata una rappresentazione zonale in quanto non è oggetto del lavoro lo studio delle congestioni fisiche sul sistema elettrico.

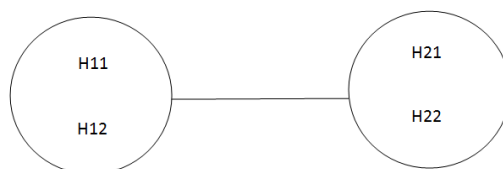


Figura 6.1: Rappresentazione della rete test.

Nel mercato operano due imprese strategiche $S1$ ed $S2$ ognuna delle quali ha un impianto di generazione in ciascuna delle due aree (figura 6.1): H_{ij} è la generica unità di produzione situata nell' i -esima zona e di proprietà della j -esima società. Ogni impianto di generazione è caratterizzato da una serie di specifiche tecniche quali i costi marginali, la massima e minima potenza erogabile, il massimo gradiente a salire e a scendere, un numero minimo di ore di permanenza in servizio ed infine i costi di accensione.

Inoltre nel sistema ed in corrispondenza di ogni zona vi è una certa richiesta di riserva a salire e a scendere.

Abbiamo impostato il lavoro nel modo seguente: innanzitutto abbiamo individuato ed analizzato un caso base caratterizzato da una serie di dati in ingresso; in un secondo momento abbiamo fatto una serie di simulazioni per mettere in evidenza come varia la risposta del modello al variare di alcuni parametri del sistema: gli output ottenuti in queste prove sono stati confrontati con i risultati relativi al caso base in modo da mettere in evidenza particolari situazioni di interesse. Per ogni prova sono stati riportati i risultati ottenuti in termini di:

- progressione del profitto durante l'evoluzione dell'algoritmo evolutivo relativamente alle società $S1$ ed $S2$ [€];
- valore del prezzo di mercato nei diversi intervalli temporali al raggiungimento della convergenza [€/MWh];
- potenza dispacciata dagli operatori strategici;
- strategia adottata differenziata per intervallo temporale, mercato e impianto di generazione.

Le simulazioni sono state tutte condotte scegliendo i parametri dell'algoritmo genetico sulla base delle considerazioni svolte nel capitolo 5, e cioè in modo da ottenere il miglior compromesso tra tempi di calcolo e convergenza dell'algoritmo stesso. Per completezza riassumiamo le caratteristiche dell'algoritmo genetico in tabella 6.1.

Tabella 6.1: Dati in ingresso all'algoritmo genetico.

<i>Selezione</i>	<i>Crossover</i>	<i>Mutazione</i>	<i>pc</i>	<i>pm</i>	<i>npop</i>	<i>niter</i>	<i>iterazioni</i>
LFR	Laplace C.	Power M.	0.8	0.0166	60	50	16

6.2. Caso base: dati in ingresso

Come prima cosa abbiamo individuato un caso base caratterizzato da una serie di dati in ingresso che riportiamo in tabella 6.2 e 6.3. Le caratteristiche tecniche dei generatori non rispettano in alcun modo le caratteristiche reali degli impianti di produzione di energia ma sono stati impostati valori tali da mettere in evidenza gli aspetti principali dell'algoritmo.

Tabella 6.2: Dati in ingresso per il caso base.

	MC [€/MWh]	G_{max} [MW]	G_{min} [MW]	$grad\ up$ [MW/h]	$grad\ down$ [MW/h]	C_{bidup} [€]	Permanenza in servizio [h]
$H11$	50	16	4	3	3	5000	2
$H21$	60	13	4	3	3	5000	2
$H12$	55	16	4	3	3	5000	2
$H22$	65	13	4	3	3	5000	2

Tabella 6.3: Riserva necessaria per il caso base.

R_{up_tot}	R_{down_tot}	R_{up}	R_{down}
6% D_{tot}	6% D_{tot}	6% D_I	6% D_I

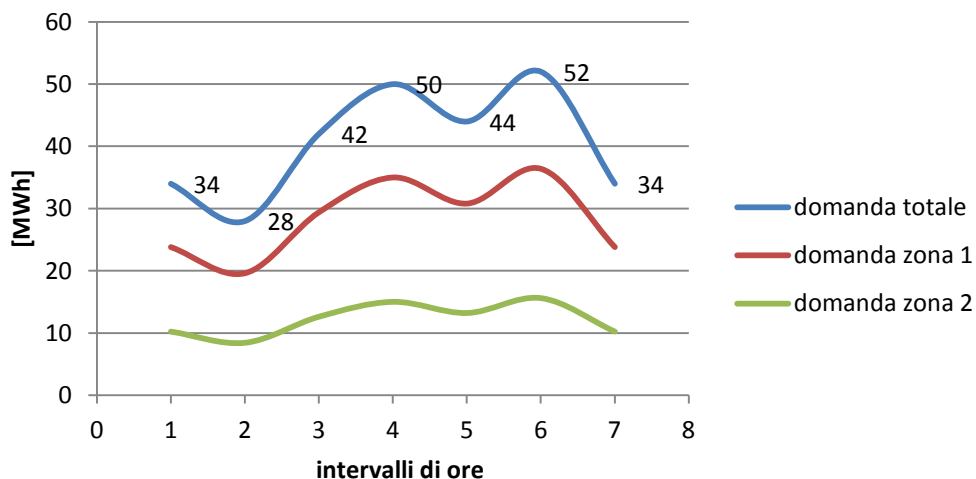


Figura 6.2: Andamento della domanda nel caso base.

Per validare il modello abbiamo costruito una rete test molto semplice che però rispecchi quelle che sono le caratteristiche principali del mercato elettrico; tali caratteristiche sono riassunte di seguito:

- la domanda presenta un andamento con due picchi di massimo carico e un picco di minimo;
- nella rete è possibile riconoscere una zona caratterizzata da una maggiore domanda, da potenza installata superiore e un prezzo medio di produzione dell'energia minore;
- la riserva è determinata in base al carico.

Tra le due zone il limite di transito è stato posto ad un valore sufficientemente elevato per fare in modo che, in nessuna circostanza, il transito che si avrebbe in un dispacciamento di merito economico non vincolato superi il valore massimo consentito⁴².

6.3. Caso base: risultati

Riportiamo ora i risultati che abbiamo trovato nel caso base.

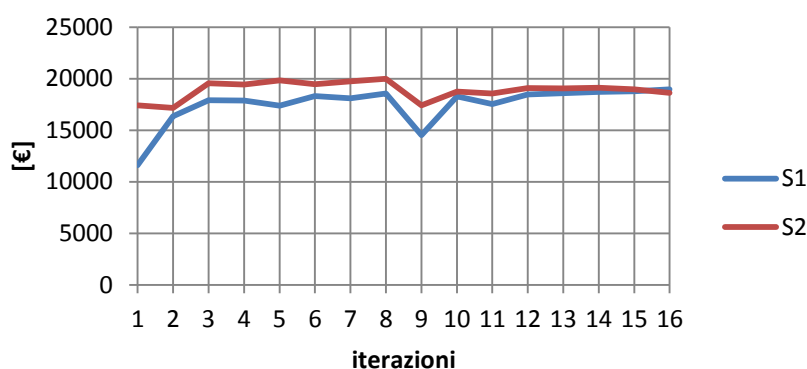


Figura 6.3: Caso base: progressione del profitto.

Come possiamo vedere in fig. 6.3 il profitto si stabilizza a partire dalla dodicesima iterazione: si può quindi concludere che all'iterazione n°16 siamo arrivati a convergenza. Notiamo che durante le prime iterazioni il profitto di S2 è maggiore rispetto al profitto che si ottiene a convergenza ma che allo stesso tempo è molto oscillante e comporta un profitto per l'impresa S1 sensibilmente minore rispetto a quello che otteniamo a convergenza. Arrivati all'equilibrio si nota una drastica riduzione delle oscillazioni ed una maggiore equità nella ripartizione dei guadagni tra le due imprese.

⁴² Il dispacciamento di merito economico si dice *non vincolato* nel caso in cui la capacità massima di trasporto di tutte le linee di interconnessione tra le zone che costituiscono il mercato elettrico, venga posta pari ad ∞ . In termini pratici questo implica impostare tale limite ad un valore sufficientemente elevato per fare in modo che la rete di trasmissione non si saturi mai: nel caso specifico in oggetto il limite di transito della linea è stato posto pari a 100 MW.

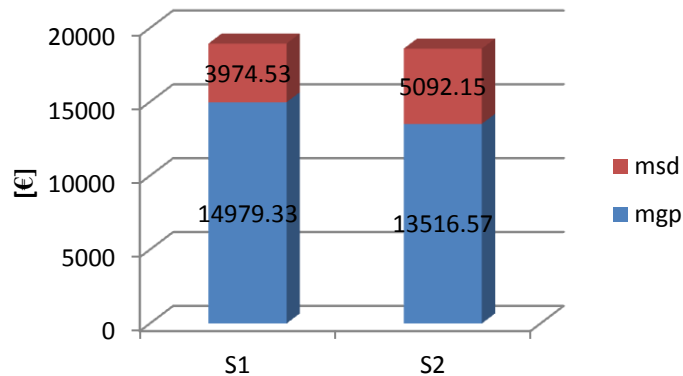


Figura 6.4: Caso base: profitto differenziato nei diversi mercati.

La fig. 6.4 mostra la ripartizione del profitto tra mercato del giorno prima e mercato dei servizi di dispacciamento: la quota relativa al MGP è preponderante ma il guadagno derivante dal mercato dei servizi di dispacciamento non è trascurabile (oltre il 20%).

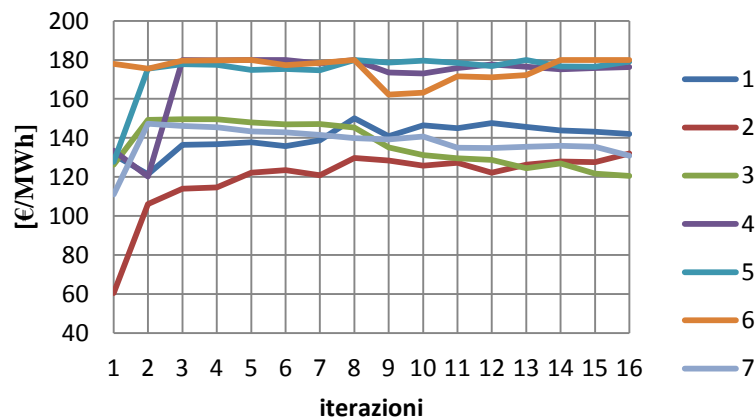


Figura 6.5: Caso base: progressione del profitto per ogni intervallo temporale.

L'andamento del prezzo di mercato per i diversi intervalli temporali (fig. 6.5) conferma che alla sedicesima iterazione siamo giunti ad un equilibrio. Inoltre essa ci fa vedere un mercato trend di crescita iniziale del prezzo in corrispondenza della fascia oraria caratterizzata dalla domanda minore (intervallo temporale 2) dovuto alla presenza del vincolo di permanenza in servizio ed una riduzione progressiva del prezzo in corrispondenza degli intervalli temporali caratterizzati da una domanda più ridotta, e quindi soggetti ad un maggior livello di concorrenza (intervalli 3 e 7). In corrispondenza della nona iterazione il prezzo di mercato nel sesto intervallo temporale subisce una

decisa riduzione che si traduce in una brusca diminuzione del profitto delle due imprese osservabile in figura 6.3.

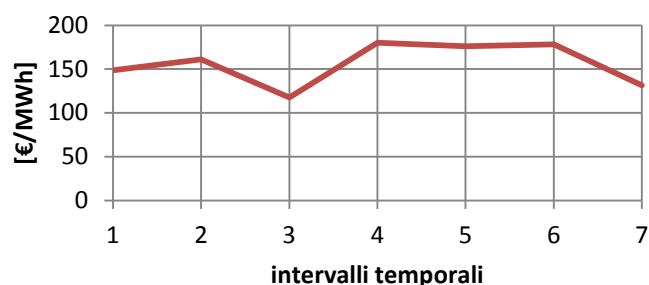


Figura 6.6: Caso base: prezzo di equilibrio di mercato.

La fig. 6.6 permette di focalizzare l'attenzione sul valore che il prezzo di mercato assume nel corso delle diverse ore quando si giunge a convergenza: quantitativamente esso segue l'andamento del carico nel senso che assume valori maggiori in corrispondenza dei picchi di domanda ed invece si mantiene su livelli più bassi in corrispondenza degli altri intervalli di tempo. Unica eccezione è costituita dal secondo e terzo intervallo temporale in cui si ha una inversione di tendenza. Il secondo intervallo temporale è costituito da un livello di carico molto basso: per questo motivo la domanda può essere coperta da soli 2 impianti. Il vincolo di permanenza in servizio ci assicura però che tutti gli impianti in funzione a seguito del dispacciamento ordinato dal TSO per il primo intervallo temporale dovranno produrre anche in corrispondenza del secondo intervallo temporale. Quindi l'impianto che in corrispondenza del secondo intervallo orario non viene selezionato dal Gestore del Mercato, avrà un margine di guadagno superiore sul mercato dei servizi di dispacciamento: in altre parole il profitto può crescere se si offre l'energia ad un prezzo così alto da non venire selezionati a produrre sul mercato del giorno prima: questo sembra essere il motivo per cui in corrispondenza del secondo intervallo temporale la variabile strategica relativa al MGP assume valori prossimi al valore massimo consentito. Questo è la ragione per cui il prezzo di mercato alla seconda ora è più elevato del previsto.

Queste considerazioni ci danno modo di ribadire un concetto che è già stato espresso in precedenza: le prove da noi condotte non hanno la pretesa di fornire dei risultati in linea con quelli del reale mercato dell'energia, ma solo di evidenziare il comportamento dell'algoritmo da noi implementato. Sebbene infatti l'andamento del prezzo di mercato in corrispondenza del secondo intervallo temporale ricavato a valle delle simulazioni non sia in linea con quello che ci si aspetterebbe, esso è perfettamente coerente con i dati di input che sono stati inseriti e può quindi essere ritenuto sensato e corretto.

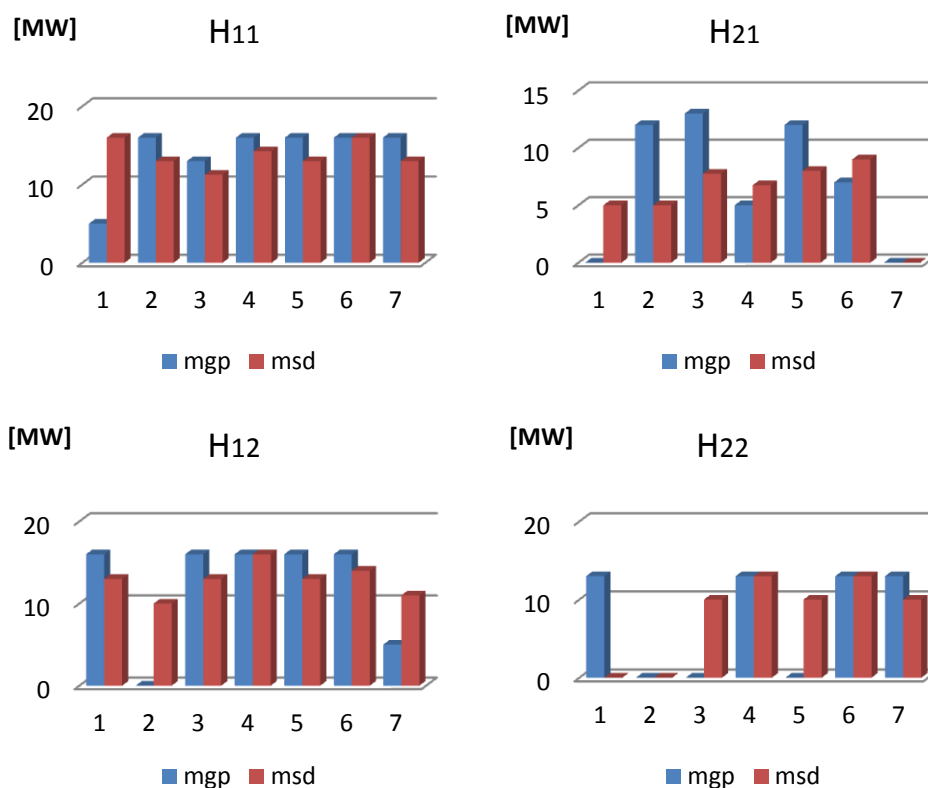


Figura 6.7: Caso base: dispacciamento a valle dei due mercati per le diverse UP.

La fig. 6.7 riporta le potenze dispacciate per ogni impianto a valle di MGP ed MSD e permette di visualizzare gli incrementi e i decrementi di produzione richiesti dal TSO, nonché di fare alcune osservazioni:

- il programma di produzione che risulta a seguito del mercato del giorno prima non è tecnicamente fattibile dal momento che agli impianti sono richieste più accensioni e spegnimenti rispetto a quelli consentiti e delle variazioni di carico tra un'ora e l'altra molto maggiori rispetto a quelle ammissibili: il mercato dei servizi di dispacciamento permette invece di pervenire ad un dispacciamento compatibile con i vincoli tecnici degli impianti;
- a valle del mercato del giorno prima non è garantita la riserva per un esercizio sicuro del sistema: tale riserva viene ripristinata facendo in modo che non tutti gli impianti producano al 100% della loro potenza;

La fig. 6.8 riporta la quota di mercato che le imprese $S1$ ed $S2$ e spiega il motivo per cui le due imprese riescono ad ottenere dei profitti complessivi simili: infatti esse si spartiscono una quota di mercato simile.

Osservando la ripartizione della potenza tra i vari impianti notiamo che essa è molto più uniforme ed equa a valle del MSD rispetto alla ripartizione a valle di

MGP: ciò si deve alla presenza, nel mercato dei servizi di dispacciamento, dei vincoli di gradiente e dei vincoli di permanenza in servizio.

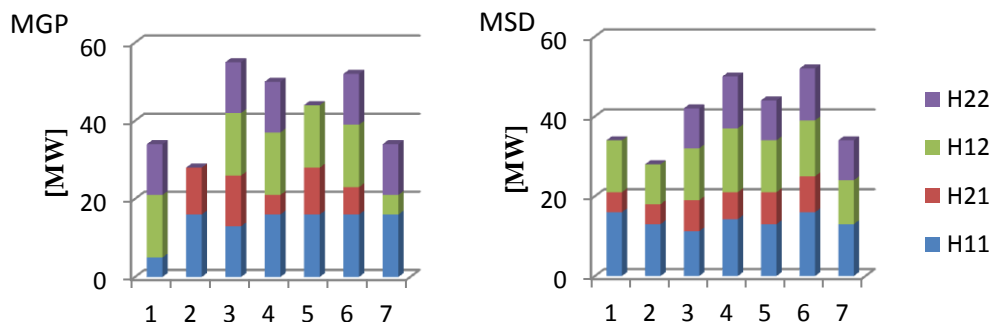


Figura 6.8: Caso base: ripartizione della potenza dispacciata a valle dei due mercati.

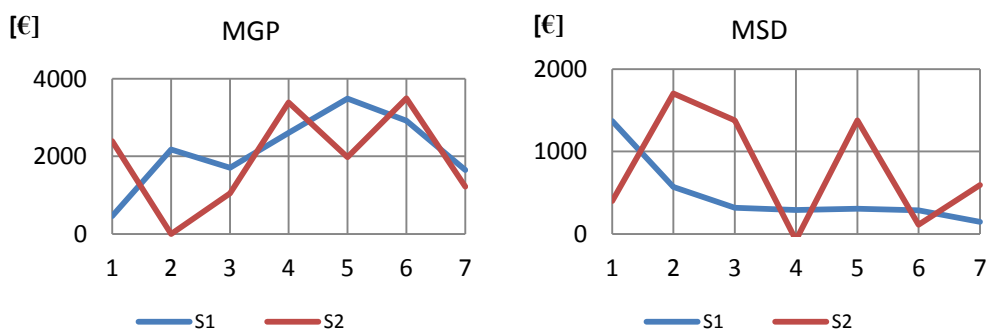


Figura 6.9: Caso base: profitto ottenuto nei due mercati nei diversi intervalli temporali.

La ripartizione dei profitti nei diversi mercati e nei diversi intervalli temporali (fig. 6.9) risulta coerente con i dati in input al modello e con i risultati visti finora:

- l'andamento del profitto delle società su MGP segue a grandi linee l'andamento della domanda e del prezzo di mercato;
- la società *S1* rispetto ad *S2* ottiene profitti maggiori sul mercato del giorno prima ed al contrario profitti minori sul mercato dei servizi di dispacciamento: infatti la società *S2* possiede generatori che in ogni nodo risultano essere più costosi (o meglio caratterizzati da costi di generazione maggiori) rispetto a quelli della rivale. Questo da un alto rende *S2* meno competitiva sul mercato basato puramente sul merito economico, mentre al contrario le dà maggiori margini di guadagno sul MSD.

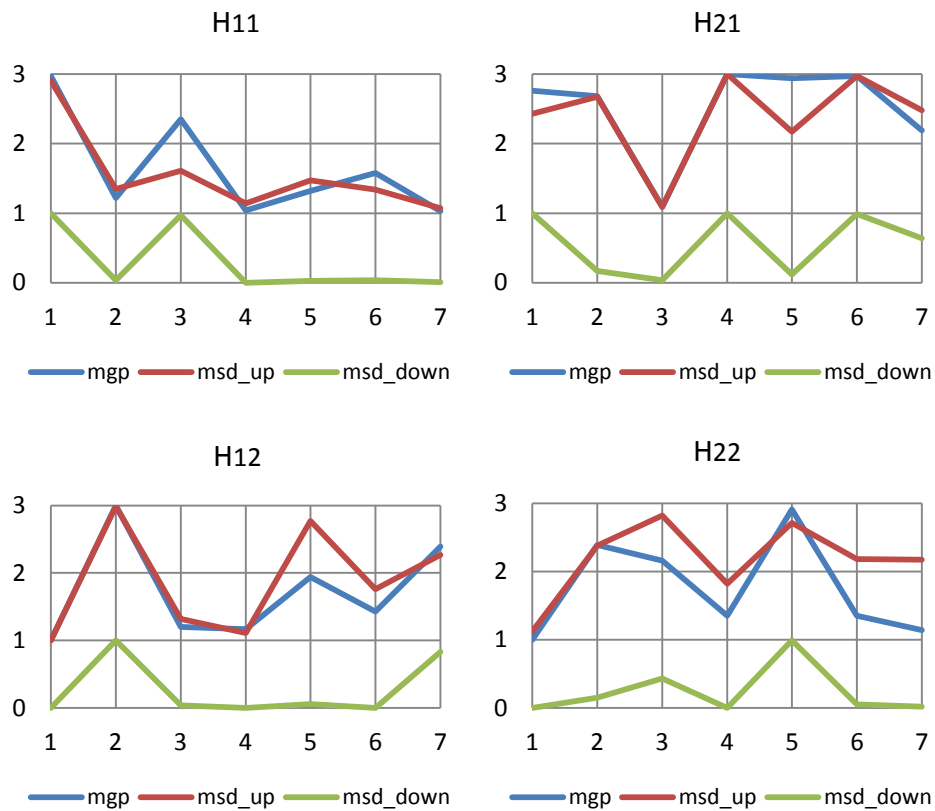


Figura 6.10: Caso base: andamento delle variabili strategiche.

Le rappresentazioni grafiche degli output ci permettono di fare qualche commento riguardo alle possibili strategie adottate.

Dal momento che lo scopo che ci prefiggiamo è quello di validare il modello e non di studiare le possibili strategie implementabili dagli operatori né di confrontare gli output ottenuti con quelli di una rete reale, di seguito riportiamo solo gli aspetti più interessanti che l'algoritmo è riuscito a mettere in luce:

- notiamo una stretta relazione tra variabile strategica relative al mercato del giorno prima ed al mercato dei servizi di dispacciamento a salire: infatti i picchi di k_{mgs} corrispondono con buona approssimazione ai picchi di k_{msd_up} . Questa coincidenza si spiega pensando che se un impianto viene offerto a prezzo contenuto nel MGP allora significa che si spera che tale impianto venga totalmente dispacciato a valle di questo mercato e quindi non abbia più margini di incremento di potenza nel mercato successivo. Al contrario, se una società offre una UP a prezzo elevato potrebbe significare che essa preferisce non far dispacciare l'impianto sul MGP per trarre maggiori profitti dal MSD;

- una relazione del tutto analoga intercorre tra le variabili strategiche nel MGP e nel MSD a scendere: se la k_{mgp} di un impianto assume valori bassi, e quindi presumibilmente tale impianto viene totalmente dispacciato dal GME, allora anche k_{msd_down} assume valori prossimi allo 0, in modo tale da guadagnare il più possibile da un eventuale richiesta da parte del TSO di diminuzione della produzione;

Per mettere in evidenza l'interazione tra mercato del giorno prima e mercato dei servizi di dispacciamento per la simulazione del caso base riportiamo anche il profitto ottenibile da ogni società nel caso in cui essa presenti delle offerte indipendenti sui diversi mercati.

Per ottenere queste informazioni abbiamo inizialmente risolto solo il mercato del giorno prima cercando per ogni società la strategia che potesse massimizzarne i profitti; in un secondo momento abbiamo invece risolto il MSD basandoci sul dispacciamento ottenuto precedentemente.

Procedendo in questo modo risolviamo separatamente i due mercati trovando cioè la strategia migliore su MGP senza tener conto del fatto che successivamente bisognerà fare offerte su MSD, e poi presentando le offerte su mercato dei servizi di dispacciamento non avendo più facoltà di modificare le offerte fatte sul mercato del giorno prima.

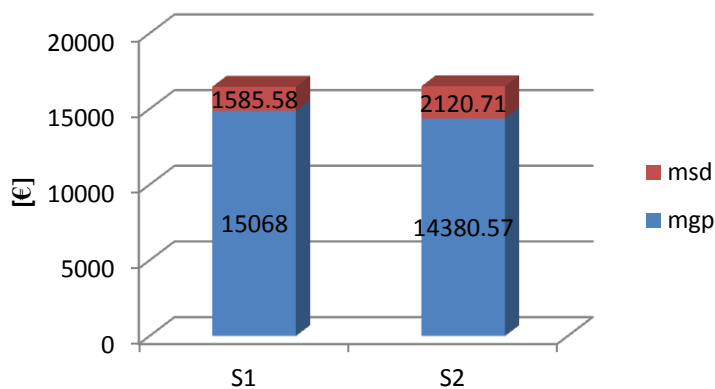


Figura 6.11: Caso base: profitto ottenuto dalle due imprese con ottimizzazione separata delle offerte sui mercati MGP ed MSD.

Innanzitutto notiamo che, rispetto al caso precedente, il profitto totale di $S1$ ed $S2$ è diminuito rispettivamente del 15% e del 11%. Ripartendo le variazioni di profitto tra i due diversi mercati notiamo che la perdita è imputabile solamente al mercato dei servizi di dispacciamento. Più nello specifico il profitto ottenuto sul MSD nei due casi diminuisce del 60% per l'impresa $S1$, e del 58% per $S2$; al contrario il profitto ottenuto da $S1$ sul MGP aumenta dello 0.6%, mentre $S2$

incrementa il profitto su tale mercato del 6.4%. Questi risultati sono perfettamente in linea con quanto ci si aspettava: nel massimizzare il profitto in modo congiunto nei due mercati, *S2* adotta una strategia che le consente di apportare nel MSD il maggior numero di spostamenti rispetto al dispacciamento previsto a valle del MGP. Infatti, come abbiamo visto, *S2* possiede in ogni zona gli impianti più costosi e quindi meno competitivi sul mercato del giorno prima, cioè su quel mercato in cui non vengono presi in considerazione i vincoli tecnici del sistema e degli impianti stessi. Nel caso quindi in cui *S2* fosse portata a massimizzare in modo separato i profitti, adotterebbe sul MGP una strategia diversa e atta ad aumentare il margine di guadagno su tale mercato. Dall'altra parte, una volta fissata la strategia sul MGP, sul MSD vi sono minori margini di scelta e questo comporta un minore profitto conseguibile.

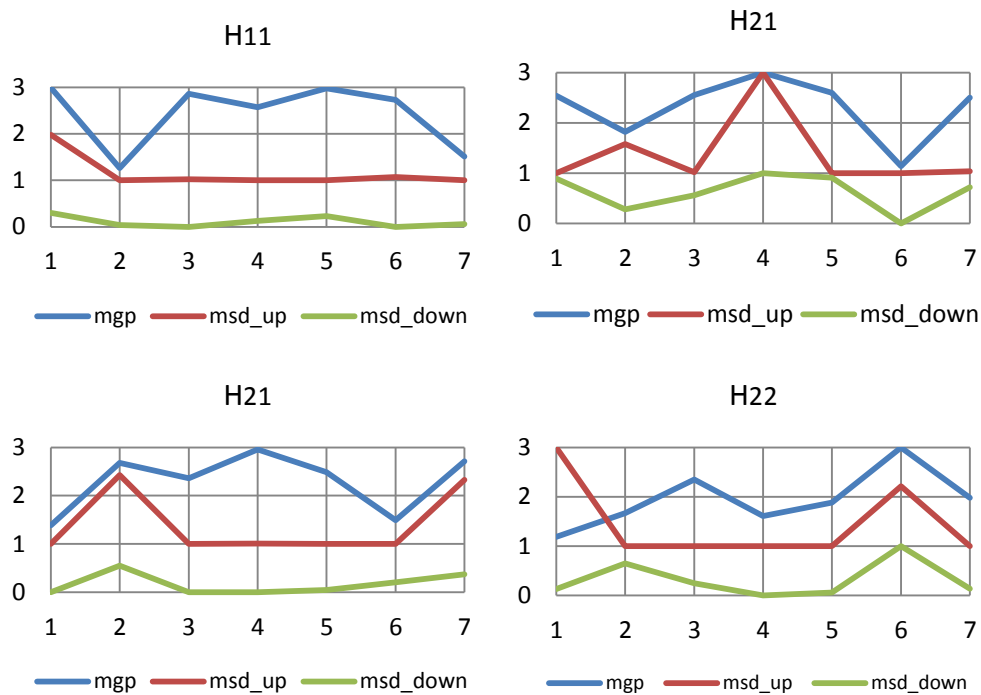


Figura 6.12: Caso base con ottimizzazione separata: andamento delle variabili strategiche.

Rispetto al caso precedente la fig. 6.11 rende evidente che la variabile strategica relativa al mercato del giorno prima assume in queste simulazioni valori mediamente maggiori.

Analizziamo ora le strategie adottate sul MSD. Osserviamo che le UP che sono selezionate per produrre al massimo della loro capacità a valle del MGP fanno offerte sul MSD a scendere in modo da non restituire al TSO il guadagno conseguito precedentemente. Inoltre la variabile strategica k_{msd_up} assume

valore prossimo al price cap in quei casi in cui l'UP sia accesa a valle del mercato del giorno prima ma produca a valori prossimi al minimo tecnico.

In definitiva, possiamo concludere che, nel caso in cui le società di produzione seguano una diversa logica di massimizzazione dei profitti esse tendono ad assumere strategie di offerta diverse che le portano ad ottenere, in corrispondenza dell'equilibrio di Nash, profitti non identici: in particolare i profitti maggiori si ottengono mettendo in campo strategie che massimizzano il profitto dei diversi mercati in modo simultaneo.

6.4. Prova 1: diverso vincolo di permanenza in servizio

In questa simulazione abbiamo mantenuto tutti i dati di input pari ai valori del caso base ma abbiamo ipotizzato che il numero di periodi temporali minimi di permanenza in servizio fosse pari a 6. Facciamo notare che nel caso base tutti gli impianti a valle del mercato dei servizi di dispacciamento rimangono accesi per almeno 6 intervalli temporali consecutivi (vedi fig. 6.7). Sarebbe però sbagliato non aspettarsi nessun cambiamento degli output dell'algorithm in questa diversa circostanza, dal momento che in questo caso le società hanno la possibilità di presentare delle offerte strategiche che facciano leva sul vincolo di permanenza in servizio.

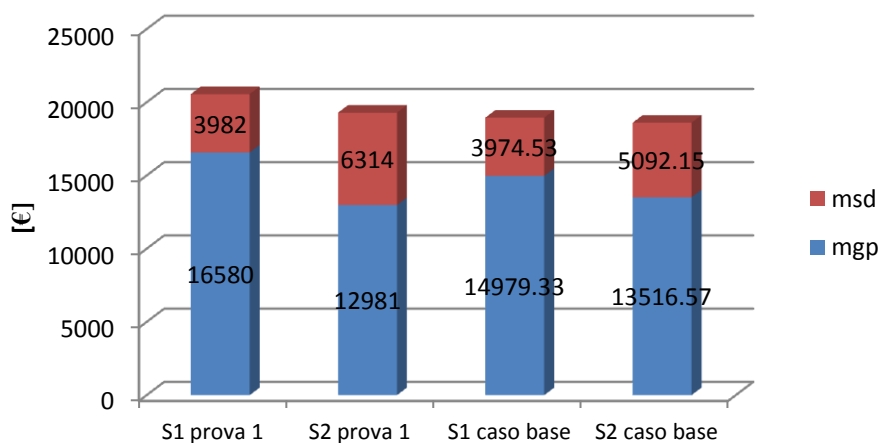


Figura 6.13: Prova 1: ripartizione dei profitti nei due mercati.

Notiamo subito che il profitto dell'impresa *S1* risulta sensibilmente maggiore rispetto al caso base, mentre quello della società rivale praticamente invariato.

Una volta appurato che il modello è stato in grado di far emergere una situazione differente rispetto a quella del caso base, cerchiamo di capire le ragioni di questo diverso comportamento.

Il valore del prezzo di mercato in corrispondenza dei 7 intervalli temporali nei due casi che stiamo confrontando è diverso ed in particolare è maggiore nella prova in cui il vincolo di permanenza in servizio è più stringente (vedi figura 6.14).

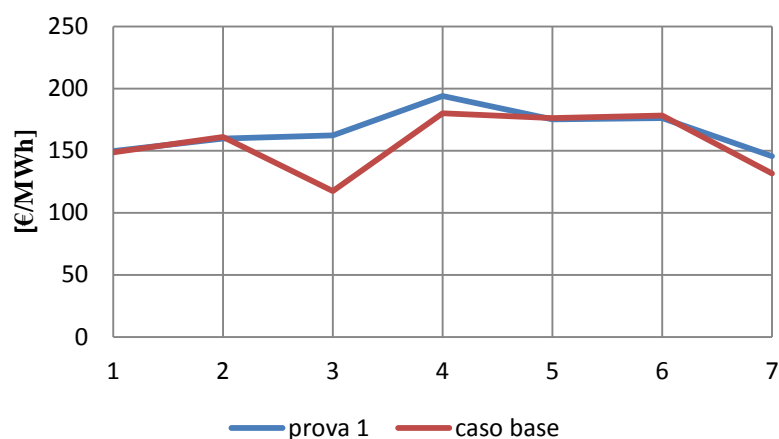


Figura 6.14: Prova 1: andamento del prezzo di mercato.

Notiamo che il prezzo di valorizzazione dell'energia che emerge nel mercato nella *prova 1* rispetto al *caso base* è invariato nel primo e secondo intervallo temporale, e sensibilmente maggiore nel terzo e quarto. Questo si può spiegare considerando che le imprese sono a conoscenza del fatto che se uno dei loro impianti viene acceso in corrispondenza del primo intervallo temporale, allora Terna sarà obbligata a mantenerlo acceso anche durante tutto il corso della giornata. La strategia perpetuata dalle imprese per i primi due intervalli temporali è quindi sostanzialmente immutata rispetto al *caso base* nel mercato del giorno prima, mentre è un po' diversa per quanto riguarda il mercato dei servizi di dispacciamento: le società infatti presentano delle offerte tali da incentivare Terna a non spegnere l'impianto nel caso in cui esso fosse acceso a valle di MGP (facendo offerte a scendere che comportano la non restituzione del guadagno conseguito sul primo dei due mercati), ed ad accenderlo nel caso in cui esso non fosse stato chiamato a produrre dal GME (facendo offerte a salire ad un prezzo pari al costo di produzione dell'elettricità).

Quindi, una volta assicuratisi che entrambi i suoi impianti rimangano accesi per i sette intervalli temporali in questione, S2 è libera di fare offerte molto costose sul mercato del giorno prima perché è sicura di poter trarre profitto dalla situazioni sia nel caso in cui le sue offerte siano accettate dal GME, sia nel caso vengano respinte: nel caso in cui vengano accettate, l'aver fatto offerte costose

permette di aumentare il prezzo di mercato e quindi i profitti sul MGP, al contrario nel caso in cui non vengano accettate l'impresa S2 sa di poter contare sui vincoli tecnici dei propri impianti per incrementare i profitti sul MSD.

Osserviamo ora con più attenzione i profitti conseguiti dalle imprese ed in particolar modo la ripartizione di tali profitti sui due mercati da noi considerati (fig. 6.13): notiamo che le loro variazioni rispetto al caso base sono in linea con quanto visto finora. Infatti, l'impresa S1 incrementa maggiormente i propri profitti nel mercato del giorno prima, e questo si spiega considerando che la strategia di S2 volta ad incrementare il prezzo di mercato favorisce maggiormente gli impianti di proprietà della rivale, che sono gli impianti mediamente più economici. L'impresa S2, invece, vede crescere, sempre rispetto al caso base, i profitti conseguiti nel mercato dei servizi di dispacciamento: è infatti su tale mercato che la strategia che fa leva sul vincolo di permanenza in servizio è efficace.

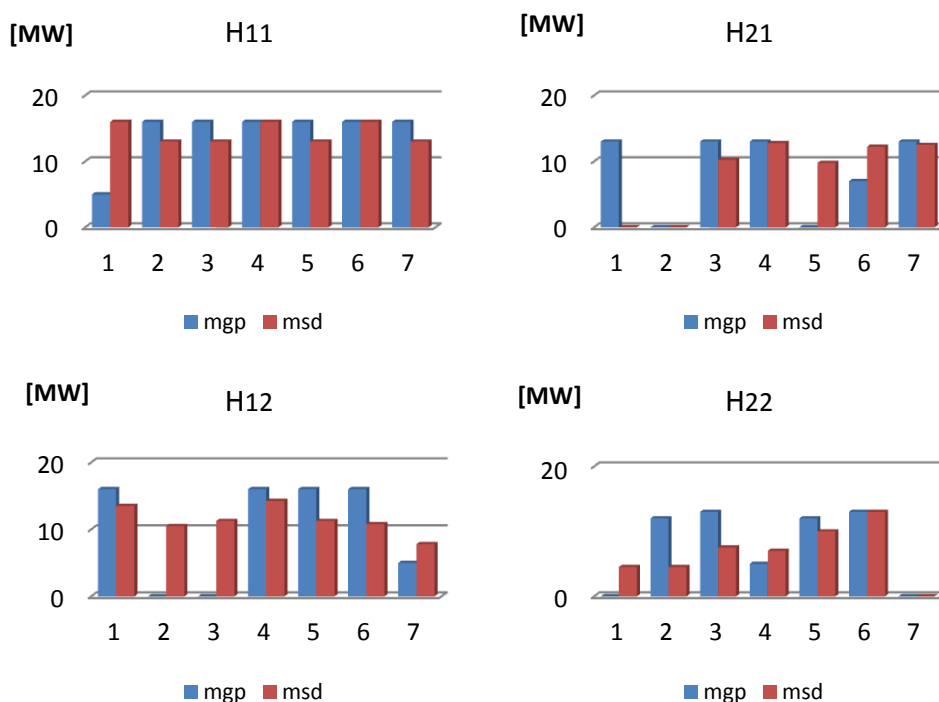


Figura 6.15: Prova 1: ripartizione della potenza dispacciata a valle dei due mercati.

Per ulteriore conferma della validità del modello analizziamo i moltiplicatori di Lagrange relativi ai vincoli di permanenza in servizio per i diversi impianti: essi assumono valori diversi da zero esattamente in corrispondenza di quegli intervalli temporali che prevedono che un impianto sia spento a valle di MGP e acceso a valle di MSD e in cui non vi siano altri vincoli più restrittivi. In questa

prova i moltiplicatori di Lagrange evidenziano che il vincolo di permanenza in servizio è limitante solo per l'impianto H12 in corrispondenza del secondo e terzo intervallo temporale: tale vincolo non è invece attivo, al contrario di quanto apparentemente potrebbe apparire, per l'impianto H21 nel quinto intervallo temporale. La ragione di ciò sta nel fatto che in quella fascia temporale è la riserva a salire della zona 2 la risorsa critica.

Riportiamo infine, come fatto per il *caso base*, i profitti ottenibili dalle imprese nel caso in cui esse decidessero di ottimizzare le offerte fatte sui due mercati in modo indipendente.

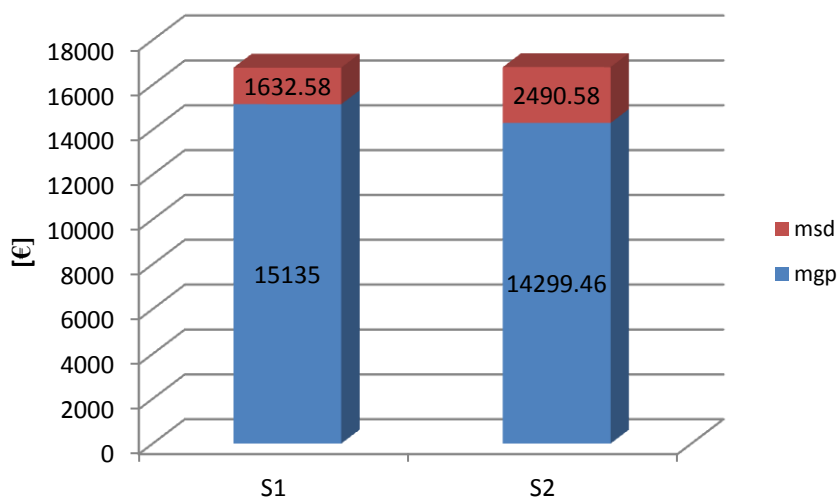


Figura 6.16: Prova 1: profitto ottenuto dalle due imprese con ottimizzazione separata delle offerte sui mercati MGP ed MSD.

Rispetto alla prova analoga relativa al *caso base* (fig. 6.11), il profitto sul mercato del giorno prima subisce modifiche irrilevanti che ci portano a concludere che il simulatore è pervenuto ad uno stesso equilibrio (le variazioni di profitto su tale mercato sono rispettivamente dello 0.4% e dello 0.5% per S1 ed S2, e sono molto probabilmente imputabili ad una non perfetta convergenza dell'algoritmo genetico); anche i profitti sul mercato dei servizi di dispacciamento il ritorno economico ottenuto nella prova 1 è solo di poco superiore rispetto al caso base. Questo ci porta a concludere che, per far leva in modo consistente sui vincoli di permanenza in servizio, è necessario fare delle offerte opportune già a livello di MGP: sembra infatti che ottimizzare in modo separato le offerte sui diversi mercati non lasci sufficiente margine operativo su MSD per incrementare in modo sensibile i profitti.

6.5. Prova 2: diverso valore di gradiente massimo

Rispetto al caso base diminuiamo il massimo gradiente a salire e a scendere da 3 MW/h fino a 2 kW/h. Facciamo nuovamente notare che questi vincoli di gradiente sono totalmente incompatibili con le caratteristiche tecniche dei reali impianti di produzione⁴³: questi valori sono però adatti a fare attivare i moltiplicatori di Lagrange relativi a questi vincoli.

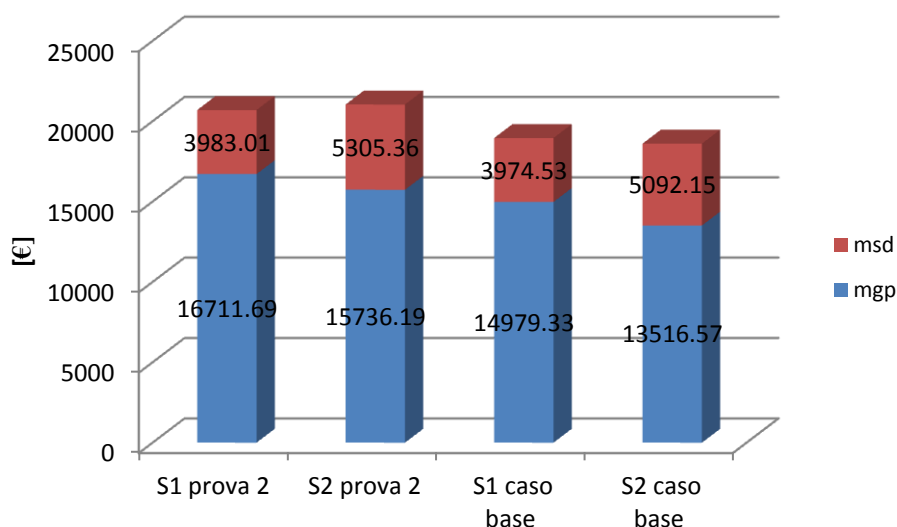


Figura 6.17: Prova 2: ripartizione dei profitto nei due mercati.

Osserviamo che seppure di poco il profitto di entrambe le imprese è aumentato in entrambi i mercati considerati rispetto al *caso base* (fig. 6.17). Quindi sia *S1* sia *S2* hanno saputo avvantaggiarsi della minore flessibilità degli impianti. Per cercare di capire meglio quanto è successo osserviamo l'andamento del prezzo di mercato nei diversi intervalli temporali (fig. 6.18).

Rispetto al caso base le variazioni di prezzo di mercato sono più contenute tra un intervallo temporale e il successivo. Contemporaneamente notiamo che il prezzo medio di mercato è superiore rispetto al caso definito base e che l'aumento è molto significativo in corrispondenza del terzo intervallo temporale, e cioè di quell'intervallo temporale a cavallo tra il valore massimo e minimo di domanda.

⁴³ In un impianto di produzione dell'energia il gradiente a salire e a scendere si aggira attorno ai 2-20 MW/min come vedremo meglio nel capitolo 7 'Dati in ingresso'.

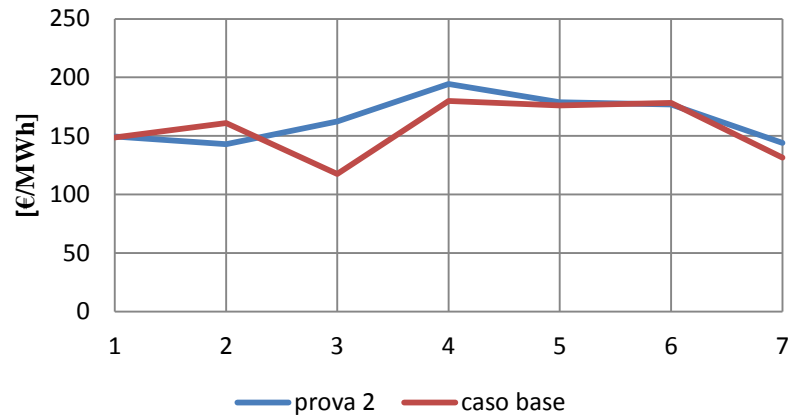


Figura 6.18: Prova 2: andamento del prezzo di mercato.

Riassumendo, l'aumento del profitto è imputabile principalmente ad un aumento del prezzo medio di mercato, e a sua volta l'aumento del prezzo medio di mercato è riconducibile ad una minore capacità del TSO di modificare il dispacciamento tra un intervallo temporale ed il successivo.

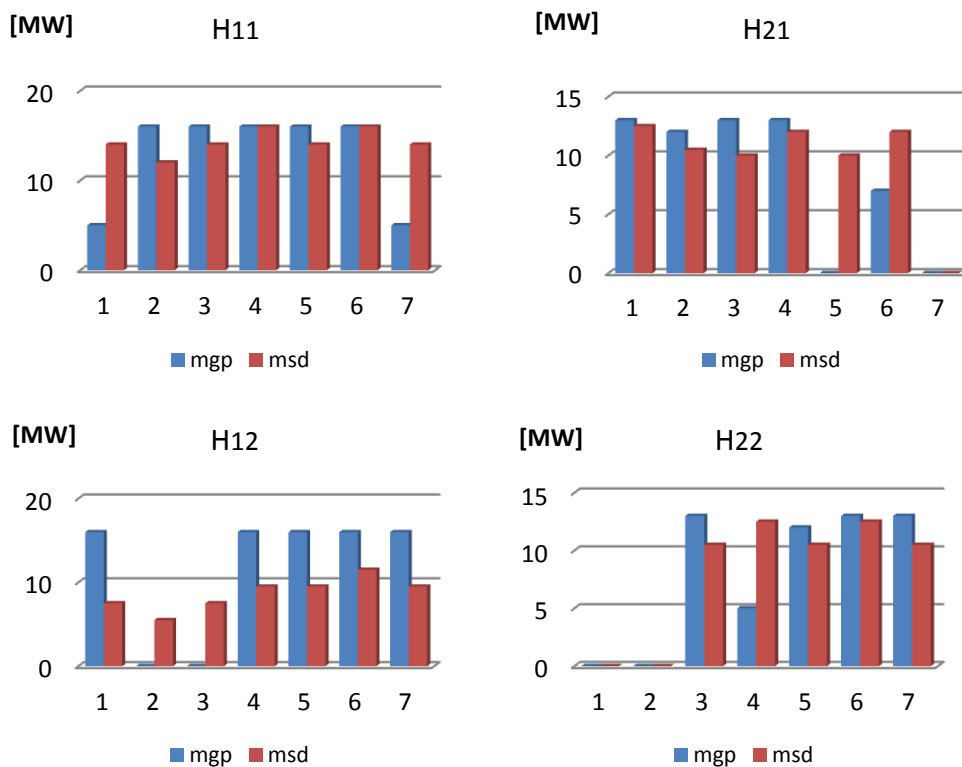


Figura 6.19: Prova 2: dispacciamento a valle dei due mercati.

In questo caso, dal momento che le variazioni consentite agli impianti di produzione sono più limitate, risulta necessario far intervenire il generatore H22 fin dal primo intervallo temporale. Questo è il motivo per cui tra le due imprese di produzione S2 è quella che guadagna maggiormente in questa circostanza. L'incremento di profitto da parte di S1 è invece dovuto solamente all'aumento del prezzo di mercato.

6.6. Prova 3: diverso valore di riserva

Rispetto al caso base aumentiamo la riserva richiesta sia sulla rete nel suo complesso sia in ogni zona; i nuovi valori impostati sono mostrati in tabella 6.4.

Tabella 6.4: Prova 3: riserva necessaria al sistema.

\mathcal{R}_{up_tot}	\mathcal{R}_{down_tot}	\mathcal{R}_{up}	\mathcal{R}_{down}
11% Dtot	11% Dtot	9% D_I	9% D_I

Tutti gli altri parametri, compresi valori di gradiente a salire e a scendere, sono pari a quelli utilizzati nel caso base.

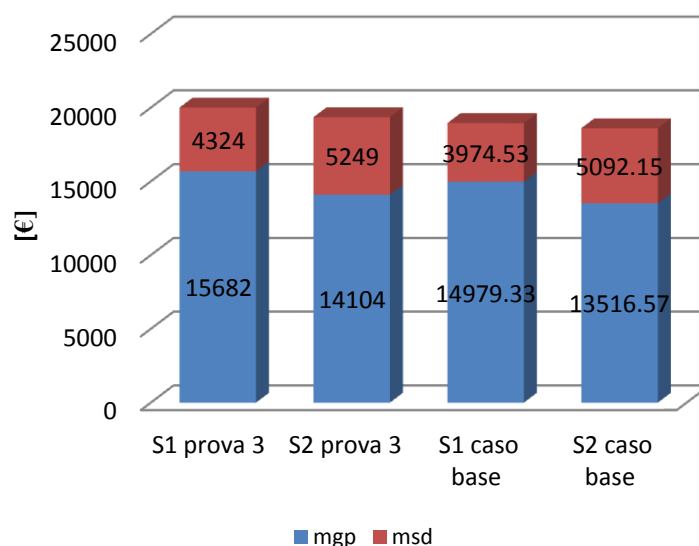


Figura 6.20: Prova 3: profitto ottenuto dalle imprese ripartito sui due mercati.

La figura 6.20 mostra che i profitti delle due imprese sul mercato del giorno prima in questa prova aumentano rispetto al *caso base* del 4.7% e del 3.6% rispettivamente per S1 ed S2: il prezzo di mercato giornaliero rimane infatti

sostanzialmente invariato durante tutti gli intervalli temporali eccezione fatta per il quarto e sesto intervallo in corrispondenza dei quali il prezzo raggiunge il valore massimo consentito dal modello. Questo risultato è molto interessante perché in corrispondenza della quarta e della sesta ora la domanda raggiunge i due picchi massimi, ed in particolare i moltiplicatori di Lagrange relativi alla riserva a salire nella prima zona assumono valori diversi da zero. Andando ad analizzare con più occhio critico gli output ottenuti nel *caso base* ci accorgiamo infatti che solo in corrispondenza del quarto del sesto intervallo temporale la riserva garantita a valle di MSD è minore della riserva necessaria in questa prova (e cioè minore del 9% della domanda di ogni zona).

Allo stesso modo l'incremento di profitto ottenuto nel mercato dei servizi di dispacciamento è da attribuire ad un gaming strategico in corrispondenza di quelle ore in cui la riserva a salire diviene la risorsa critica del sistema.

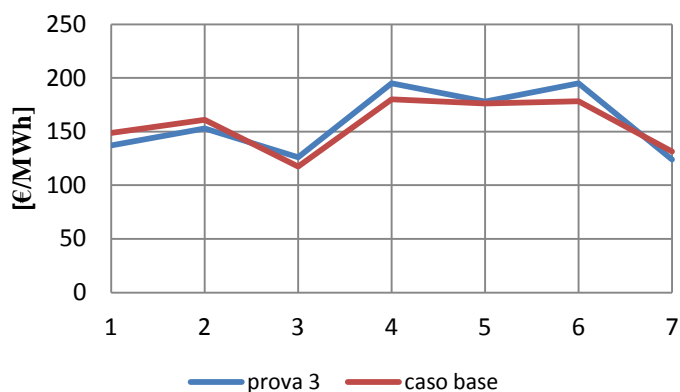


Figura 6.21: Prova 3: andamento del prezzo di mercato.

In conclusione, possiamo affermare che, per come è costruito il mercato, l'incremento della riserva necessaria influisce in modo contenuto sul profitto ottenibile dalle imprese e quindi sul *gaming* strategico delle offerte presentate: nonostante questo, in corrispondenza degli unici due intervalli temporali in cui la riserva diviene la risorsa critica a valle del mercato dei servizi di dispacciamento, le imprese riescono ad incrementare i propri profitti su entrambi i mercati considerati facendo delle offerte tali da portare il prezzo di mercato al valore massimo consentito.

6.7. Prova 4: diverso valore di domanda di energia

Rispetto al caso base vediamo infine cosa succede se riduciamo la domanda complessiva di energia del 20%: la ripartizione di carico tra le due zone rimane invece invariata (70% zona I1, 30% zona I2).

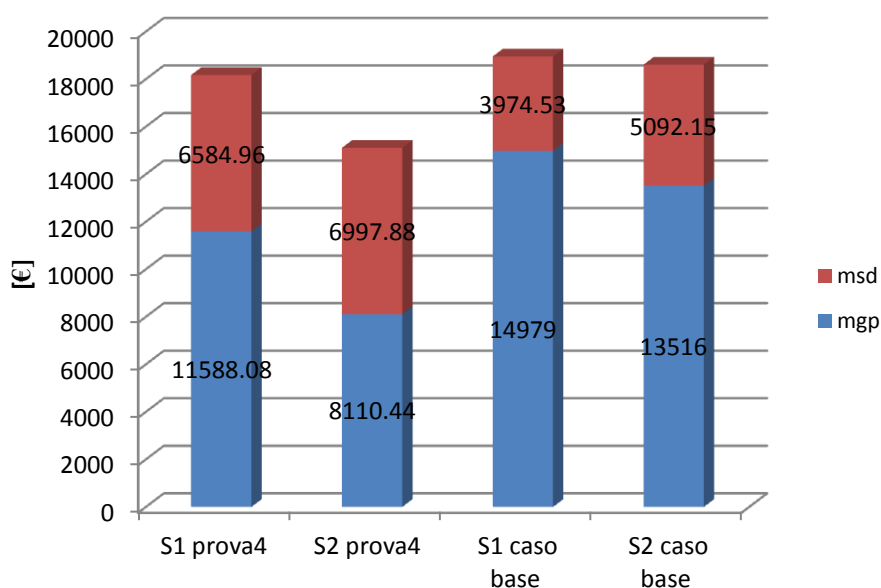
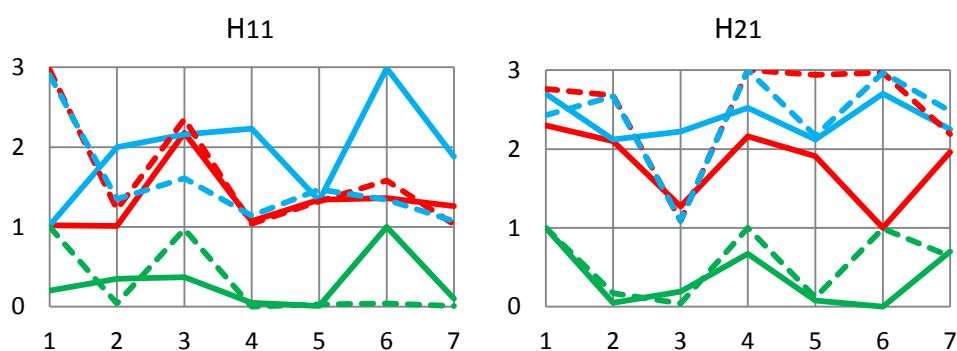


Figura 6.22: Prova 4: ripartizione dei profitti nei diversi mercati.

Come era presumibile, il profitto ottenuto sul mercato del giorno prima di entrambe le imprese diminuisce sensibilmente, dal momento che la capacità installata è di molto superiore alla domanda. La ragione di questo va ricercata in un maggior livello di competizione tra le imprese, che si traduce in prezzi di offerta dell'energia più contenuti, e cioè in valori mediamente inferiori delle variabili strategiche nel MGP (vedi fig.6.23). Il minore potere di mercato conseguibile spiega anche la contrazione del prezzo di mercato medio osservabile in figura 6.24.



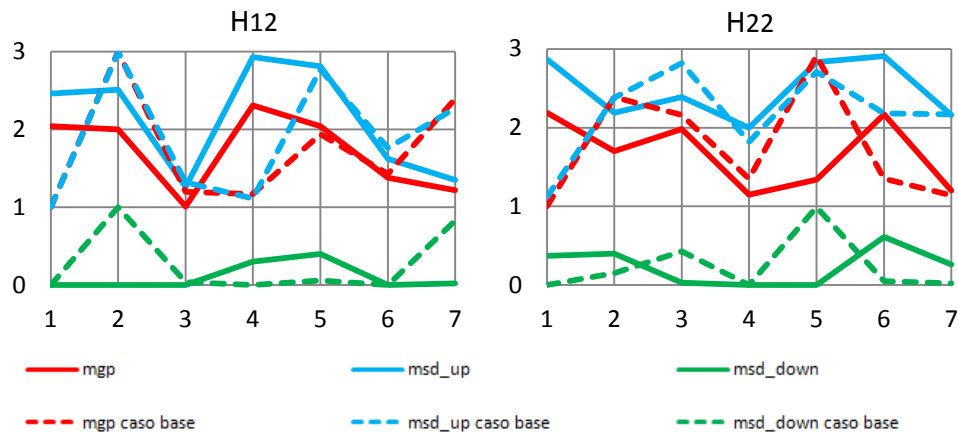


Figura 6.23: Prova 4: andamento delle variabili strategiche.

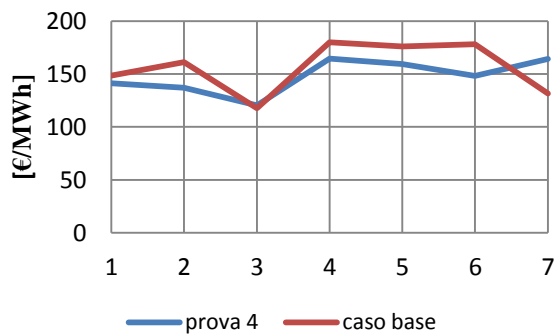


Figura 6.24: Prova 4: andamento del prezzo di mercato.

Confrontando le variabili strategiche sul mercato dei servizi di dispacciamento nelle due prove, notiamo che quella relativa al MSD a scendere diminuisce, mentre quella relativa al MSD a salire si porta verso valori medi superiori (fig. 6.23). Per spiegare questo comportamento possiamo notare che, quando la domanda è limitata, è sufficiente accendere un numero di impianti minore per coprire il carico, ma allo stesso tempo è necessario apportare molte sostanziali modifiche al dispacciamento previsto dal GME e prevedere l'accensione di altre UP per garantire il soddisfacimento dei vincoli legati alla riserva. La necessità di garantire un esercizio sicuro della rete aumenta quindi il potere di mercato delle società sul MSD, e spiega il motivo per cui il profitto ottenuto sulle imprese sul mercato dei servizi di dispacciamento aumenta del 65% e del 37% rispettivamente per *S1* ed *S2*.

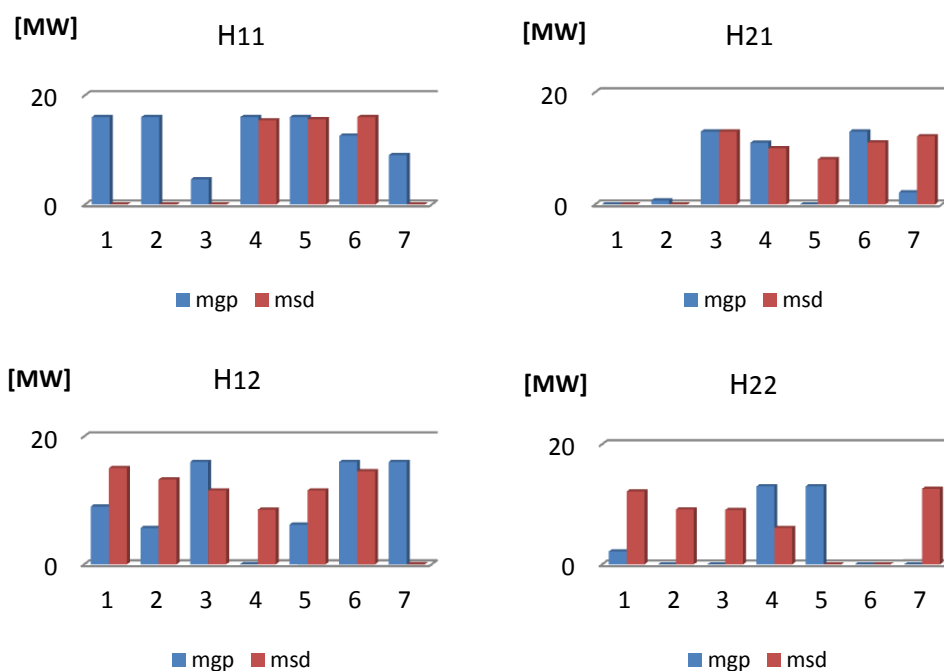


Figura 6.25: Prova 4: dispacciamento degli impianti a valle di MGP ed MSD.

Una analisi del moltiplicatore di Lagrange conferma che in presenza di domanda di energia inferiore, la risorsa critica diviene la riserva a salire e a scendere nelle diverse zone.

6.8. Prova 5: diversa TTC

Rispetto al *caso base* si ipotizza che tra le due zone vi siano un limite di transito in entrambe le direzioni pari a 5 MW per ogni intervallo temporale.

La figura 6.26 mostra che il profitto, rispetto al caso in cui non si consideravano vincoli di transito, aumenta del 13,4% e del 3,2% rispettivamente per *S1* ed *S2*.

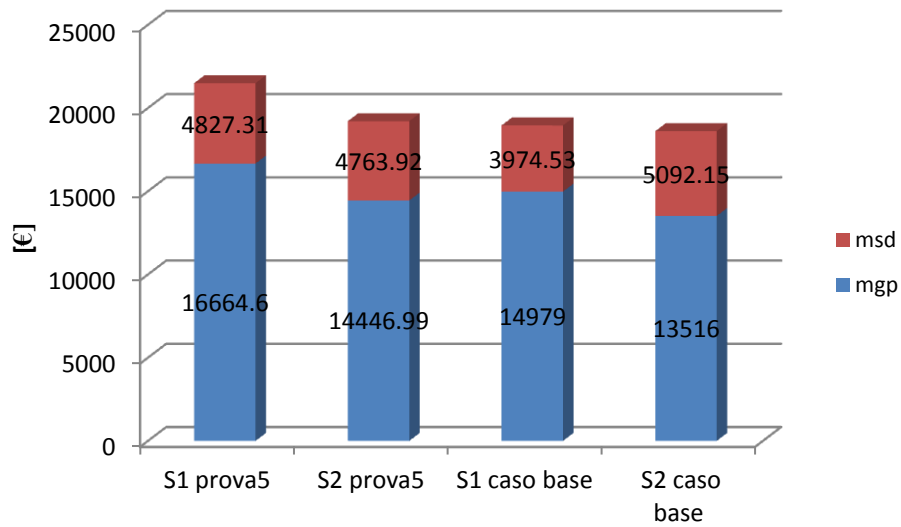


Figura 6.26: Prova 5: ripartizione dei profitti nei due mercati considerati.

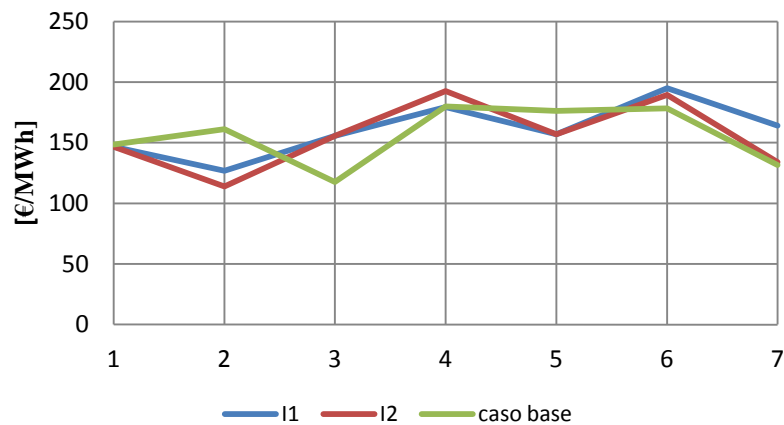


Figura 6.27: Prova 5: andamento del prezzo di mercato.

L'andamento del prezzo di mercato (vedi fig. 6.27) evidenzia che nel caso in cui vi siano vincoli di transito sulla linea che interconnette le due zone, i prezzi che si vengono a formare nelle due aree sono diversi; in particolare i prezzi nella zona importatrice assumono valori maggiori. Notiamo, infine, che in questo caso l'andamento del prezzo è perfettamente in linea con il profilo di domanda. L'aumento di profitto nel MGP è quindi imputabile ad un aumento del prezzo dell'energia in particolar in corrispondenza di quegli intervalli temporali caratterizzati da domanda più elevata (4° e 6°).

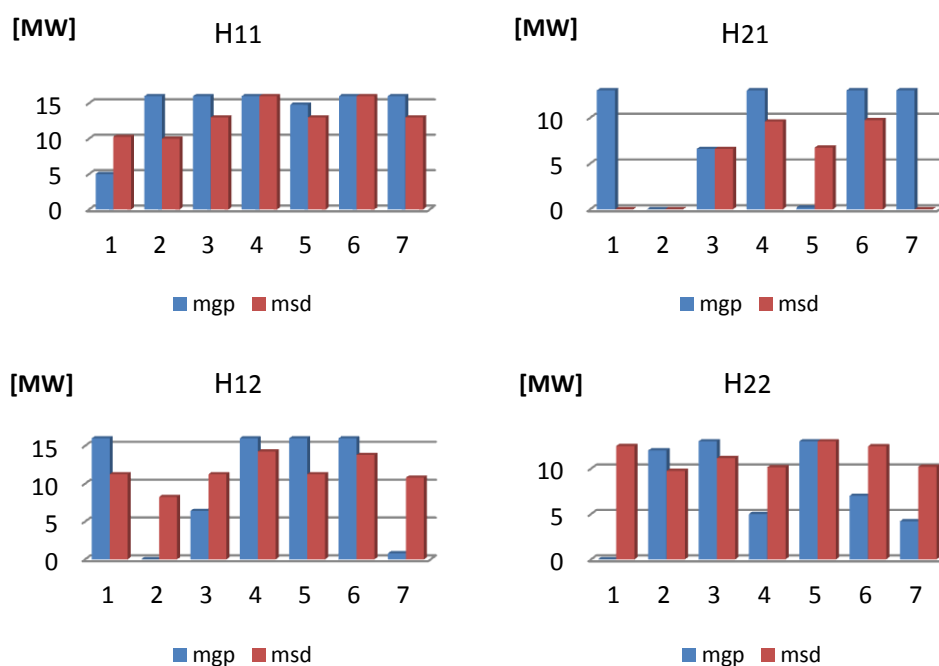


Figura 6.28: Prova 5: dispacciamento degli impianti a valle di MGP ed MSD.

Il profitto dell'impresa $S1$ cresce percentualmente di più rispetto al profitto della rivale (nello specifico il profitto di $S1$ aumenta del 13.4%, mentre quello di $S2$ del 3.8%) poiché essa riesce a dispacciare entrambi i suoi impianti al massimo della rispettiva capacità in corrispondenza di quegli intervalli temporali caratterizzati da prezzo di mercato maggiore. La figura 6.28 mette inoltre in mostra che è l'impianto $H21$ (cioè l'impianto situato nella zona 2 e di proprietà di $S1$) che vede modificarsi maggiormente la programmazione prevista a valle del mercato del giorno prima: questa circostanza spiega il motivo per cui è sempre l'impresa $S1$ a trarre maggiormente profitto da questo stato della rete anche nel MSD.

7. I Dati in Ingresso

Introduzione

L'algoritmo descritto nel capitolo 4 è stato applicato allo scenario elettrico italiano relativo all'anno 2008: in particolare, il modello di mercato si riferisce a più intervalli temporali e risolve sia il mercato del giorno prima, sia il mercato dei servizi di dispacciamento.

Per rappresentare in modo corretto la situazione italiana è stato necessario definire una serie di parametri: questi parametri verranno ampiamente presentati nel corso del seguente capitolo ma ci preme anticipare fin da subito che per difficoltà legate ai tempi computazionali e alla reperibilità stessa dei dati, abbiamo consapevolmente introdotto alcune approssimazioni. Il nostro obiettivo non è infatti quello di simulare il mercato elettrico italiano nella sua completezza, ma, come già più volte anticipato, quello di presentare un modello che possa mettere in luce alcuni aspetti del mercato stesso. Pur non avendo la pretesa di fornire analisi di scenari realistici, dopo aver validato il modello su una rete test molto semplice, vorremmo in questo capitolo mostrare le potenzialità del simulatore e testandolo in un contesto più articolato.

7.1. Reperimento dei dati

Per simulare il comportamento delle imprese strategiche in un mercato elettrico è indispensabile dare come input al simulatore:

- l'elenco di tutte le società operanti sul mercato;
- l'elenco degli impianti di produzione di appartenenza delle società sopra menzionate;
- le caratteristiche tecniche delle UP quali:
 - potenza massima erogabile;
 - potenza minima erogabile;
 - costi marginali
 - costo accensione;
 - gradiente a salire e a scendere;
 - flessibilità nell'accensione e nello spegnimento;
- caratteristiche della rete di trasmissione;
- domanda oraria di energia;
- fabbisogno di riserva a salire e a scendere.

Per reperire questi dati abbiamo fatto riferimento a più fonti:

- risultati del mercato elettrico italiano nella giornata di mercoledì 15 Ottobre 2008 in termini di curve di offerta presentate e dispacciamento effettivo a valle del mercato del giorno prima reperibili sul sito del GME;
- relazione tecnica annuale AEEG 2012 e 2009;
- informazioni pubblicate dalle diverse società nei rispettivi siti internet;
- dati forniti da Terna relativamente a domanda di energia, riserva terziaria necessaria e stato della rete reperibili sul sito ufficiale di Terna;
- parametri medi per le diverse tecnologie.

Abbiamo fatto riferimento alla situazione italiana del 2008 per due motivi fondamentali, il primo di natura più pratica ed il secondo di natura più tecnica:

- 1) in primo luogo avevamo a disposizione i risultati del mercato elettrico in una forma facilmente maneggevole esclusivamente per l'anno 2008: il GME infatti pubblica quotidianamente gli esiti del mercato sul suo sito internet, ma per poter lavorare su questi dati è necessario elaborarli e trascriverli in un diverso formato;
- 2) in secondo luogo a causa della crisi che ha colpito il mercato economico-finanziario la domanda di energia elettrica ha subito una contrazione a partire dal 2007 del 4.6%⁴⁴ (vedi fig. 7.1); a questo si aggiunge il fatto che durante questi anni si è assistito ad un aumento della capacità installata del 10.2% imputabile principalmente alle fonti rinnovabili come l'eolico e il fotovoltaico (vedi fig. 7.1). Inoltre nell'anno 2012 è stata modificata la struttura del mercato elettrico ed in particolare del mercato di aggiustamento e del mercato dei servizi di dispacciamento: tale riforma ha incrementato l'interazione dei mercati MI e MSD, interazione non rappresentabile nel modello qui proposto. Inoltre, il migliore coordinamento tra MI ed MSD ha comportato una diminuzione della richiesta di riserva per il bilanciamento da parte del sistema (vedi fig. 7.2).

La combinazione di queste circostanze mitiga la possibilità da parte delle imprese di produzione di esercitare potere di mercato e per questo motivo simulare il mercato al 2011/2012 non consentirebbe di evidenziare particolari offerte strategiche e quindi non consentirebbe di mostrare le reali potenzialità dell'algoritmo da noi costruito.

⁴⁴ Nonostante la contrazione della domanda sia particolarmente significativa occorre sottolineare che è minore rispetto alla domanda per altri beni (vedi Istat) a conferma del fatto che l'energia elettrica mantiene comunque la valenza di bene essenziale.

Tabella 7.1: Capacità di generazione installata nei diversi anni [103].

GW	2011	2010	2009	2008	2007
GROSS MAXIMUM CAPACITY	121.5	110.3	105.2	102.3	97.2
HYDRO	22.0	21.9	21.7	21.6	21.5
THERMAL	79.1	78.3	76.7	76.0	72.2
GEO THERMAL	0.8	0.8	0.7	0.7	0.7
WIND & PHOTOVOLTAIC	19.7	9.3	6.0	4.0	2.8

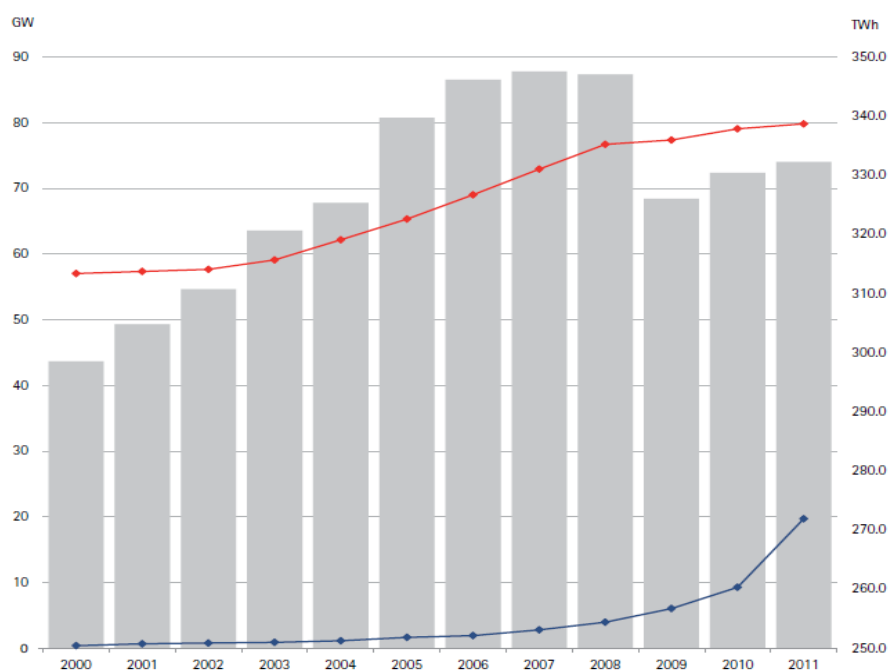


Figura 7.1: Domanda di energia elettrica e capacità installata per impianti termici e fotovoltaici/eolici.

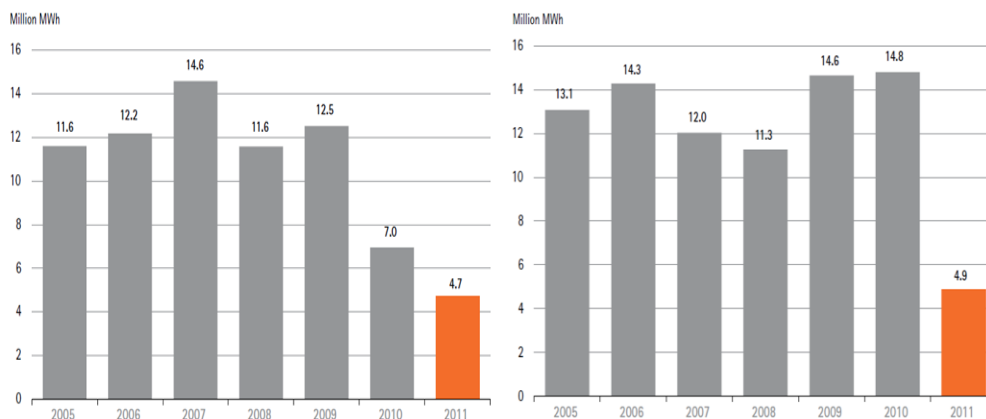


Figura 7.2: Volume scambiato nel MSD up e nel MSD down.

7.2. La struttura zonale

La procedura di funzionamento del mercato del giorno prima italiano (come pure quello implementato nel modello), prevede che le offerte di acquisto e di vendita di energia siano accettate massimizzando il benessere sociale, tenendo conto dei vincoli di trasmissione per mezzo di una rappresentazione zonale della rete rilevante⁴⁵.

Come abbiamo visto i confini fisici delle zone vengono aggiornati periodicamente tenendo conto del piano di sviluppo triennale della RTN e di una serie di criteri [83].

Con la delibera ARG/elt n.116/08 [84], l'Autorità ha parzialmente approvato la proposta di Terna di suddivisione della rete rilevante in zone per il periodo 2009-2011, così come previsto dall'art. 15 della delibera n. 111/06: la nuova suddivisione della rete rilevante è entrata in vigore dal 1° gennaio 2009 e si distingue da quella in vigore fino a tutto il 2008 essenzialmente per

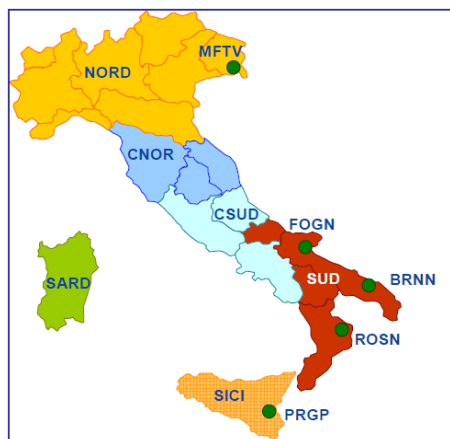


Figura 7.3: Visualizzazione della struttura zonale italiana.

l'eliminazione della zona Calabria. Nel nostro lavoro di tesi abbiamo deciso di implementare nel modello il parco di generazione e l'andamento della domanda al 2008, ma di utilizzare il modello di rete attuale che è suddiviso in 6 zone,

⁴⁵ Vedi cap.1 'Disciplina del mercato elettrico'.

prevede 5 poli di produzione limitata e una serie di zone poli virtuali come rappresentato in figura: questa scelta è stata fatta con l'intento di rendere il modello più facilmente applicabile ad un mercato elettrico più simile a quello attuale nel caso in cui si avessero a disposizione dati di input completi ed affidabili.

Per quanto riguarda i limiti di transito, si può far riferimento alla figura 7.4 [85].

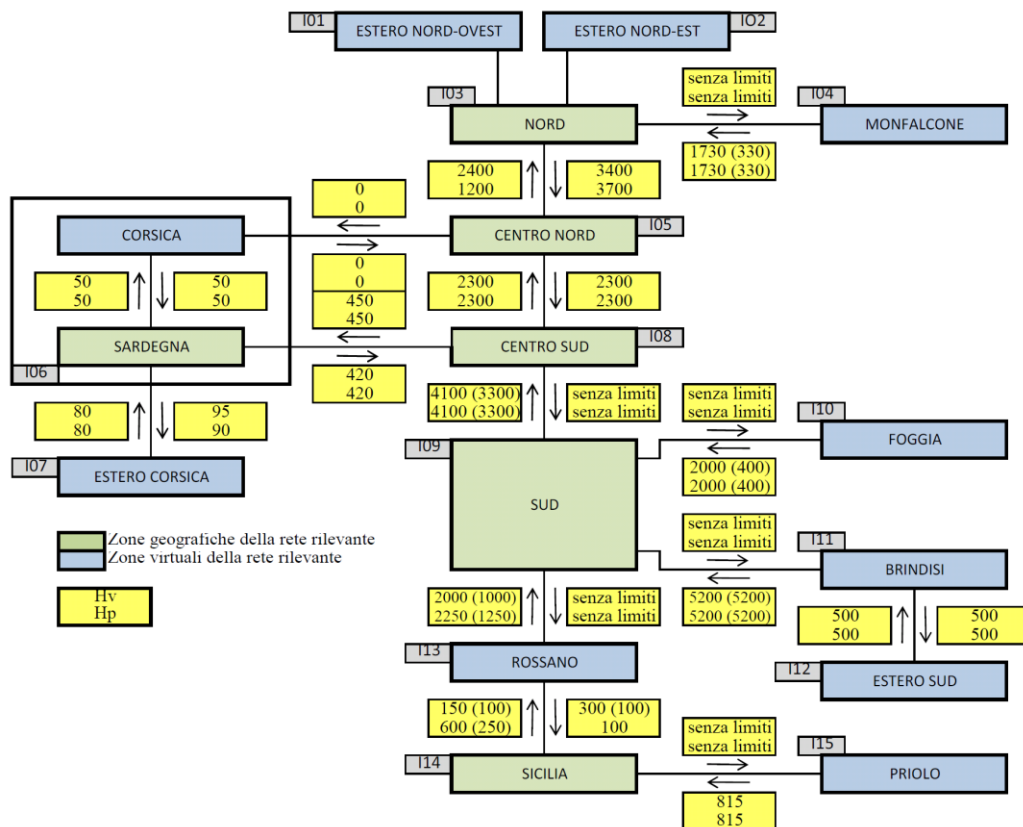


Figura 7.4: Zone rete rilevante e limiti di scambio, caso invernale (diurno=hp, notturno=hv), tra parentesi i valori senza i dispositivi di tele distacco.

La struttura di mercato zonale utilizzata nelle simulazioni effettuate differisce dalla struttura reale che abbiamo appena descritto solamente per l'eliminazione del polo *Estero Corsica*, *Estero Sud* ed *Estero Nord*: l'offerta e la domanda relative a queste zone sono state rispettivamente spostate nella zona *Sardegna*, *Brindisi* ed *Nord*. Questa semplificazione è stata introdotta solo con l'intento di contenere i tempi di calcolo.

7.3. Domanda di energia

Nel 2008 la richiesta di energia elettrica è stata pari a 339,5 TWh, e il fabbisogno di potenza alla punta ha toccato il suo massimo nel mese di luglio, quando ha raggiunto i 55,3 GW [103].

In termini di composizione strutturale, la macrozona Nord si è confermata quella a maggior richiesta di energia, con una quota pari al 57% che è di gran lunga superiore a quella relativa alla macrozona Sud (34%) e alle isole (6% la Sicilia e 3% la Sardegna).

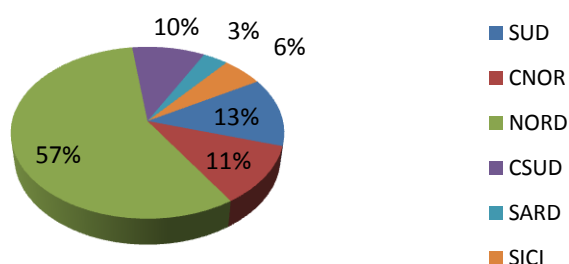


Figura 7.5: Ripartizione della domanda tra le diverse zone.

Data l'essenzialità del servizio "energia elettrica" assumiamo nel modello che la domanda sia perfettamente anelastica e introduciamo un modello del mercato del giorno prima basato sul merito economico, in cui cioè le offerte selezionate sono le più economiche.

L'ipotesi di ritenere la domanda perfettamente anelastica trova fondamento dopo aver analizzato le offerte di acquisto presentate sul mercato del giorno prima: nel 2008 a livello macrozonale l'elasticità assume valori rilevanti nella sola macro zona Estero, dove si attesta all'91,2%, mentre si conferma più che modesta nel continente e nelle isole (0.6%) [103].

Tabella 7.2: Elasticità della domanda italiana nel corso degli anni.

		2011	2010	2009	2008	2007
Italy*	MWh	664,426	293,437	1,159,384	1,869,625	663,913
	% of total	(0.2%)	(0.1%)	(0.4%)	(0.6%)	(0.2%)

In figura 7.6 riportiamo la domanda oraria relativa alla giornata del 15 Ottobre 2008: possiamo notare il tipico andamento con due picchi di carico in corrispondenza delle prime ore della mattina e delle prime ore serali.

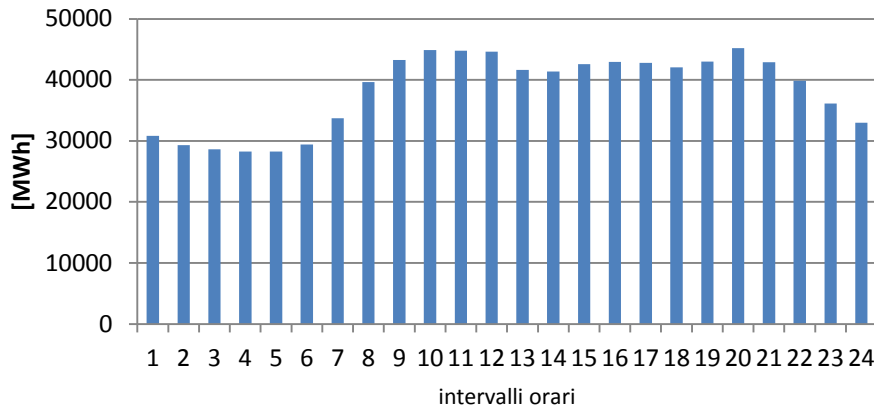


Figura 7.6: Domanda totale di energia.

Nelle simulazioni i cui risultati verranno discussi nel capitolo successivo, abbiamo utilizzato diversi profili di domanda, in base agli aspetti che volevamo mettere in evidenza.

Più nello specifico nel primo scenario abbiamo considerato 12 intervalli temporali ed un profilo di domanda fittizio costituito dalla media del carico effettivo riscontrato il 15 Ottobre 2008 su due intervalli orari consecutivi.

Chiamando i il generico intervallo temporale che compone una giornata costituita da 24 ore, chiamando j il generico intervallo temporale che compone il set di ore considerato nelle simulazioni, e assumendo che:

$$\begin{cases} i \in \{1, 2, \dots, 24\} \\ j \in \{1, 2, \dots, 12\} \end{cases}$$

allora, vi è una corrispondenza biunivoca tra la domanda che caratterizza gli intervalli temporali i -esimi e quella che caratterizza gli intervalli temporali j -esimi. Tale corrispondenza può essere espressa nel modo seguente:

$$D_j = \left\{ \frac{D_1 + D_2}{2}, \frac{D_3 + D_4}{2}, \dots, \frac{D_i + D_{i+1}}{2}, \dots, \frac{D_{23} + D_{24}}{2} \right\}$$

Abbiamo deciso di procedere in questo modo per ridurre i tempi di calcolo⁴⁶ e al contempo studiare il comportamento delle società di produzione dell'energia di fronte ad un profilo di carico che emulasse il tipico profilo giornaliero caratterizzato da due picchi di carico in corrispondenza delle prime ore della

⁴⁶ Al raddoppiare degli intervalli temporali su cui l'algoritmo deve trovare una soluzione i tempi di calcolo, a causa della complessità dei vincoli del problema, aumentano di oltre 16 volte.

mattina e delle prime ore serali. In altre parole il nostro intento iniziale era quello di mettere in evidenza il comportamento delle società di produzione dell'energia in una giornata tipo: considerazioni di tipo pratico ci hanno però indotto a concentrarci su un problema di dimensioni minori, in cui cioè le fluttuazioni della domanda fossero concentrate lungo soli 12 intervalli temporali.

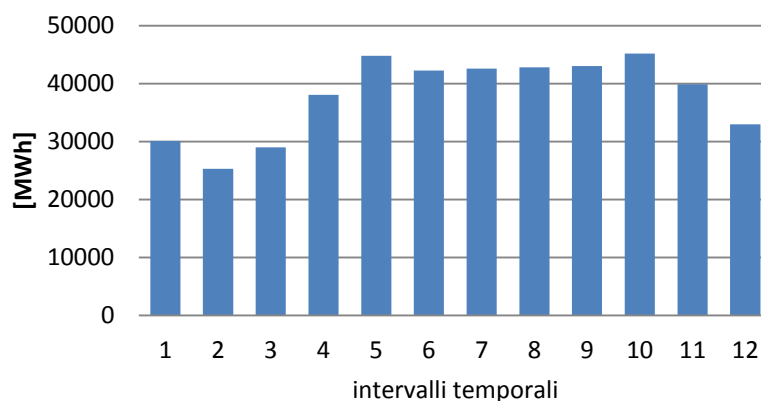


Figura 7.7: Andamento della domanda nelle simulazioni.

Nel secondo scenario considerato abbiamo invece focalizzato la nostra attenzione sugli intervalli temporali compresi tra le ore 17.00 e le ore 20.00 e abbiamo assunto un profilo di domanda perfettamente coincidente con quello riscontrato in data 15 Ottobre 2008 nel mercato italiano: i motivi di questa scelta verranno più ampiamente discussi nel capitolo successivo.

7.4. Impianti di generazione

Per determinare le unità di produzione operative nel contesto italiano abbiamo fatto riferimento alle reali offerte presentate al Gestore del Mercato Elettrico in data 15 Ottobre 2008; questo ci ha consentito di individuare le società operative e fare una prima analisi per determinare le quote di mercato di ciascuna di esse (i risultati sono riportati in tab. 6.3).

Tabella 7.3: Elenco dei principali operatori nel mercato elettrico italiano.

	Energia offerta [MWh]	% Energia sul totale offerto
A2A *	2141.9	3.70
Enel *	19826.5	34.25

Atel*	1410.7	2.44
E.ON*	2230	3.85
Edison*	4178.1	7.22
GRTN bilateralista	13826.4	23.89
GSE	4495.6	7.77
Iride*	847.2	1.46
EGL*	1306	2.26
Tirreno*	1955.8	3.38
Altri*	5665.56	9.79

* : energia offerta al netto di quella scambiata mediante contratti bilaterali

Una volta stilato l'elenco degli operatori presenti sul territorio nazionale abbiamo raggruppato le società che possedevano contratti di tolling, ipotizzando fosse inutile trattare come soggetti indipendenti le imprese societariamente alleate. È stato così possibile mettere in evidenza che nel mercato elettrico italiano vi sono due grandi imprese strategiche (Enel produzione S.p.A. e il gruppo che comprende Edipower, Edison e A2A) ed una serie di piccole imprese che competono ciascuna per una piccola quota di mercato. Questo ci porta a concludere che siamo in presenza di un duopolio in cui solo due grandi società S1 ed S2 possiedono un parco di generazione tale da renderle price maker: nel nostro modello quindi solo queste due società avranno la possibilità di presentare offerte strategiche sul mercato del giorno prima, mentre tutte le altre società verranno considerare price taker e potranno offrire la loro energia al prezzo marginale.

Tabella 7.4: Classificazione delle società di produzione.

Società Price Setter	Società Price Taker
S1: Enel	S3: E.On, Atel, Egl, Tirreno, altre
S2: Edipower, Edison, A2A, Iride	

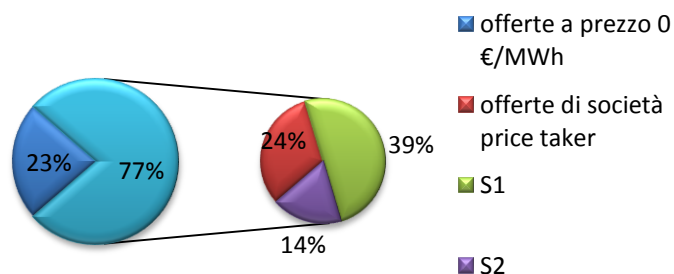


Figura 7.8: Ripartizione dell'offerta per gruppo di appartenenza.

Riportiamo di seguito alcuni istogrammi che sintetizzano i dati che abbiamo inserito in ingresso alle simulazioni.

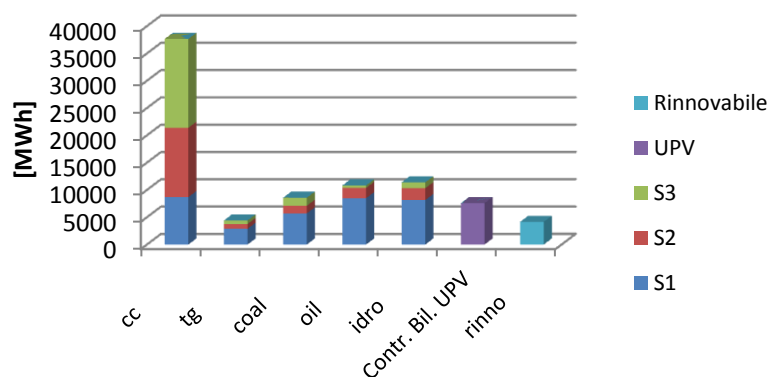


Figura 7.9 Energia offerta per le diverse società differenziata per tecnologia.

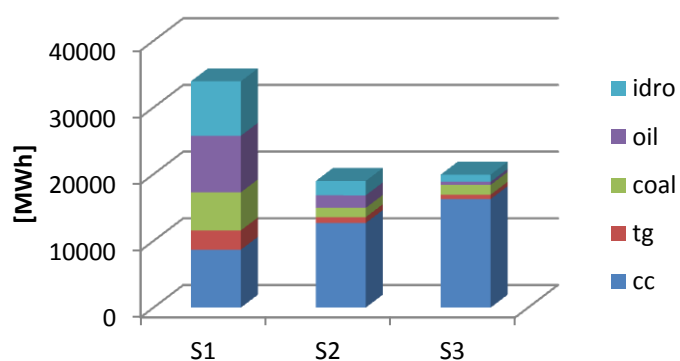


Figura 7.10: Energia offerta da S1, S2 ed S3 differenziata per tecnologia.

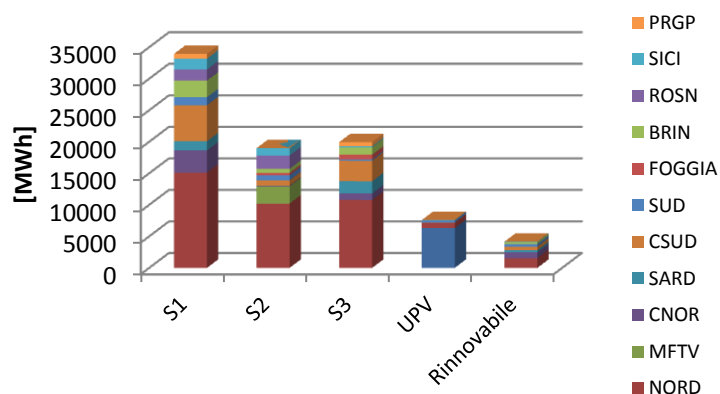


Figura 7.11: Ripartizione dell'energia offerta dalle diverse società nelle diverse zone.

Una semplificazione adottata nel modello riguarda il fatto che solo S1 ed S2 possono prendere parte attiva al mercato dei servizi di dispacciamento e quindi presentare offerte strategiche per il servizio di bilanciamento. Questa scelta è stata dettata dalla necessità di ridurre le variabili indipendenti del problema, e quindi ridurre il tempo necessario all'algoritmo per giungere a convergenza. Per questo motivo è necessario rappresentare con il massimo dettaglio solo le unità di produzione di proprietà di S1 ed S2, mentre è possibile raggruppare per zona di appartenenza e per costi marginali tutti gli altri impianti.

Grazie ai dati reperibili sui siti internet delle diverse società [86, 87, 88, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 95, 96, 97, 98, 99, 100, 101, 102] e a dati derivabili da data base presenti presso l'unità di ricerca di Power System del Dipartimento di Energia, abbiamo cercato di ricostruire nel modo più realistico possibile il parco di generazione termico e idrico italiano. Le conclusioni cui siamo giunti sono riportate nei paragrafi successivi.

7.4.1. Unità di produzione delle società strategiche

In tabella è riportata la lista degli impianti appartenenti a S1 ed S2 che hanno facoltà di partecipare al MSD.

Legenda:

Tecnologia 1: centrale a ciclo combinato.

Tecnologia 2: ciclo combinato alimentato da gas naturale e tar di raffineria.

Tecnologia 3: turbina gas in ciclo semplice.

Tecnologia 4: centrale a carbone.

Tecnologia 5: centrale ad olio combustibile.

Tecnologia 6: centrale idroelettrica.

Il numero di gruppi rappresenta il numero di unità di produzione che costituisce il polo di generazione.

Tabella 7.5: Elenco delle centrali di appartenenza di S1 ed S2.

Centrale	Macrozona	Gruppi	Potenza	Proprietario	Tecnologia
Scandale	Sud	1	800	S2	1
Cassano	Nord	1	760	S2	1
		1	230	S2	1
Mincio	Nord	1	80	S2	1
		1	250	S2	1
Gissi	Csud	2	420	S2	1

Monfalcone	MFTV	1	160	S2	4*
		1	171	S2	4*
		2	320	S2	5
Montenegro	Nord	2	210	S2	4
Moncalieri	Nord	1	395	S2	1
		1	385	S2	1*
Rosone	Nord	2	53	S2	6
Villa	Nord	1	38	S2	6
Levante	Nord	1	300	S2	1
Brunico	Nord	1	35	S2	6
Candela	Foggia	1	380	S2	1*
Crichi	Rosn	1	428	S2	1
		1	428	S2	1*
Noce	Nord	1	138	S2	6
Sarmato	Nord	1	185	S2	1
Terni	Cnord	1	100	S2	1
Valcamonica	Nord	1	64	S2	6
Torviscosa	Mftv	1	392	S2	1
		1	392	S2	1*
Marghera	Mftv	1	230	S2	1
		1	760	S2	1
Altomonte	Rosn	1	390	S2	1
		1	390	S2	1*
Taranto	Rosn	1	480	S2	2
Chivasso	Nord	1	620	S2	1
		2	570	S2	1
Turbigo	Nord	1	870	S2	3
		2	900	S2	5
Piacenza	Nord	1	855	S2	1
Sermidi	Nord	2	577	S2	1
Brindisi	Brin	2	320	S2	4
Mela	Sici	6	160	S2	5
Mese	Nord	5	75	S2	6
Udine	Nord	3	93	S2	5
Augusta	Sici	3	70	S1	5
Bastardo	Cnord	2	75	S1	4
Porto Empedocle	Sici	2	70	S1	5
PortoScuso	Sard	2	160	S1	5
Priolo	Prgp	2	375	S1	1

Sulcis	Sard	1	300	S ₁	4
		1	300	S ₁	5
Termini	Sici	4	330	S ₁	1
Brindisi Sud	Brin	4	660	S ₁	4
Pietrafitta	CNord	1	352	S ₁	1
		2	90	S ₁	3
Porto Corsini	Nord	2	325	S ₁	1*
		2	70	S ₁	4
S.Barbara	CNord	1	394	S ₁	1
Spezia	Nord	1	600	S ₁	4
		1	680	S ₁	1*
Trino	Nord	2	370	S ₁	1
Montalto	Csud	4	300	S ₁	5
	Csud	5	300	S ₁	3
Rossano	Rosn	8	220	S ₁	5
Piombino	CNord	4	320	S ₁	5
Livorno	CNord	2	160	S ₁	5
Porto Tolle	Nord	4	660	S ₁	5
Bargi	CNord	2	150	S ₁	6
Boazzo	Nord	1	82	S ₁	6
Cardano	Nord	2	61	S ₁	6
Cimego	Nord	3	64	S ₁	6
Edolo	Nord	7	122	S ₁	6
Chiotas	Nord	6	130	S ₁	6
Rovina	Nord	2	61.5	S ₁	6
Gargnano	Nord	1	80	S ₁	6
Lana	Nord	1	98	S ₁	6
Presenzano	Sud	4	135	S ₁	6
Riva del Garda	Nord	1	108	S ₁	6
Roncovalguarnera	Nord	8	123	S ₁	6
S.Fiorano	Nord	3	90	S ₁	6
S.Mass	Nord	3	115	S ₁	6
Taloro	Sard	2	80	S ₁	6
Torbole	Nord	1	60	S ₁	6
Assemini	Sard	2	88	S ₁	5
Campomarino	CSud	1	88	S ₁	1
Carpi	Nord	1	90	S ₁	1
		2	90	S ₁	
Picena	Cnord	4	26	S ₁	3

Giugliano	Sud	4	88	S1	1
Larino	Csud	1	123	S1	3
			123	S1	3
Alessandria	Nord	2	90	S1	1
Maddaloni	Sud	4	88	S1	3
Fusina	Nord	2	195	S1	4
		4	195	S1	4*
Casella	Nord	4	380	S1	1*
Torrevagaliga	Csud	2	660	S1	1
		1	660	S1	4
Genova	Nord	1	98	S1	4
		1	57	S1	4*
		1	140	S1	5*

*: impianti la cui energia viene offerta mediante contratti bilaterali.

Tabella 7.6: Elenco delle centrali di appartenenza di S3 e delle centrali appartenenti ad S1 ed S2 ma non abilitate a partecipare al mercato dei servizi di dispacciamento.

Potenza installata [MW]	S2 non partecipanti a msd	S1 non partecipanti a msd	S3 CC	S3 TG	S3 COAL	S3 OIL	S3 IDRO
NORD	779	1140	1463	4082	660		744
CNOR		525	843	101			101
CSUD		112	2340	863			39
SUD		21					193
SICI	214	52.5		170			
SARD		37.5	575	80	340	460	
BRIN			1170				
MFTV							
ROSN							
PRIOLO				650			
FOGGIA			770				

Suddividendo la potenza installata per area geografica otteniamo il grafico a torta rappresentato in figura 7.12.

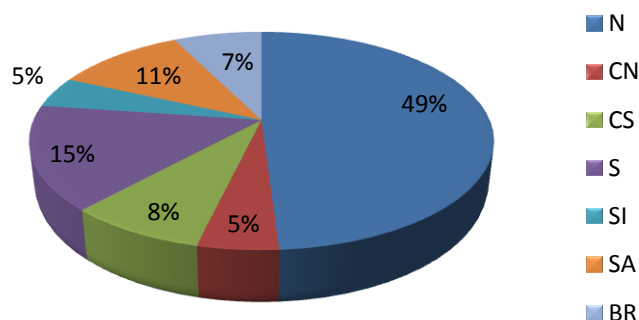


Figura 7.12: Ripartizione zonale aggregata della capacità installata.

7.5. Costo marginale di produzione per i diversi impianti

Stabilire quale sia il reale costo di produzione delle singole unità di produzione è semplicemente impossibile dal momento che ogni società ha interessi a non far trapelare informazioni di questo tipo in modo da non agevolare le imprese concorrenti. I dati relativi agli impianti che sono di dominio pubblico sono quindi alquanto limitati e nella maggior parte dei casi le imprese strategiche si limitano a fornire, per ogni tipo di impianto di produzione, la potenza complessiva ed il combustibile utilizzato. Per questo motivo è molto complicato catalogare gli impianti con precisione: ad esempio possiamo dire con certezza che una unità alimentata ad olio combustibile o a carbone sia costituita da un ciclo a vapore, ma ci è impossibile sapere se il ciclo a vapore in questione sia un ciclo a vapore convenzionale oppure un ciclo ultrasuper critico. Allo stesso modo possiamo affermare con ragionevole certezza che un impianto che utilizza un idrocarburo pregiato come il gas naturale sarà costituito da una turbina a gas in assetto semplice o combinato, ma non possiamo sapere se la turbina impiegata è di derivazione aeronautica (Aero-Derivative) o industriale (Heavy-Duty). A questi aspetti si aggiunge il fatto che i costi specifici di produzione dipendono da una molteplicità di fattori quali:

- i costi di investimento;
- i costi di manutenzione e quelli legati agli aspetti burocratici;
- la vita utile del gruppo di generazione;
- i tassi di remunerazione del capitale, l’inflazione e l’aliquota fiscale;
- il costo del combustibile;
- il rendimento dell’impianto a sua volta legato allo stato di invecchiamento dello stesso e alle condizioni ambientali in cui si trova ad operare;
- i costi legati alle esternalità.

Dal momento che non siamo interessati ad una analisi economica degli impianti di potenza ma solo ad una quantificazione il più possibile realistica ma comunque approssimata dei costi di produzione delle unità di produzione, introduciamo una serie di semplificazioni che ci permettano, a partire dalle informazioni pubblicate dalle società, di determinare i dati di input che servono al nostro algoritmo per pervenire ad una soluzione. In tabella sono riportati i parametri medi per le tecnologie considerate a partire dai quali si vogliono determinare i costi marginali di produzione.

In genere si assume quanto segue:

- tutti i fattori produttivi sono acquistati a prezzi che non dipendono dagli ammontari di acquisto;
- tutti i fattori produttivi possono essere acquistati dall'impresa agli ammontari richiesti dal piano di produzione prescelto;
- i prezzi dei fattori produttivi sono dati e costanti per tutti il periodo al quale è riferita l'analisi.

Tabella 7.7: Dati tecnici per le diverse tecnologie.

	CI[€/kWhn]	VU [anni]	heq	$C_{o\&m, fissi}$ [€/kWhn anno]	$C_{o\&m, var}$ [€/MWh e]	$\eta_{el, n}$
idraulico	700	60	3000	11	1	0.71
NGCC	675	25	8000	12.3	1.2	0.57
HDGT	250	25	8000	6	9	0.35
USC oil	1500	25	7500	17.5	2.5	0.45
USC coal	1500	25	7500	17.5	2.5	0.44

Il costo totale di generazione elettrica si calcola tenendo conto delle diversi voci che lo compongono:

$$c = \frac{C_{o\&m, fissi} + C_{investimento} \cdot CCF}{h_{eq}} + C_{o\&m, var} + \frac{C_{combustibile}}{\eta_{el}} + (C_{esternalità}) \quad (7.1)$$

dove c rappresenta il costo specifico dell'energia elettrica generata [€/kWhel], $C_{o\&m, fissi}$ e $C_{o\&m, variabili}$ sono i costi di mantenimento, CCF è il *carryng charge factor*⁴⁷, ed infine h_{eq} sono le ore equivalenti dell'impianto⁴⁸.

⁴⁷ CCF: percentuale del costo della tecnologia da considerare annualmente per ripagare l'investimento entro la vita utile dell'impianto.

⁴⁸ h_{eq} : ore in cui un impianto dovrebbe funzionare in condizioni nominali per produrre un quantitativo di elettricità pari a quello che ha effettivamente prodotto nell'anno in questione.

In tabella 7.7 riportiamo le voci di costo relative ai costi O&M e ai costi di investimento in cui abbiamo tenuto conto anche dell'attualizzazione all'anno corrente degli esborsi considerando un tasso di remunerazione sul capitale dell'8.5%, una inflazione del 2% ed una aliquota fiscale del 30%.

Tabella 7.8: Costi fissi e variabili per le diverse tecnologie considerate.

	Costi fissi [€/MWh]	Costi variabili [€/MWh]
idraulico	36	1
NGCC	13.3	1.2
HDGT	4.8	9
USC oil	29.5	2.5
USC coal	29.5	2.5

I costi dei combustibili considerati sono relativi al secondo semestre 2008 e sono riportati in tabella 7.8.

Tabella 7.9: Costi dei combustibili di interesse.

	Costo combustibile Ottobre 2008	PCI [MJ/kg]	Costo combustibile [€/GJ]
Gas naturale	45 ⁴⁹ [c€/m3]	46.6	12
Carbone	82 ⁵⁰ [€/t]	24.3	4.6
Olio combustibile	400 ⁵¹ [€/t]	41.0	9.75

Per determinare il costo del combustibile in [€/MWh] è necessario conoscere il rendimento elettrico effettivo dell'impianto che si calcola a partire da quello nominale considerando una penalizzazione di rendimento $\Delta\eta$ legata all'invecchiamento dell'impianto e allo sporcamento: questa penalizzazione è assunta pari a 5% per le turbine a gas, e pari al 2% per le turbine a vapore⁵².

$$\eta_{el} = \eta_{el,nom} \cdot (1 - \Delta\eta) \quad (7.2)$$

⁴⁹ Prezzo medio del gas naturale in ottobre 2008 alle frontiere europee: fonte AEEG: Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta, anno 2010.

⁵⁰ Prezzo medio del carbone nel secondo semestre del 2008: Fonte 'Ministero dello sviluppo economico': statistiche dell'Energia.

⁵¹ Prezzo medio dell'olio combustibile nel secondo semestre del 2008: Fonte 'Ministero dello sviluppo economico': statistiche dell'Energia.

⁵² La penalizzazione di rendimento è superiore nelle turbine a gas sebbene queste utilizzino un combustibile più pulito perché in esse vi è una combustione interna.

Tabella 7.10: Costi dei combustibili per le diverse tecnologie espressi in [€/MWh].

Costo comb. [€/MWh]	
idraulico	0
NGCC	81.5
HDGT	123.42
USC oil	78
USC coal	37.6

Per quanto riguarda le esternalità a partire dal rendimento elettrico e dalla composizione dell'idrocarburo di partenza si ricava la portata specifica di combustibile necessaria $\left(\dot{m}_{el} = \frac{3600}{\eta_{el} \cdot PCI} \left[\frac{kg}{kWh_{el}} \right] \right)$ e quindi le emissioni intermini di CO₂ che sono state valorizzate ad un prezzo di 20 €/t⁵³.

Tabella 7.11: Costo relativo alle emissioni di anidride carbonica per le diverse tecnologie.

	Emissioni CO ₂ [kg/MWh]	Emissioni CO ₂ [€/MWh]
idraulico	0	0
NGCC	377	7.5
HDGT	601	12
USC oil	720	14.4
USC coal	802	16

Mediante la relazione (7.1) calcoliamo i costi finali di produzione dell'energia.

Tabella 7.12: Costi finali di produzione dell'energia per le diverse tecnologie considerate

	c [€/MWh]
idraulico	37
NGCC	103.5
HDGT	140
USC oil	126
USC coal	84

⁵³ Il costo della CO₂ considerato è di 20 €/t ed è pari al costo medio rilevato nell'ottobre del 2008: fonte AEEG: Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta, anno 2010.

7.6. Potenza massima erogabile

Per quanto riguarda la potenza massima che gli impianti possono mettere a disposizione bisogna fare una differenziazione tra unità termoelettriche ed unità non alimentate a combustibili fossili.

Per le prime abbiamo ipotizzato che la massima potenza erogabile corrisponda alla potenza installata e, solo per quanto riguarda le UP di proprietà delle imprese strategiche, abbiamo tenuto conto della presenza dei diversi gruppi di generazione, cioè abbiamo rappresentato le diverse unità di generazione appartenenti allo stesso polo produttivo e di proprietà di S1 ed S2, in modo separato.

Facciamo notare che questa ipotesi comporta l'introduzione all'interno del modello di alcune semplificazioni, infatti:

- le UP abilitate a partecipare al mercato dei servizi di dispacciamento devono sempre garantire a Terna la fornitura di una banda di riserva primaria che corrisponde al 1.5% della potenza nominale: questo implica che tali unità non possono produrre al massimo delle loro potenzialità;
- ogni impianto di generazione risente di effetti di invecchiamento e sporcamento, nonché delle condizioni ambientali: la potenza massima erogabile dipende quindi da molte condizioni a contorno.

Per quanto riguarda invece le UP da fonti rinnovabili, quali impianti fotovoltaici, eolici ed idroelettrici, abbiamo assunto che la massima potenza erogabile fosse pari alla massima potenza offerta nel mercato del giorno prima nella giornata del 15 Ottobre 2008. Infatti, gli impianti che utilizzano una fonte rinnovabile non programmabile, sono soggetti all'aleatorietà della fonte stessa e sono in grado di produrre per un numero di ore equivalenti che è generalmente molto inferiore rispetto a quello delle unità termoelettriche. Per esempio un impianto idroelettrico ad acqua fluente è in grado di fornire elettricità solo in presenza di una portata di acqua sufficientemente elevata e la quantità di energia che può erogare è proporzionale alla portata stessa.

7.7. Potenza minima erogabile

Il dato relativo alla potenza minima erogabile è necessario solo per gli impianti strategici che hanno la possibilità di presentare offerte anche sul mercato dei servizi di dispacciamento: infatti il Gestore del Mercato Elettrico (GME) per definire il dispacciamento a valle del MGP non tiene conto dei vincoli tecnici degli impianti, e quindi non si preoccupa di determinare un punto di funzionamento che rispetti il minimo tecnico.

Abbiamo deciso di esprimere il minimo tecnico di ogni impianto come una frazione della potenza nominale, ed in particolare:

- unità idroelettriche: $P_{min} = 0.2 \cdot P_{max}$
Esistono innumerevoli tipologie di turbine idrauliche, le più comuni sono le turbine Pelton e le turbine Francis; le prime hanno un rendimento molto alto anche ai carichi parziali dal momento che in esse vi è la possibilità di occludere i getti di acqua, al contrario le turbine Francis hanno pale a geometria fissa e quindi sono più difficili da regolare. A grandi linee quindi il minimo tecnico per una turbina Pelton è pari al 10% della potenza nominale, mentre per una Francis è circa pari al 30%: non volendo introdurre ulteriori complicazioni al modello abbiamo ipotizzato che per tutti i gruppi idroelettrici la potenza minima erogabile sia pari al 20% di P_{max} .
- Turbine a gas in ciclo semplice: $P_{min} = 0.5 \cdot P_{max}$
Le turbine a gas potenzialmente sono in grado di operare regolarmente fino a potenza elettrica nulla senza alcun tipo di problema: a causa però dei vincoli di legge legati alle emissioni specifiche è necessario adottare combustori a bassa emissione che ne limitano il campo operativo. Per l'esattezza P_{min} è data dalla minima potenza per cui si riescono a ottenere condizioni di stabilità del combustore premiscelato.
- Turbine a vapore: $P_{min} = 0.3 \cdot P_{max}$
Anche in questo caso il minimo tecnico dipende dalla tecnologia impiegata: più nello specifico nel caso in cui la caldaia sia a circolazione forzata la regolazione ai carichi parziali diviene più complessa dal momento che vi è un sistema di controllo che garantisce assenza di liquido nei primi stadi della turbina; al contrario il campo di regolazione è più ampio nel caso di caldaia a corpo cilindrico. In linea generale però il minimo tecnico si aggira attorno al 25%-50% della potenza nominale
- Cicli combinati: $P_{min} = 0.4 \cdot P_{max}$
I cicli combinati risentono ovviamente delle caratteristiche delle turbine a gas e delle turbine a vapore e per questo motivo hanno un minimo tecnico elevato.

7.8. Gradiente a salire e a scendere

Il gradiente a salire e a scendere degli impianti è espresso in MW/min e rappresenta la flessibilità⁵⁴ dell'unità di produzione rispetto alle variazioni di

⁵⁴ Per flessibilità si intende in generale la capacità di un impianto di seguire il carico.

carico: così come per quasi tutte le altre caratteristiche tecniche questa informazione è necessaria solo per le unità abilitate ad operare sul MSD. Il gradiente di carico è esprimibile in funzione della potenza dell'impianto ed in particolare:

- Impianti a vapore: $grad = (0.005 \cdot P_{max}) / min$
Negli impianti a vapore è necessario rispettare il transitorio termico dell'impianto per evitare sollecitazioni superiori a quelle massime accettabili.
- Turbine a gas in ciclo semplice: $grad = (0.05 \cdot P_{max}) / min$
Le turbine a gas sono molto flessibili e capaci di inseguire le variazioni di carico in tempi rapidi: la modulazione della potenza avviene variando la quantità di combustibile e agendo sulla portata di aria aspirata e compressa.
- Ciclo combinato: $grad = (0.01 \cdot P_{max}) / min$
Il gradiente di carico è limitato dal momento che vi è una grande inerzia termica nella sezione a vapore dell'impianto.
- Centrali idrauliche: $grad = (0.2 \cdot P_{max}) / min$
Le macchine idrauliche non sono soggette a particolari vincoli legati al gradiente di carico.

7.9. Vincoli di permanenza in servizio

Il 'codice di rete' pubblicato da Terna nella sezione 'Regole per il dispacciamento', allegato A.60 afferma che per le sole Unità di produzione termoelettrica diversa da turbogas a ciclo aperto il tempo minimo di permanenza in servizio deve essere dichiarato dall'utente del dispacciamento e deve assumere un valore non superiore a 720 min (12 ore)⁵⁵. Così come fatto per la determinazione del gradiente a salire e a scendere, determiniamo il vincolo massimo di permanenza in servizio (per comodità abbreviato in *vps*) per ogni tecnologia sulla base delle caratteristiche degli impianti:

- Impianti a vapore: $vps = 12h$
- Turbine a gas in ciclo semplice: $vps = 2h$
- Cicli combinati: $vps = 6h$
- Impianti idroelettrici: $vps = 1h$

⁵⁵ In assenza di comunicazione da parte dell'utente del dispacciamento il tempo minimo di permanenza in servizio è posto pari a 12 ore.

7.10. Costi di accensione

Abbiamo deciso di esprimere il costo di accensione in funzione del vincolo di permanenza in servizio semplicemente moltiplicando il valore di $vps \cdot 1000$: in mancanza infatti di dati più accurati infatti è possibile affermare che le unità che richiedono più tempo per accendersi dovranno sopportare costi maggiori.

7.11. La riserva a salire e a scendere

I dati relativi alla riserva terziaria totale ripartita su ciascuna zona geografica sono pubblicati sul sito di Terna e catalogati per i diversi giorni dell'anno: in figura ne riportiamo l'andamento.

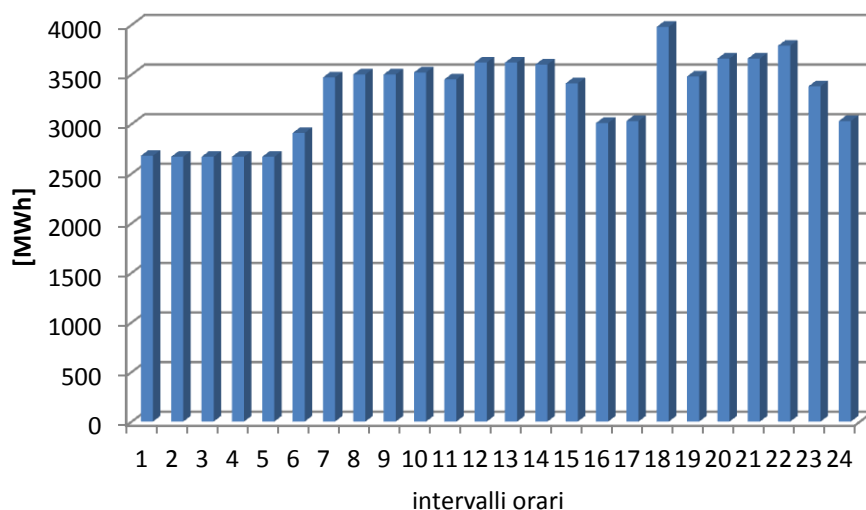


Figura 7.13: Andamento della riserva terziaria totale.

Di seguito riportiamo la suddivisione media della riserva in corrispondenza delle diverse zone: in questo caso osserviamo una distribuzione di riserva più omogenea rispetto alla distribuzione di domanda. Osserviamo inoltre che la quota di riserva relativa alla zona Csud è molto elevata (24% a fronte di una domanda pari al 10% del totale) a causa del forte impatto che in questa area hanno gli impianti a fonte non programmabile.

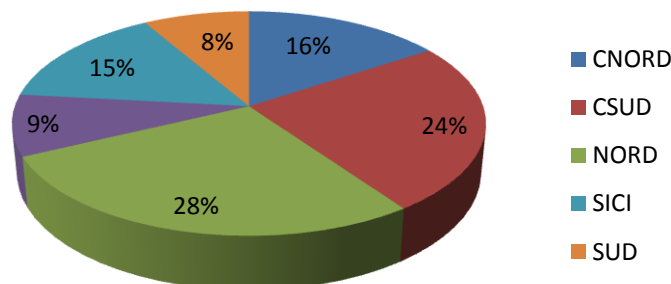


Figura 7.14: Ripartizione della riserva richiesta tra le diverse zone.

Nel nostro modello semplificato del mercato elettrico abbiamo dato la possibilità solo agli impianti di produzione di proprietà delle imprese strategiche (S1 ed S2) di partecipare al mercato dei servizi di dispacciamento: per questo motivo la riserva che considereremo è ottenuta sottraendo alla riserva reale la quota parte che imputiamo essere di competenza dell'impresa non strategica S3. Dai dati visti prima possiamo ricavare che la potenza complessiva degli impianti appartenenti ad S3 è il 28% della potenza totale installata dalle società S1, S2, ed S3: nelle simulazioni quindi considereremo che la riserva totale richiesta sia il 72% della riserva necessaria realmente calcolata da Terna.

I valori di riserva riportati si riferiscono alla riserva terziaria totale: Terna però non mette a disposizione la suddivisione tra riserva a salire e a scendere. In linea generale si può affermare che in presenza di alti valori di domanda il sistema avrà maggiormente bisogno di riserva a salire e viceversa: questo implica che non è possibile ripartire la riserva totale in maniera uniforme tra 'a salire' e 'a scendere' e che è necessario fare delle supposizioni a riguardo. Per mantenere una linea conservativa abbiamo deciso di ipotizzare che sia la riserva a salire sia la riserva a scendere siano il 70% della riserva totale. In termini pratici, questo implica che ad esempio in corrispondenza del picco di domanda la riserva critica, che è quella a salire, sia pari al 70% della riserva totale; in questa circostanza la riserva a scendere dovrebbe per coerenza essere il 30% della riserva totale: dal momento però che per ipotesi essa non è la riserva critica, sappiamo che sicuramente non sarà un problema l'averla impostata ad un valore maggiore (e pari esattamente al 70% della riserva totale).

In definitiva, i valori di riserva a salire e di riserva a scendere che abbiamo utilizzato come input per le simulazioni sono pari al $50\% = 70\% \cdot 72\%$ della riserva reale che Terna definisce come riserva terziaria totale.

Terna impone che il fabbisogno di riserva in ciascuna zona sia soddisfatto dalle UP localizzate nella zona considerata o in altre zone compatibilmente con i margini di transito in importazione verso la zona: questo implica che non è necessario che la riserva di una zona sia localizzata esclusivamente nella zona stessa. Per tradurre questo in termini pratici abbiamo ipotizzato che fatta 100 la riserva a salire o a scendere necessaria in una zona, solo l'80% di essa debba essere localizzata nella zona in questione: il restante 20% si assume possa essere recuperata dalle zone circostanti in caso di necessità.

8. Analisi dei risultati

Introduzione

In questo capitolo riportiamo i risultati delle prove che abbiamo condotto usando in input i dati che sono stati presentati nel capitolo precedente.

Scopo di queste simulazioni è quello di definire le strategie adottate dai produttori di energia elettrica nei due mercati considerati, MGP e MSD, nonché di indagare alcuni aspetti del mercato elettrico italiano.

Le società di produzione strategiche ipotizzate, ovvero quelle che svolgono il ruolo di price maker, sono due, e si studierà l'interazione tra questi due soggetti, il cui obiettivo è la massimizzazione del profitto: sarà questo il parametro fondamentale che verrà analizzato.

Il modello proposto in questo lavoro è stato applicato a due differenti scenari:

1. in un primo scenario il mercato del giorno prima ed il mercato dei servizi di dispacciamento vengono risolti ciascuno considerando un periodo rilevante costituito da 120 minuti. Questa ipotesi ci consente di limitare i tempi di calcolo e al contempo di analizzare il comportamento delle imprese di fronte ad un profilo di domanda che simula quello reale giornaliero costituito da due picchi di carico in corrispondenza delle prime ore della mattina e delle prime ore serali;
2. nel secondo scenario abbiamo cercato di aumentare il realismo della simulazione risolvendo MGP su intervalli orari, ed MSD su periodi rilevanti costituiti da un quarto d'ora. Il mercato è stato risolto utilizzando il reale profilo di domanda e offerta presentato il data 15 Ottobre 2008 dalle ore 17.00 alle ore 20.00.

Come abbiamo evidenziato nei capitoli precedenti, il modello è stato semplificato e quindi non tiene conto di alcuni aspetti del sistema elettrico reale: per tale motivo i risultati ottenuti sono puramente indicativi e permettono solo di individuare un trend di comportamenti in modo qualitativo più che quantitativo.

Le simulazioni, come già specificato, sono state eseguite con GAMS, hanno avuto una durata media di circa 7 giorni ciascuna e sono state effettuate con un PC avente le seguenti caratteristiche:

- Intel Pentium Dual CPU T3200@2.00GHz, RAM 4GB, Disco rigido 92 GB

Il codice implementato in GAMS consente di ricavare, oltre al profitto ottenuto dalle imprese, interessanti informazioni, tra le quali i transiti di potenza su ogni collegamento interzonale, il prezzo di mercato in ogni zona, i moltiplicatori di Lagrange relativi ai vincoli del sistema. In questo capitolo cercheremo di analizzare e sintetizzare in modo critico la mole di dati ottenuta per mettere in evidenza alcuni aspetti del mercato elettrico e far emergere le effettive potenzialità del simulatore da noi costruito.

I parametri che caratterizzano l'algoritmo genetico sono quelli che, come abbiamo verificato nel capitolo 5, consentono di ottenere le prestazioni migliori (vedi tab. 8.1). Il numero di *cicli di iterazioni*⁵⁶ è limitato a 10 per contenere i tempi di calcolo ed al contempo pervenire ad una soluzione che sia prossima a quella che si otterrebbe a convergenza.

Tabella 8.1: Caratteristiche dell'algoritmo genetico.

Selezione	Crossover	Mutazione	pc	pm	npop	niter	iterazioni
LFR	Laplace C.	Power M.	0.8	0.0166	60	50	10

8.1. Scenario I

Questo scenario è caratterizzato da una situazione di mercato elettrico assimilabile a quella italiana dell'ottobre 2008. Mercato del giorno prima e mercato dei servizi di dispacciamento vengono risolti su intervalli temporali fittizi costituiti da 120 minuti e caratterizzati dal profilo di domanda rappresentato in figura 7.7 del capitolo precedente.

In fig. 8.1 riportiamo l'andamento del profitto rispettivamente per *S1* ed *S2*, su MGP ed MSD, nel corso delle 10 iterazioni implementate. Possiamo notare che in corrispondenza della decima iterazione il profitto di *S1* subisce un incremento, rispetto all'iterazione precedente, del 9%: questo significa che l'algoritmo genetico non è ancora pervenuto ad una situazione di equilibrio stabile. L'andamento complessivo del profitto però ci rassicura sul fatto che non siamo lontani dalla convergenza e decidiamo quindi di accontentarci dei risultati così ottenuti per analizzare le strategie delle società di produzione.

Osserviamo che la società *S1* riesca ad ottenere profitti maggiori in particolare sul mercato del giorno prima.

⁵⁶ Ciascun *ciclo di iterazioni* è composto da un numero di iterazioni effettive pari a $npop \cdot niter \cdot 2$: in altre parole, per completare un ciclo di iterazioni, bisogna ottimizzare in modo sequenziale la strategia di *S1* e di *S2* risolvendo il mercato per ciascun individuo *npop* costituente la generazione per un numero di volte pari a *niter*.

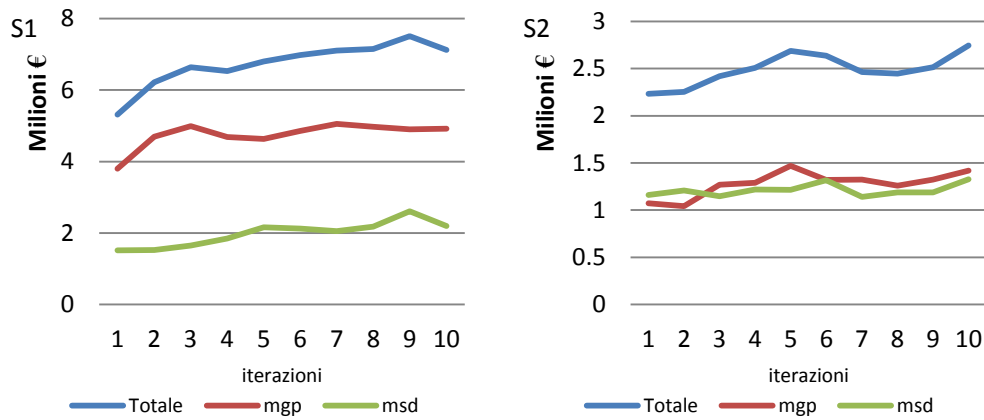


Figura 8.1: Evoluzione del profitto ottenuto dalle società price taker su MGP ed MSD.

La figura 8.2 evidenzia il forte legame che intercorre tra domanda di energia ed il prezzo di valorizzazione dalla stessa: in corrispondenza dei picchi di carico infatti, anche il prezzo dell'energia risulta sensibilmente maggiore. Un andamento di questo tipo, perfettamente in linea con quello riscontrabile in un esito di mercato reale, conferma il fatto che l'algoritmo ha saputo far emergere un maggiore esercizio di potere di mercato in corrispondenza di quegli intervalli temporali caratterizzati da un carico maggiore.

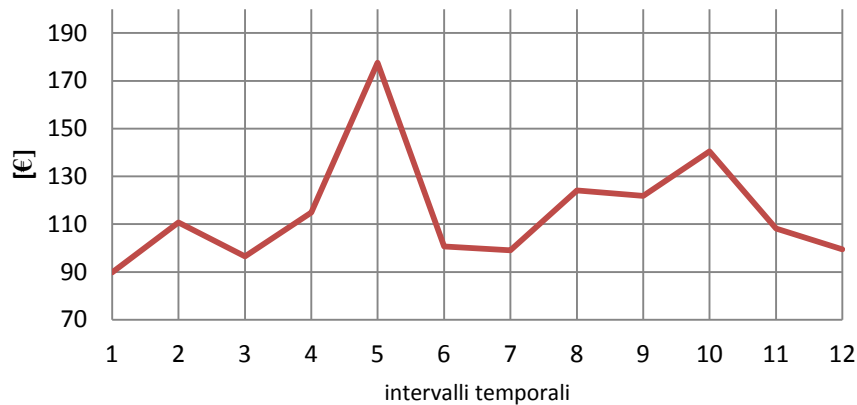


Figura 8.2: Prezzo di mercato mediato nelle diverse zone: iterazione 10.

Osservando il prezzo di mercato nelle diverse zone salta subito all'occhio il gap esistente tra il prezzo medio su continente e Sardegna, rispetto a quello presente nella zona Sicilia. Tale situazione è riscontrabile anche sul mercato reale.

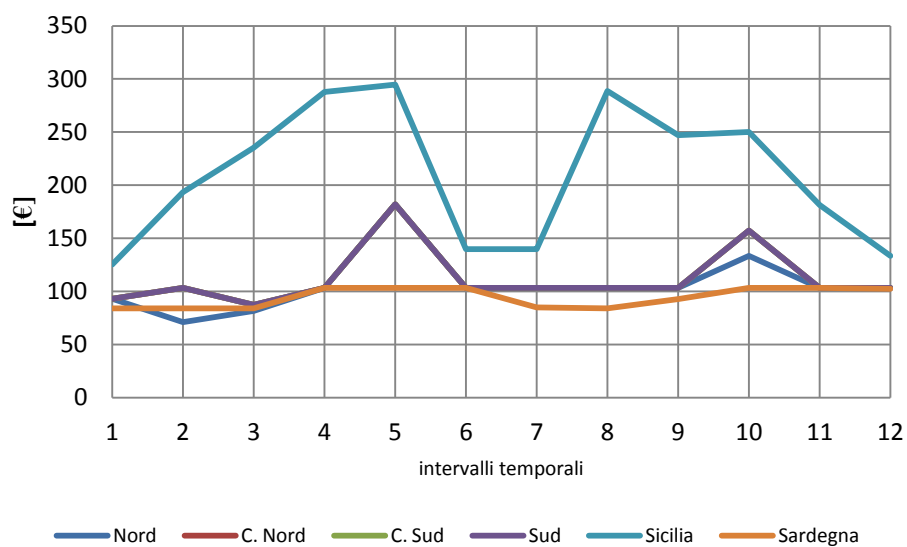


Figura 8.3: Andamento del prezzo di mercato nelle diverse zone: iterazione 10.

Osservando la ripartizione dell'energia dispacciata a valle del mercato del giorno prima tra i diversi operatori (fig. 8.4), e la ripartizione dell'energia dispacciata tra le diverse tecnologie per soli *S1* ed *S2* (fig. 8.5), capiamo il motivo per cui la società *S1* ottiene profitti più che doppi rispetto alla sua diretta rivale *S2*: *S1* infatti detiene un quota di mercato molto più importante e possiede più unità idroelettriche, cioè UP caratterizzate da un costo di produzione dell'energia inferiore.

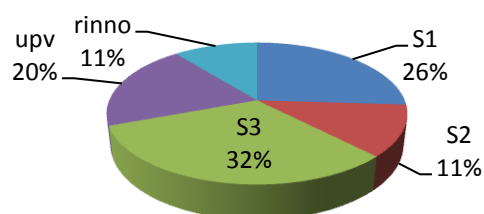


Figura 8.4: Ripartizione dell'energia dispacciata a valle del MGP.

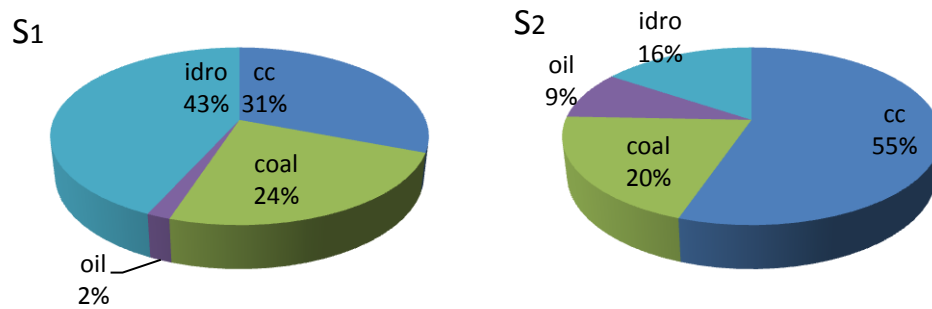


Figura 8.5: Ripartizione tra le diverse tecnologie dell'energia dispacciata a valle del MGP per S1 ed S2.

La figura 8.6 mostra quali sono le tecnologie che si prendono carico, durante i diversi intervalli temporali, di soddisfare la domanda a valle del mercato del giorno prima: è evidente una presenza importante delle unità a ciclo combinato cui è affidato il compito sia di coprire il carico, sia di soddisfare le variazioni temporale di energia richiesta.

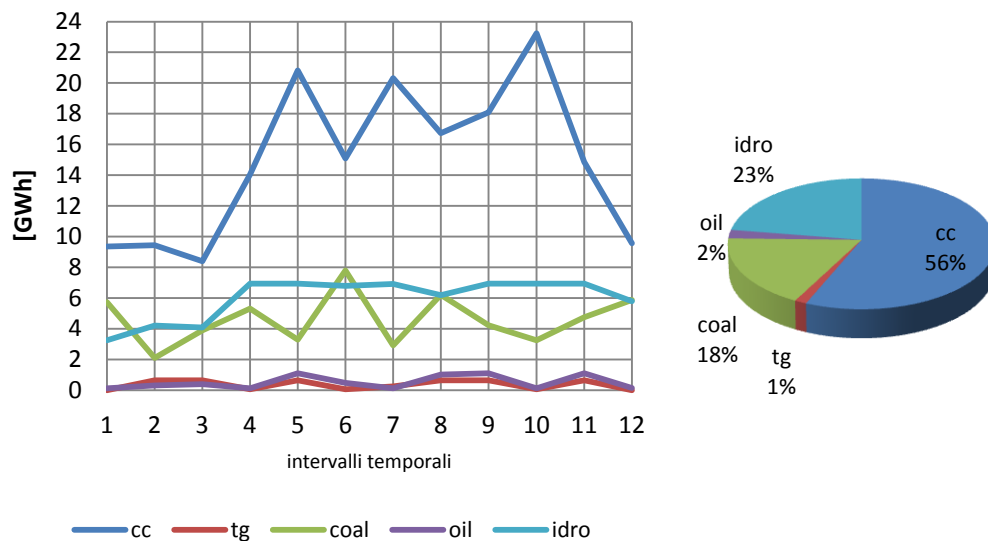


Figura 8.6: Ripartizione tra le diverse tecnologie della totale energia dispacciata a valle del MGP.

Appare evidente che la programmazione prevista a valle del mercato del giorno prima risulta incompatibile con i vincoli tecnici degli impianti, ed in particolare con i vincoli di gradiente a salire ed a scendere; per questo motivo il TSO è obbligato ad apportare sostanziali modifiche come possiamo osservare dalla fig. 8.7. Innanzitutto, sebbene i cicli combinati continuino a coprire una fetta importante di domanda, essi non si prendono più l'onere di sopportare gli sbalzi di richiesta di energia tra un intervallo temporale ed il successivo: infatti, notiamo che la produzione durante l'arco della giornata fittizia rimane circa

costante, ed in particolare aumenta durante gli intervalli temporali caratterizzati da minore richiesta, e diminuisce in corrispondenza dei picchi. Le variazioni di domanda sono invece soddisfatte dalle unità idroelettriche che vedono però nel complesso diminuire l'energia dispacciata (dal 23% al 22%), mentre aumenta, seppure di poco, la produzione da parte delle turbine a gas (dall'1% al 2%), unità caratterizzate notoriamente da una elevata flessibilità.

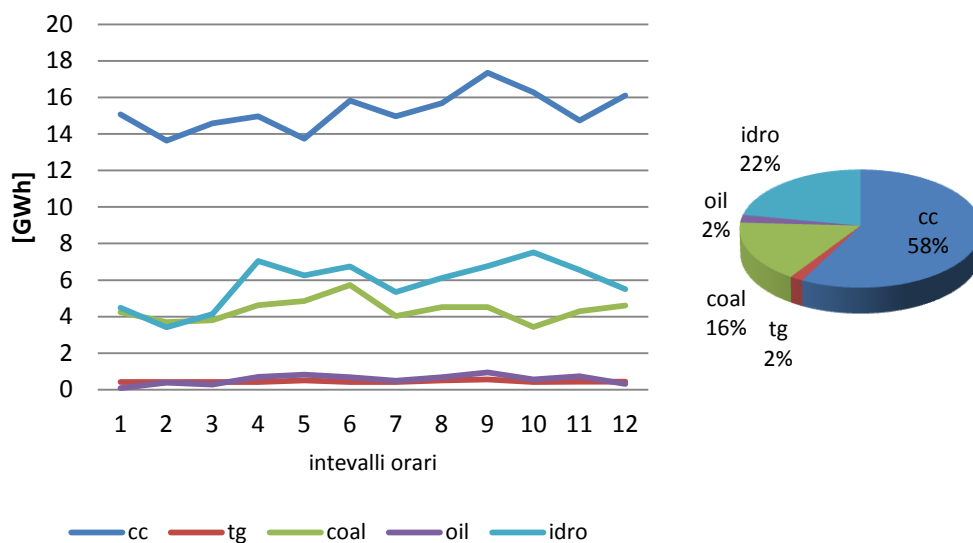


Figura 8.7: Ripartizione tra le diverse tecnologie della totale energia dispacciata a valle del MSD.

Analizziamo ora i profitti ottenuti dalle imprese $S1$ ed $S2$ sul mercato del giorno prima e sul mercato dei servizi di dispacciamento facendo riferimento alle figure 8.8 e 8.9. Osserviamo che per entrambe le società, il ritorno economico relativo a MGP ha un andamento che ricorda il profilo di domanda, nel senso che assume valori maggiori in corrispondenza di richiesta di energia maggiore e viceversa. Il profitto ottenuto su MSD assume invece un andamento più articolato e quindi meno prevedibile.

In linea generale le società traggono profitto dal mercato dei servizi di dispacciamento in corrispondenza di quegli intervalli temporali in cui è chiesto loro di modificare maggiormente il dispacciamento rispetto al mercato del giorno prima; in particolare il profitto cresce se le modifiche prevedono un incremento di potenza. Inoltre, dal momento che la rete deve essere sempre bilanciata, ciascun incremento di potenza deve essere sempre accompagnato da un decremento di potenza di pari entità.

Una diversa programmazione è necessaria per garantire un esercizio sicuro della rete, e quindi per garantire un quantitativo sufficiente di riserva a salire ed a scendere. Generalmente la riserva a salire è la risorsa critica del sistema quando

la domanda assume valori elevati, mentre al contrario la riserva a scendere è la risorsa critica quando il carico è contenuto.

Fatte queste premesse diviene più semplice spiegare il motivo per cui il profitto sul mercato dei servizi di dispacciamento assume l'andamento riportato nelle figure 8.8 ed 8.9. Per esempio in corrispondenza del 5° intervallo temporale la risorsa critica è la riserva a salire: il TSO dispone quindi che alcuni impianti di *S2* riducano la produzione, mentre alcuni generatori di *S1* la aumentino. Andando ad osservare i valori assunti dalle variabili strategiche, ci accorgiamo che questo accade perché mediamente le UP appartenenti ad *S1* vengono offerte sul MGP ad un prezzo maggiore, mentre su MSD a salire ad un prezzo inferiore: questo implica che mediamente le unità di appartenenza di *S2* vengano dispacciate al massimo della loro potenza sul mercato del giorno prima e non possano quindi contribuire a ripristinare i margini necessari di riserva a salire. In corrispondenza del 10° intervallo temporale invece la situazione si inverte ed è *S2* a trarre maggiori profitti dalle modifiche di dispacciamento previste da TSO.

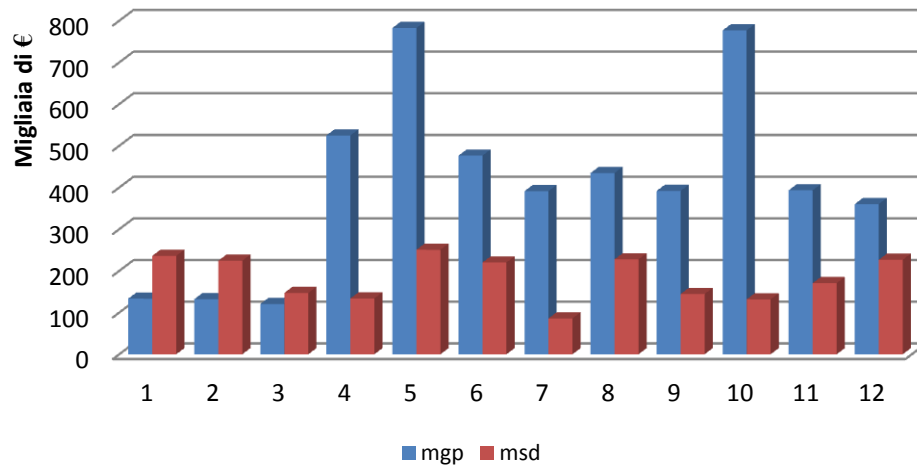


Figura 8.8: Profitto ottenuto da S1 su MGP ed MSD durante i 12 intervalli temporali.

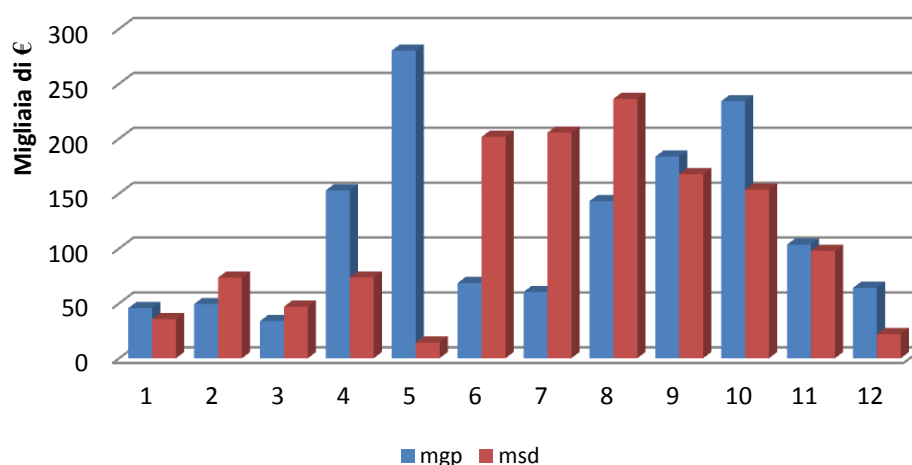


Figura 8.9: Profitto ottenuto da S2 su MGP ed MSD durante i 12 intervalli temporali.

Mostriamo ora, basandoci sulla figura 8.10, in che modo il profitto varierebbe nel caso in cui le due società decidessero di ottimizzare le proprie offerte sui due mercati in modo separato (lettera S), rispetto al caso in cui l'ottimizzazione tenga conto contemporaneamente di MGP ed MSD (lettera B). Constatiamo che il profitto di entrambe le imprese diminuisce nel complesso rispettivamente dell'1.8% e del 2.1% per S1 ed S2: osservando la ripartizione dei profitti sui due mercati, si vede che questa riduzione è imputabile al solo mercato dei servizi di dispacciamento (su MSD il profitto di S1 si riduce del 19%, mentre quello di S2 del 6.8%). Al contrario nel mercato del giorno prima il ritorno economico aumenta e le due imprese S1 ed S2 riescono a spuntare un profitto maggiore rispettivamente del 1.2% e del 2.9%. Queste variazioni, che in termini percentuali possono sembrare contenute, portano ad una variazione di profitto nel corso della *giornata fittizia* che abbiamo considerato pari a 125.2 Milioni di € e 58 Milioni di € per S1 ed S2.

Questi risultati confermano che presentare offerte interdipendenti sui due diversi mercati consente di incrementare il guadagno complessivo.

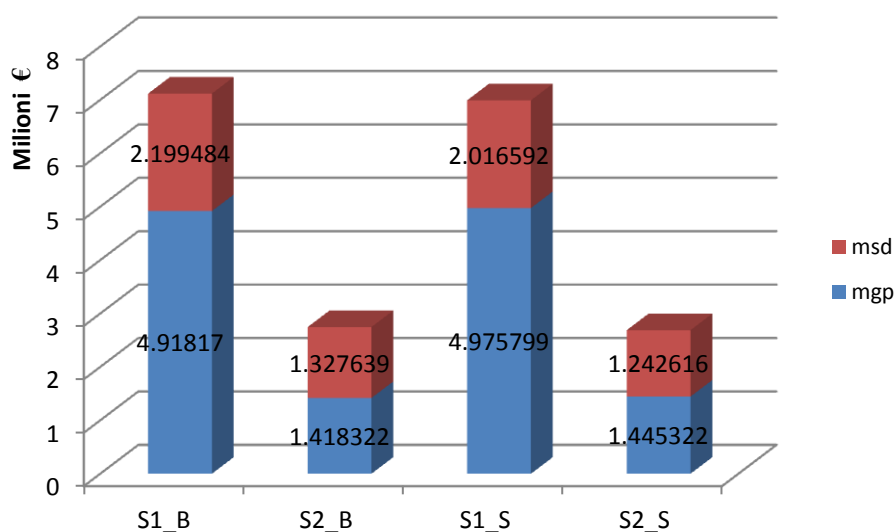


Figura 8.10: Profitto ottenibile risolvendo in modo congiunto e separato le offerte su MGP ed MSD.

8.2. Scenario II

In questo secondo scenario, come già anticipato nell'introduzione, abbiamo voluto aumentare il realismo delle simulazioni risolvendo il mercato del giorno prima per intervalli orari, ed il mercato dei servizi di dispacciamento per periodi rilevanti costituiti da 15 minuti ciascuno. L'idea iniziale è stata quella di ottenere la soluzione del mercato relativamente all'ultima sessione effettiva del MSD italiano, e cioè risolvere il mercato per gli intervalli temporali che vanno dalle 14.00 fino alle 24.00: in termini pratici questo implica risolvere MGP ed MSD rispettivamente per 10 e 40 intervalli temporali. L'enormità delle variabili in gioco ha però causato problemi a livello computazionale, ed il risolutore non è stato in grado di trovare la soluzione per tutte le iterazioni considerate, sebbene una soluzione compatibile con i vincoli esistesse (come abbiamo potuto verificare successivamente in modo manuale). Per l'esattezza, studiando la soluzione ottenuta nel corso dei primi due *cicli di iterazioni*, il risolutore ha riscontrato difficoltà solamente nello 0.12% dei casi⁵⁷: nonostante il fatto che esso sia stato in grado di pervenire ad un risultato la maggior parte delle volte, questi intoppi hanno allungato enormemente i tempi di calcolo, ed abbiamo verificato che per ottenere la soluzione finale, sarebbero stati necessari circa 43

⁵⁷ Ogni ciclo di iterazioni comprende 12000 iterazioni effettive.

giorni⁵⁸. Per contenere i tempi di calcolo, nonché verificare che effettivamente i problemi riscontrati erano imputabili a difficoltà computazionali, abbiamo deciso di ridurre le dimensioni del problema e risolvere il mercato per 4 intervalli orari, e precisamente dalle 17.00 alle 20.00.

Fatta questa premessa, possiamo ora riportare i risultati ottenuti in questo secondo scenario, e confrontarli con i risultati ottenuti nello scenario precedente. I confronti vengono condotti tra gli output ottenuti in questo scenario e quelli ottenuti in corrispondenza del 9° e 10° intervallo temporale dello scenario precedente. Il motivo per cui abbiamo scelto questi due termini di confronto è che, per come sono stati impostati i dati in ingresso alla prima simulazione, la domanda relativa al 9° intervallo temporale è data dalla media aritmetica tra domanda reale alle ore 17.00 e 18.00 e analogamente la domanda relativa al 10° intervallo temporale è data dalla media aritmetica tra domanda reale alle ore 19.00 e 20.00:

$$\begin{cases} D_9^{I \text{ scenario}} = \frac{D_1^{II \text{ scenario}} + D_2^{II \text{ scenario}}}{2} \\ D_{10}^{I \text{ scenario}} = \frac{D_3^{II \text{ scenario}} + D_4^{II \text{ scenario}}}{2} \end{cases}$$

L'obiettivo che ci prefiggiamo è quello di mettere in luce eventuali differenze qualitative tra le soluzioni trovate nel caso in cui MGP ed MSD vengano entrambi risolti su intervalli orari, e le soluzioni trovate nel caso in cui MSD sia risolto su intervalli temporali costituiti da 15 minuti; per l'esattezza, siamo interessati a differenze in termini di strategie di offerta ed in termini di equilibrio di mercato.

Innanzitutto, l'andamento del prezzo di mercato durante i diversi intervalli temporali e nelle diverse zone, non subisce variazioni degne di nota: esso assume infatti valori maggiori in corrispondenza delle ore caratterizzate da una domanda maggiore e nella zona Sicilia. Anche la ripartizione dell'energia dispacciata tra le diverse società considerate non varia significativamente rispetto allo scenario I.

Di seguito riportiamo l'evoluzione del profitto ottenuto dalle due società price taker sui due mercati considerati.

⁵⁸ Questo calcolo è stato fatto ipotizzando che i problemi computazionali non aumentassero rispetto a quelli riscontrati nei primi due *cicli di iterazioni*.

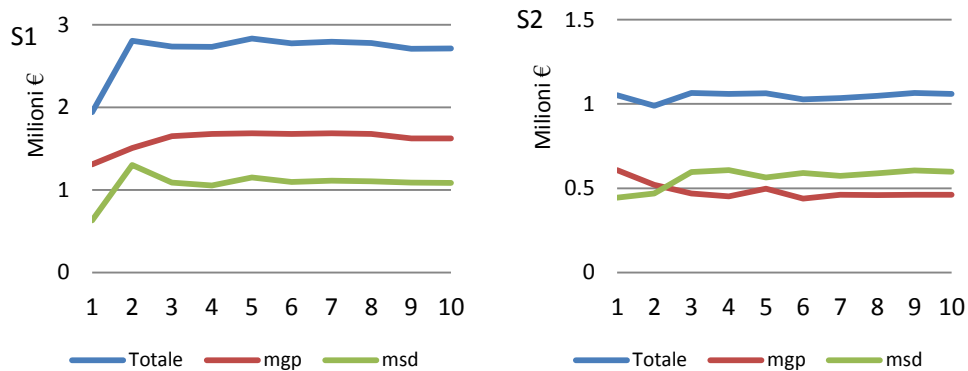


Figura 8.11: Evoluzione del profitto ottenuto dalle società price taker su MGP ed MSD: Scenario II.

Osservando il grafico in fig. 8.11, possiamo evidenziare che il profitto conseguito sul mercato del giorno prima non subisce significative variazioni, mentre il profitto conseguito sul mercato dei servizi di dispacciamento aumenta di circa il 12%⁵⁹. Per spiegare questo fenomeno riportiamo la ripartizione tra le diverse tecnologie della totale energia dispacciata a valle del MSD.

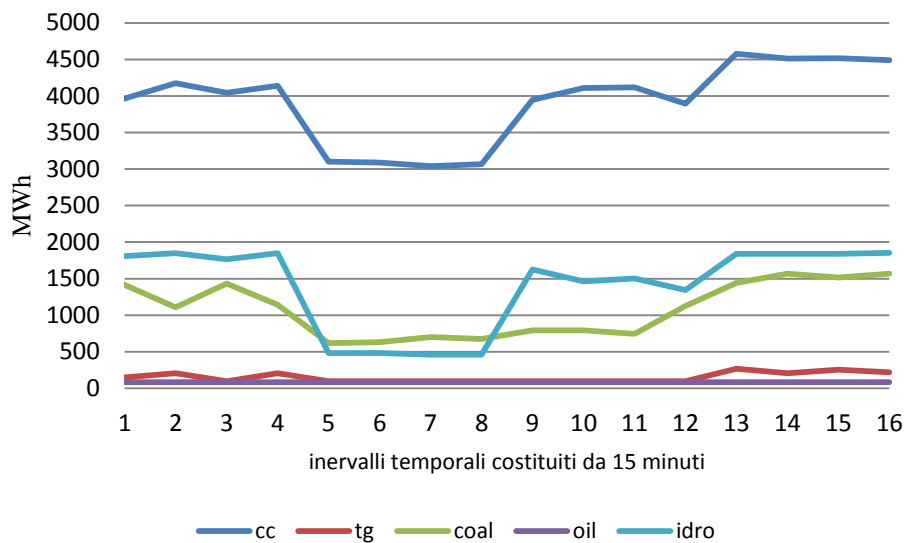


Figura 8.12: Ripartizione tra le diverse tecnologie della totale energia dispacciata a valle del MSD: Scenario II.

Possiamo osservare che, in corrispondenza di ciascun intervallo orario, il dispacciamento di energia subisce variazioni non irrilevanti, nonostante la

⁵⁹ Il confronto viene sempre fatto tra i risultati ottenuti nel II scenario e i risultati ottenuti nel I scenario in corrispondenza del 9° e 10° intervallo temporale.

domanda rimanga costante. Per capire meglio, osserviamo il dispacciamento delle tecnologie a carbone in corrispondenza dei primi 4 intervalli temporali costituiti da 15 min: sebbene la domanda non vari nel corso del primo intervallo orario, gli impianti a carbone modificano l'energia erogata in modo sensibile tra un intervallo temporale costituito da 15 minuti ed un altro (fig. 8.13).

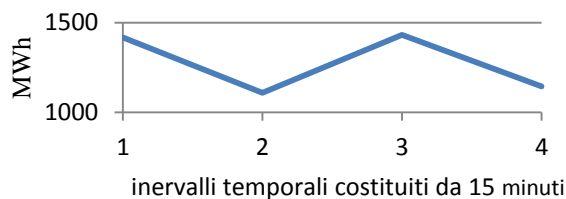


Figura 8.13: Dettaglio relativo al dispacciamento degli impianti a carbone in corrispondenza del primo intervallo orario.

Nel complesso, invece, la quota di mercato coperta dalle diverse tecnologie rimane invariata (vedi fig. 8.14).

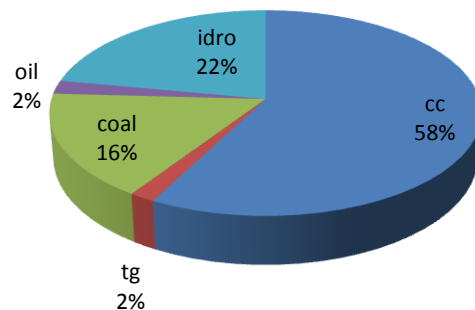


Figura 8.14: Quota di mercato coperta da ciascun impianto a valle del MSD: Scenario II.

Mostriamo ora, in modo formale, il motivo per cui una impresa possa trarre profitto da una risoluzione del MSD su periodi rilevanti costituiti da 15 minuti, rispetto ad una risoluzione dello stesso mercato su periodi rilevanti costituiti da 60 minuti: per fare questo ci aiutiamo con la fig. 8.15 in cui A è la differenza di energia erogata da una unità di produzione tra il primo intervallo orario ed il successivo, mentre a e b sono le variazioni di energia all'interno dello stesso intervallo orario. Nel primo scenario abbiamo immaginato che il dispacciamento non vari lungo l'arco dell'ora, quindi il profitto conseguito durante le due ore nel MSD è pari a:

$$\pi_{msd}^{I \text{ scenario}} = A \cdot MC \cdot (k_{msd.up} - 1)$$

Al contrario nel secondo scenario il dispacciamento può variare ogni 15 minuti: supponiamo che mediamente l'energia venduta da parte dell'unità di produzione durante le due ore sia uguale (ipotizziamo cioè che $a=b$). In questo caso il profitto totale ottenuto sul MSD è pari a:

$$\pi_{msd}^{II \text{ scenario}} = (A - b) \cdot MC \cdot (k_{msd.up} - 1) + a \cdot (MC - p_{mgs} \cdot k_{msd.down}) + b \cdot MC \cdot (k_{msd.up} - 1)$$

Semplificando:

$$\pi_{msd}^{II \text{ scenario}} = A \cdot MC \cdot (k_{msd.up} - 1) + a \cdot (MC - p_{mgs} \cdot k_{msd.down})$$

E quindi

$$\pi_{msd}^{II \text{ scenario}} \geq \pi_{msd}^{I \text{ scenario}} \Leftrightarrow (MC - p_{mgs} \cdot k_{msd.down}) \geq 0$$

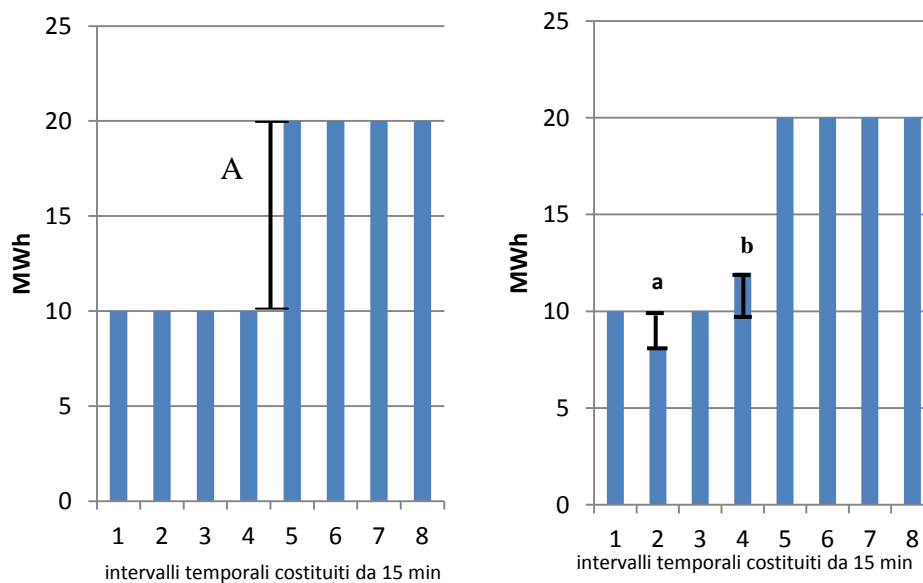


Figura 8.15: Visualizzazione della risoluzione del MSD nel I e II scenario.

In conclusione possiamo affermare che la risoluzione del mercato dei servizi di dispacciamento su periodi rilevanti costituiti da 15 minuti può consentire alle imprese di aumentare i propri profitti, proprio come è stato evidenziato in questa

seconda simulazione qui descritta. Si è quindi dimostrato che, la volontà da parte del TSO di risolvere l'MSD su periodi rilevanti temporalmente più ristretti, volontà dettata dall'esigenza di aumentare la sicurezza del sistema elettrico, può comportare un aumento del potere di mercato.

8.3. Confronto tra gli esiti reali del mercato elettrico in data 8 Ottobre 2008 e gli esiti della simulazione

Come abbiamo già più volte evidenziato, il modello è stato semplificato e quindi non tiene conto di alcuni aspetti del mercato elettrico: sebbene consapevoli dei limiti intrinseci del modello proposto, nel presente paragrafo ci proponiamo di confrontare gli esiti da noi ottenuti nel secondo scenario e gli esiti reali del mercato elettrico in data 15 Ottobre 2008.

Il confronto viene fatto prendendo in considerazione gli esiti pubblicati dal GME sul sito internet ufficiale⁶⁰, e quindi relativamente a:

- prezzo di mercato corrispondente a ciascuna ora del giorno e a ciascuna zona geografica;
- prezzo minimo e medio di acquisto dell'energia a valle del mercato dei servizi di dispacciamento ex-ante per ciascuna ora del giorno e per ciascuna zona geografica;
- prezzo massimo e medio di vendita dell'energia a valle del mercato dei servizi di dispacciamento ex-ante per ciascuna ora del giorno e per ciascuna zona geografica.

Iniziamo con il confrontare gli esiti del mercato del giorno prima facendo riferimento alle figure 8.16 e 8.17 in cui per comodità abbiamo raggruppato alcune zone nel modo seguente:

- la *Zona A* comprende le zone Centro Nord, Centro Sud, Sardegna, Sud, Brindisi, Foggia e Rossano;
- la *Zona B* comprende le zone Nord e Monfalcone;
- la *Zona C* comprende le zone Sicilia e Priolo;
- il termine *Italia* si riferisce all'insieme di tutte le zone considerate nel modello.

⁶⁰ Nello specifico, gli esiti relativi al mercato del giorno prima ed al mercato dei servizi di dispacciamento si trovano rispettivamente alle seguenti pagine on-line:

- <http://www.mercatoelettrico.org/it/esiti/mgp/esitimgp.aspx>;
- <http://www.mercatoelettrico.org/It/Esiti/MSD/MSDex-ante.aspx>.

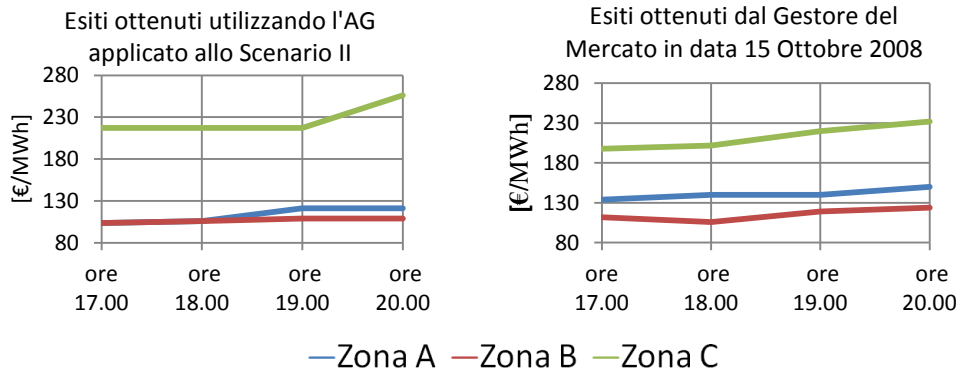


Figura 8.16: Individuazione delle zone di mercato rilevate.

La figura 8.16 mostra che nella giornata del 15 Ottobre 2008 la Zona Italia è stata divisa, dalle ore 17.00 alle ore 20.00, in 3 zone (che per comodità abbiamo raggruppato in *Zona A*, *Zona B* e *Zona C*). Le stesse 3 zone sono state individuate dall'Algoritmo Genetico applicato allo Scenario II in corrispondenza degli intervalli temporali dalle 19.00 alle 21.00, mentre non si è manifestato alcun market splitting durante le ore 17.00 e 18.00 tra le zone da noi definite *Zona A* e *Zona B*.

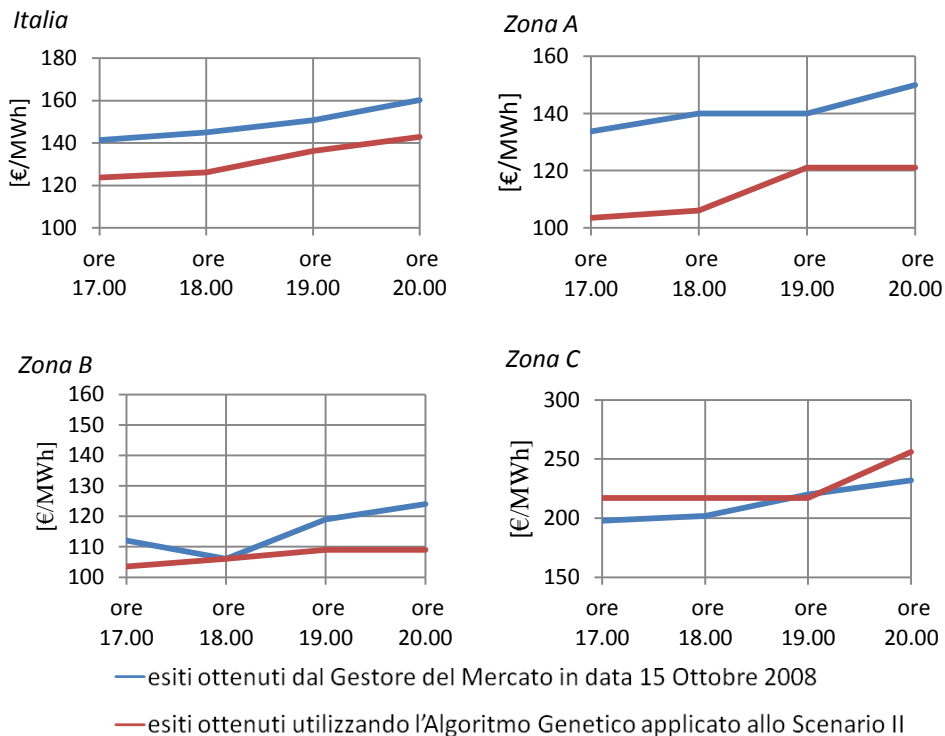


Figura 8.17: Andamento del prezzo di mercato: Confronto.

Osservando la figura 8.16 è possibile notare che, sebbene il prezzo di mercato nei due casi e nelle diverse zone non coincida esattamente, esso ha indicativamente lo stesso andamento: questo dimostra che il modello, nonostante le approssimazioni introdotte, è in grado di far emergere un esito del mercato del giorno prima che segue un andamento qualitativamente coerente con il reale esito del mercato elettrico. Le differenze numeriche, sebbene non trascurabili, evidenziano comunque una significativa capacità del modello di determinare prezzi comparabili con quelli reali nonostante le inevitabili approssimazioni da noi introdotte, confermando così la validità dell'approccio proposto.

Completiamo l'analisi confrontando i prezzi di acquisto e vendita dell'energia a valle del mercato dei servizi di dispacciamento: in tabella 8.2 sono riassunti i dati sulla base dei quali condurremo questo confronto.

Per compattezza di rappresentazione abbiamo usato alcuni simboli di cui riportiamo di seguito il significato:

- $p_{\max_AG}^{Vendita}$: Prezzo di Vendita massimo emerso dall'ottimizzazione dell'AG;
- $p_{\text{medio_AG}}^{Vendita}$: Prezzo di Vendita medio emerso dall'ottimizzazione dell'AG;
- $p_{\min_AG}^{Acquisto}$: Prezzo di Acquisto massimo emerso dall'ottimizzazione dell'AG;
- $p_{\text{medio_AG}}^{Acquisto}$: Prezzo di Acquisto medio emerso dall'ottimizzazione dell'AG;
- $p_{\max_real}^{Vendita}$: Prezzo di Vendita massimo emerso in data 15 Ottobre 2008;
- $p_{\text{medio_real}}^{Vendita}$: Prezzo di Vendita medio emerso in data 15 Ottobre 2008;
- $p_{\min_real}^{Acquisto}$: Prezzo di Acquisto massimo emerso in data 15 Ottobre 2008;
- $p_{\text{medio_real}}^{Acquisto}$: Prezzo di Acquisto medio emerso in data 15 Ottobre 2008.

Tutti i prezzi sono espressi in €/MWh.

Possiamo notare che l'Algoritmo da noi implementato è riuscito ad individuare dei prezzi di offerta dell'energia nel mercato dei servizi del dispacciamento che sono comparabili con quelli effettivamente ottenuti in data 8 Ottobre 2008: in entrambi i casi abbiamo infatti prezzi di Acquisto molto bassi e mediamente inferiore ai 20 €/MWh, mentre prezzi di Vendita il cui valore medio si aggira attorno ai 230 €/MWh.

Osservando con attenzione notiamo che gli ordini di grandezza non sono rispettati solamente per la zona Sicilia e per la zona Sud in cui troviamo rispettivamente prezzi di acquisto pari a 208 €/MWh e prezzi di vendita pari a 0 €/MWh: in questi casi però, la non corrispondenza tra i valori calcolati

dall'algoritmo e quelli reali potrebbe essere dovuta a qualche particolare situazione verificatasi in corrispondenza del 15 Ottobre 2008 a livello di MSD ex-ante. Infatti, andando a considerare gli esiti di una qualsiasi altra giornata del mese di Ottobre 2008 (ad esempio mercoledì 22 Ottobre 2008) constatiamo che i prezzi di vendita nella zona Sud si aggirano attorno ai 210 €/MWh, mentre i prezzi di acquisto nella zona Sicilia si aggirano attorno ai 20 €/MWh.

Tabella 8.2: Confronto tra i prezzi di offerta dell'energia nel MSD.

	$P_{\max_AG}^{Vendita}$	$P_{medio_AG}^{Vendita}$	$P_{\min_AG}^{Acquisto}$	$P_{medio_AG}^{Acquisto}$	$P_{\max_real}^{Vendita}$	$P_{medio_real}^{Vendita}$	$P_{\min_real}^{Acquisto}$	$P_{medio_real}^{Acquisto}$
Centro Nord								
17.00	251	243	8	18	199	199	0	0
18.00	275	265	12	21	199	199	37	37
19.00	288	255	17	19	199	199	0	0
20.00	271	262	3	9	199	199	0	0
Centro Sud								
17.00	224	239	16	22	180	180	0	0
18.00	236	257	0	25	180	180	0	0
19.00	289	299	31	37	180	180	71	71
20.00	271	280	23	29	180	180	0	0
Nord								
17.00	189	194	26	29	160	160	19	44
18.00	251	262	21	33	0	0	19	46
19.00	196	209	14	25	0	0	19	50
20.00	159	176	15	18	129	129	19	41
Sicilia								
17.00	234	243	9	11	208	208	0	0
18.00	294	310	7	13	208	208	0	0
19.00	259	274	6	10	208	208	208	208
20.00	220	238	5	9	208	208	208	208
Sud								
17.00	175	182	10	12	0	0	0	0
18.00	214	226	8	16	0	0	0	0
19.00	199	209	7	12	0	0	0	0
20.00	172	185	6	12	0	0	0	0

In definitiva, nonostante il fatto che il nostro modello non prende in considerazione il mercato infragiornaliero, non permette a tutte le unità di produzione di partecipare al MSD, risolve il mercato su un numero di intervalli temporali ridotto e non tiene conto della presenza di un regolatore, esso ci consente di pervenire a degli esiti del mercato che sono confrontabili con quelli realmente ottenuti dal Gestore del Mercato stesso e dal TSO.

Questo ci porta a concludere che, sebbene il modello sia approssimato, esso tiene conto degli aspetti più importanti del sistema elettrico italiano, e per questo motivo può rappresentare uno strumento di analisi e di indagine valido per studiare possibili strategie implementabili nel mercato elettrico italiano.

9. Conclusioni

L'obiettivo di questo lavoro di tesi è stato quello di definire un modello di mercato elettrico che consentisse di valutare, sul piano tecnico ed economico, le conseguenze delle scelte degli operatori che partecipano alla borsa elettrica.

In un primo momento, il modello è stato applicato ad un sistema volutamente molto semplice al fine di validarlo e testarne l'affidabilità. Successivamente, esso è stato impiegato in un contesto più complesso e simile a quello italiano, per mostrarne le effettive potenzialità e analizzare l'interazione intercorrente tra mercato del giorno prima e mercato dei servizi di dispacciamento.

Sebbene per motivi computazionali sia stato necessario introdurre delle inevitabili semplificazioni rispetto alle regole del mercato implementate nel MSD, il modello proposto nel lavoro di tesi consente di analizzare in modo sufficientemente preciso le interazioni che possono intercorrere tra il MGP e il MSD per quanto concerne la fase di modifica dell'Unit Commitment eseguita dal TSO per la costituzione dei margini di riserva (sia a salire, sia a scendere) che potrebbero non essere disponibili a valle della chiusura del mercato dell'energia.

In particolare abbiamo dimostrato che ottimizzando le offerte di energia in modo congiunto nei due mercati è possibile incrementare in modo non insignificante i profitti. In linea generale, si può affermare che tanto più nel mercato del giorno prima non si prendono in considerazione vincoli di natura tecnica (sia di rete, sia di impianti) maggiormente diventano significative le possibilità di gaming da parte delle compagnie di generazione con le sessioni di mercato successive a quelle del MGP. Attualmente, nel MGP sono considerati solo i vincoli associati ai limiti di transito zonali, mentre il rispetto di tutti gli altri vincoli tecnici è rimandata a sessioni di mercato successive. Tale scelta ha certamente il vantaggio di pervenire a un modello di MGP particolarmente semplice i cui esiti sono facilmente comprensibili da tutti gli operatori di mercato, ma espone potenzialmente il gestore di rete a sostenere costi elevati nei mercati successivi per pervenire a dei programmi di produzione per le singole unità di generazione che siano rispettosi di tutti i vincoli di esercizio che caratterizzano il sistema elettrico e le unità di generazione. Tale innalzamento dei costi, come mostrato dalle simulazioni numeriche del modello, potrebbe derivare da opportune strategie messe in atto dalle compagnie di generazione in grado di sfruttare proprio la sequenzialità dei mercati che caratterizzano il mercato elettrico.

La scelta di adottare un approccio basato sulle SFE e risolto mediante un algoritmo genetico co-evolutivo per determinare il comportamento strategico

degli operatori sia sull'MGP, sia sul MSD, consente di pervenire alla determinazione degli equilibri di Nash in modo relativamente semplice ed accurato, a spese però di tempi computazionali non trascurabili. Quest'ultimo aspetto, però, non è da considerarsi limitativo in quanto lo strumento proposto non è finalizzato alla determinazione delle strategie ottime da implementare sul mercato da parte di una società di generazione, ma piuttosto quale strumento di analisi e di indagine per comprendere come le regole di mercato ad oggi disponibili possono dare origine a comportamenti strategici che portano a prezzi piuttosto elevati dell'energia elettrica. Tale strumento ha quindi validità per il regolatore in quanto può risultare particolarmente interessante per lo studio di eventuali modifiche delle attuali regole che caratterizzano il mercato elettrico italiano. Inoltre, l'ottimizzazione del codice di calcolo e l'introduzione di tecniche di calcolo parallelo, particolarmente indicate quando si usano algoritmi genetici, possono contribuire ad abbattere drasticamente i tempi di calcolo.

In ogni caso, al fine di migliorare le prestazioni in termini computazionali dell'algoritmo, molto tempo del lavoro di tesi è stato dedicato a modellizzare il MSD in modo tale da pervenire a una struttura che, sebbene preveda necessariamente la presenza di variabili binarie, i vincoli e la funzione obiettivo siano lineari. Ciò consente di utilizzare, in ambiente GAMS, risolti particolarmente efficienti e rapidi quali il CPLEX.

Inoltre, sempre per contenere i tempi di calcolo sono state introdotte le seguenti semplificazioni:

- eliminazione delle zone estere;
- esclusione degli operatori *price taker* dalle sessioni del MSD;
- esclusione degli operatori più piccoli dalla possibilità di presentare offerte strategiche;
- risoluzione del mercato su un numero di intervalli temporali limitato;
- ottimizzazione delle strategie di offerta non per ogni singola UP, ma solo per zona geografica e società di appartenenza.

Per quanto concerne lo sviluppo futuro del presente lavoro, di seguito si indicano le principali tematiche su cui si potrebbe intervenire:

- introdurre nel modello la presenza di un regolatore per scoraggiare la formazione di prezzi vicino al price cap;
- introduzione di offerte multiple per il MSD;
- introdurre nel simulatore il modello di mercato infragiornaliero.

Appendice A

Approfondimento sui modelli di mercato elettrico

A.1. Il modello di Cournot

Una possibile ipotesi modellistica è quella che ciascun oligopolista decida la quantità da produrre e lasci al mercato la formazione del prezzo di vendita (*ipotesi di Cournot*⁶¹): l'ipotesi principale del modello è che ogni impresa consideri costante la quantità prodotta dalla concorrente, indipendente dalle sue decisioni di produzione. Si consideri una funzione di domanda di mercato lineare, in cui l'offerta è fatta da due imprese, 1 e 2:

$$p = a - b \cdot (y_1 + y_2) \quad (\text{A.1})$$

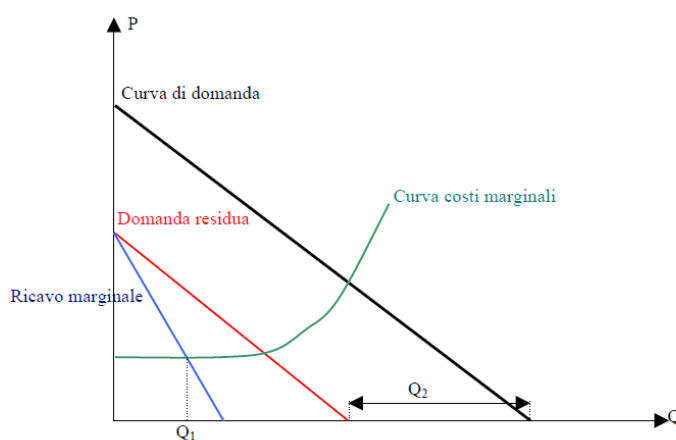


Figura A.1: Rappresentazione grafica nel piano prezzi-quantità delle diverse grandezze.

dove a e b sono due parametri positivi e y_1 e y_2 sono le quantità prodotte dalle due imprese.

L'impresa 1, sulla base di una congettura riguardo alla quantità che la rivale intende produrre, costruisce una propria funzione di domanda residuale

⁶¹ L'economista francese Auguste Cournot applicò nel 1838 il suo modello a due imprese che vendevano acqua minerale.

sottraendo alla domanda totale la quantità $b \cdot y_2$. Nota la domanda rimanente, l'impresa 1 deciderà output e prezzo come se si trovasse in condizioni di monopolio.

La funzione del profitto dell'impresa 1 è quindi data da:

$$\pi_1 = [a - b \cdot (y_1 + y_2)] \cdot y_1 - c \cdot y_1 \quad (\text{A.2})$$

Il profitto massimo si trova uguagliando i costi marginali ai ricavi marginali o analogamente, dal momento che la funzione obiettivo è strettamente concava, annullando la derivata prima del profitto.

$$\frac{\partial \pi_1}{\partial y_1} = 0 = a - 2 \cdot b \cdot y_1 - b \cdot \bar{y}_2 - c \rightarrow c = a - 2 \cdot b \cdot y_1 - b \cdot \bar{y}_2 \quad (\text{A.3})$$

$$y_1 = \frac{a - c}{2 \cdot b} - \frac{1}{2} \cdot \bar{y}_2 \quad (\text{A.4})$$

$$y_2 = \frac{a - c}{2 \cdot b} - \frac{1}{2} \cdot \bar{y}_1 \rightarrow y_2 = R_2(y_1) \quad (\text{A.5})$$

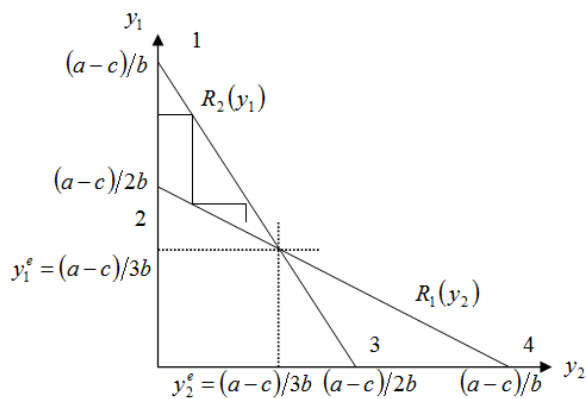


Figura A.2: Determinazione dell'equilibrio di Cournot.

Per analogia possiamo scrivere la funzione di reazione dell'impresa 2 e dare una rappresentazione grafica delle curve che esprimono l'output di una impresa in funzione di quello dell'altra.

Le funzioni di reazione sono monotone e lineari, se si ipotizza, come è stato fatto, funzioni di domanda lineari e costi marginali costanti.

Ad ogni azione di un'impresa corrisponde una reazione dell'impresa concorrente che modifica il proprio livello di produzione scegliendo una quantità sulla sua funzione di reazione, in corrispondenza del livello di output della concorrente; il processo continua finché non si raggiunge un punto di equilibrio stabile in corrispondenza dell'intersezione delle due funzioni di reazione: i livelli di output in corrispondenza del punto di intersezione delle due funzioni di reazione definiscono un equilibrio di Nash.

Sostituendo nella funzione di reazione dell'impresa 1 l'eq. (A.5) otteniamo:

$$y_1 = \frac{a-c}{2 \cdot b} - \frac{1}{2} \cdot \left(\frac{a-c}{2 \cdot b} - \frac{1}{2} \cdot \bar{y}_1 \right) \quad (\text{A.6})$$

da cui risulta che in equilibrio ($y_1 = \bar{y}_1$):

$$y_1 = \frac{a-c}{3 \cdot b} \quad (\text{A.7})$$

e sostituendo nella funzione di reazione dell'impresa 2:

$$y_2 = \frac{a-c}{3 \cdot b} \quad (\text{A.8})$$

Il modello di Cournot è fortemente influenzato dall'elasticità della domanda al prezzo, tanto che se fosse rigida il modello non riuscirebbe a trovare un punto di equilibrio.

In [105] possiamo ritrovare un'analisi del potere di mercato condotta sulla base di questo modello, mentre [106] usa un modello numerico per indagare la relazione tra il prezzo di equilibrio trovato in base alle ipotesi di Cournot, il numero di imprese e la loro dimensione nel mercato svedese. Altre applicazioni riguardano l'analisi del prezzo di mercato in una rete di trasmissione congestionata [107] e lo sviluppo di modelli che analizzano la competizione tra imprese che posseggono un mix di generatori idro-termoelettrici [108].

A.2. Il modello di Bertrand

Un'altra possibilità, speculare alla prima, è che ogni società decida un prezzo di vendita e lasci al mercato la determinazione della quantità prodotta (*ipotesi di Bertrand*). Nel modello quindi si assume che ogni impresa fissi il proprio livello di prezzo, assumendo che il prezzo del concorrente rimanga costante e che ogni impresa abbia una capacità tale da coprire l'intera domanda. Una volta che una impresa fissa il prezzo ad un valore generico p_1^0 , l'impresa rivale, volendo appropriarsi di tutta la domanda, sarà spinta a fissare un prezzo che sia marginalmente inferiore a p_1^0 . Poiché le imprese sono identiche e la strategia ottimale per entrambe è quella di scegliere un prezzo marginalmente inferiore a quello fissato dal concorrente, il prezzo di mercato continuerà a scendere fino a raggiungere il costo marginale di produzione: l'equilibrio ottenuto coincide quindi con quello della concorrenza perfetta e quindi il modello non risulta idoneo alla descrizione del mercato elettrico.

A.3. Il modello di Stackelberg

Il modello di Stackelberg (1934) è un gioco dinamico⁶² nel quale in primo luogo il leader decide la quantità ottima da produrre ed in un secondo tempo, dopo aver cioè visto la mossa della rivale, i followers reagiscono alla Cournot scegliendo la quantità da produrre: il leader, sapendo a priori che i followers si comporteranno in questo modo, ne tiene conto nella determinazione della strategia.

Riprendendo i dati del modello di Cournot, si suppone che l'impresa 1 sia a conoscenza del fatto che l'impresa 2 assuma costante il livello di produzione dell'impresa 1. Quest'ultima adotterà una particolare strategia e conseguentemente la funzione di reazione dell'impresa 2 sarà:

$$y_2 = R_2(y_1) = \frac{(a - c - b \cdot y_1)}{2 \cdot b} \quad (\text{A.9})$$

Sapendo che l'impresa 2 utilizzerà questa funzione di reazione e che fisserà il proprio livello di produzione y_2 in funzione della produzione del concorrente, possiamo sostituire la funzione di reazione nell'equazione della curva di domanda di mercato ottenendo:

⁶² Gioco in cui ogni partecipante ha la possibilità di osservare le azioni altrui e di reagire di conseguenza nella fase successiva.

$$p = a - b \cdot (y_1 + R_2(y_1)) = \frac{a + c - b \cdot y_1}{2} \quad (\text{A.10})$$

Data la funzione di domanda, il leader sceglierà la quantità da produrre in base all'obiettivo di massimizzare i profitti che sono pari a:

$$\pi_1 = \frac{a + c}{2} \cdot y_1 - \frac{b \cdot y_1^2}{2} - c \cdot y_1 \quad (\text{A.11})$$

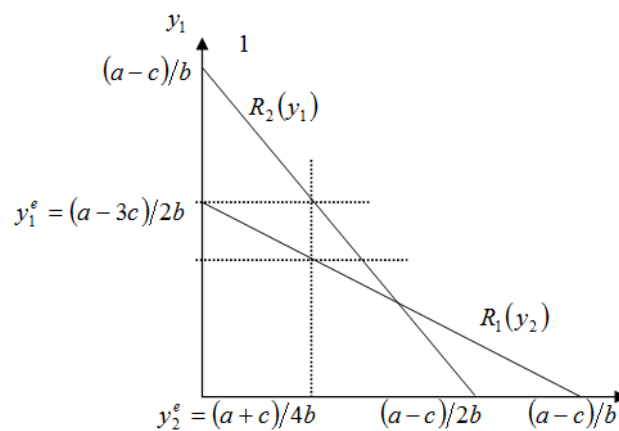


Figura A.3: Equilibrio nel modello di Stackelberg.

Calcolando la derivata del profitto otteniamo che l'impresa 1 massimizzerà il profitto se:

$$\frac{\partial \pi_1}{\partial y_1} = 0 \rightarrow y_1^* = \frac{a - c}{2 \cdot b} \quad (\text{A.12})$$

Questo è il livello ottimo di output per l'impresa 1 quando tiene conto che l'impresa 2 reagisce alle sue decisioni, sulla base della funzione di reazione $R_2(y_1)$.

Se, quindi, l'impresa 1 produce la quantità y_1^* , l'impresa 2 produrrà la quantità corrispondente sulla sua funzione di reazione, e cioè:

$$y_2^* = R_2(y_1^*) = \frac{(a + c - b \cdot y_1^*)}{2 \cdot b} = \frac{a - c}{4b} \quad (\text{A.13})$$

A.4. Il modello di Leadership di prezzo

Il modello di Leadership di prezzo è anch'esso un gioco dinamico nel quale in primo luogo il leader decide il prezzo ottimo ed in un secondo tempo i followers reagiscono decidendo le quantità da produrre in modo tale da far coincidere il proprio costo marginale di produzione con il prezzo fissato dal leader; il leader, sapendo a priori che i followers si comporteranno in questo modo, ne tiene conto nella massimizzazione del proprio profitto. Esso rappresenta l'equivalente dinamico del modello di Bertrand.

La presenza di numerosi vincoli non lineari contribuisce a complicare ulteriormente il modello e a rendere i modelli sopra citati poco adatti alla risoluzione del mercato elettrico. Storicamente, quindi, ci si è orientati verso un adattamento dell'approccio di Cournot che ha portato alla formulazione del modello iterativo di Borenstein- Bushnell e del modello di Otero-Novas.

A.5. Breve confronto tra i modelli classici

In fig. A.4 è rappresentato il risultato dei tre modelli dinamici, che ci permette di raffrontarli rispetto ai casi classici di monopolio e di concorrenza perfetta. Per trovare la posizione dei tre equilibri sulla curva di domanda si deve far riferimento ai livelli di output individuati precedentemente.

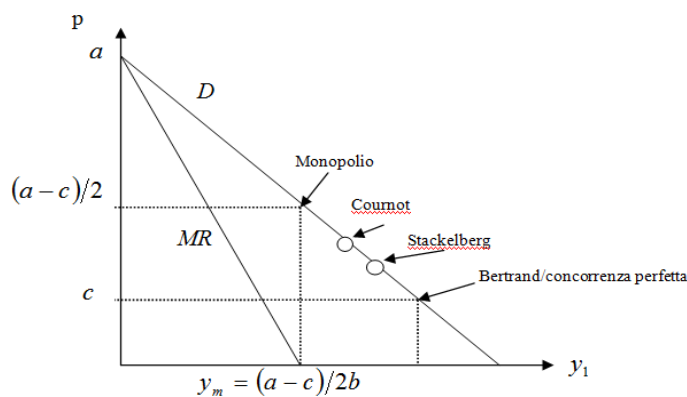


Figura A.4: Confronto tra gli equilibri nei modelli classici di oligopolio.

La differenza fondamentale tra il modello di Cournot e il modello di Bertrand risiede nel fatto che nel secondo modello i profitti dei giocatori sono molto più sensibili alle strategie dei giocatori rispetto al primo modello. In particolare, nel modello di Bertrand, in una situazione con $p_1 = p_2 > c$, ognuno dei giocatori

riuscirebbe (quasi) a raddoppiare le sue vendite (catturando anche la domanda dell'altro giocatore) al costo di una minima riduzione del proprio prezzo. Ed è proprio questa tentazione di raddoppiare il proprio profitto con una piccola deviazione, che preclude la possibilità di un equilibrio nel quale i giocatori ottengono profitti diversi da zero.

Nel modello di Cournot i profitti variano invece in un modo più continuo con le strategie dei giocatori, perché un aumento della quantità da parte di un giocatore implica una riduzione del prezzo e, perciò, una (potenzialmente rilevante) perdita in termini di ricavi ottenuti dalla vendita delle unità inframarginali.

Ciò significa che nel modello di Cournot i giocatori hanno meno da guadagnare da una possibile deviazione. Infatti, come si è dimostrato, esiste una combinazione di strategie (l'equilibrio di Cournot-Nash) tale che gli incentivi a deviare sono pari a zero, anche se entrambi i giocatori realizzano profitti positivi.

Quale dei due modelli sia più adatto dipende dalle caratteristiche del mercato che si vogliono studiare. Utilizzare il modello di Bertrand è appropriato per un'industria la cui tecnologia permette alle imprese di modificare facilmente il loro output. Solo sotto questa condizione è ragionevole pensare che un'impresa possa tentare di catturare l'intera domanda di mercato offrendo un prezzo più basso delle altre imprese.

Il modello di Cournot invece può essere considerato più realistico nel caso di un'industria nella quale è difficile, per le imprese, modificare i propri piani di produzione una volta che questi siano stati decisi.

A.6. Il modello di Borenstein-Bushnell-Knittel

La variante *Borenstein-Bushnell-Knittel* è stata elaborata nel 1997 [108] e consiste un processo iterativo in cui si depura la curva d'offerta dall'effetto dei produttori price-takers e sulla base della curva di domanda residua si trova iterativamente l'equilibrio di Cournot-Nash.

Quindi in un primo momento per ogni livello di prezzo vengono sommate le quantità che ciascun price-taker produrrebbe⁶³ e tale quantità vengono sottratte dalla domanda totale di mercato corrispondente a quel prezzo. Quello che si ottiene è una curva di domanda residua che è più elastica rispetto al prezzo rispetto alla curva di domanda complessiva: sulla base di questa curva ogni società a turno calcola la potenza da produrre massimizzando il profitto nell'ipotesi di tenere fissa la produzione di tutte le altre società. Ad ogni iterazione ciascuna società ricalcola la potenza sulla base delle decisioni

⁶³ Una impresa price taker produce se il prezzo di equilibrio è superiore ai suoi costi marginali.

effettuate dagli altri e il processo continua finchè nessuna società ha più convenienza a modificare la potenza prodotta.

A.7. Il modello di Otero-Novas

Il modello del gioco proposto da *Otero-Novas* [109] consiste in una serie di iterazioni: inizialmente, a partire da un set di offerte presentate in borsa dagli operatori, si calcola il prezzo marginale e le quantità dispacciate; in un secondo momento, sulla base di queste informazioni, ogni società modifica simultaneamente alle altre, le proprie offerte in termini di quantità e prezzo.

Per determinare le nuove strategie ogni società deve decidere se offrire il primo impianto di sua proprietà che è stato escluso dal mercato ad un prezzo di poco inferiore al prezzo marginale (p^l). Questa decisione viene presa ovviamente sulla base dei profitti attesi: se aumentare la propria quota di domanda a discapito del prezzo di remunerazione dell'energia risulta profittevole, allora viene presa la decisione di far diventare inframarginale un impianto che precedentemente era extramarginale.

Per esemplificare, consideriamo che all'interazione i -esima la società S_A abbia presentato una certa curva di offerta per i suoi impianti e che conseguentemente si sia formato un prezzo di mercato pari a p e l'impresa S_A sia stata chiamata a produrre un quantitativo q_A . Venuta a conoscenza dell'esito del mercato S_A deve valutare l'ipotesi di abbassare il prezzo del suo primo impianto extramarginale q_B per portarlo ad un valore $p^l < p$: questa scelta verrà effettuata solo se $q_B \cdot p^l > (p - p^l) \cdot (q_A + q_B)$.

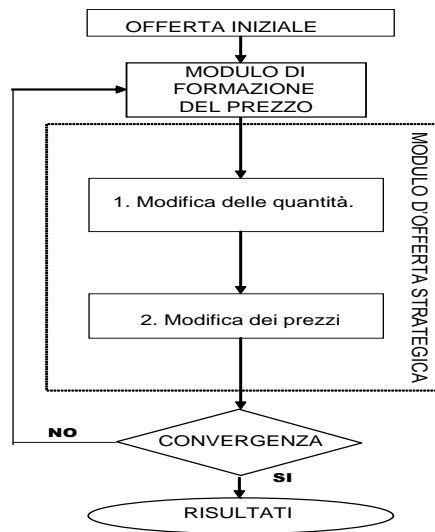


Figura A.5: Algoritmo di Otero-Novas.

Sulla base delle nuove curve di offerta la Borsa ricalcola il punto di equilibrio; il gioco si conclude quando tra una iterazione e la successiva nessuna società ha modificato le proprie offerte poiché nessuno ha più convenienza a spostarsi dal punto corrente.

A.8. Teoria delle aste

Negli ultimi anni si è sviluppata una nuova categoria di metodi che tende a sfruttare la peculiarità della formazione del prezzo dell'energia come esito di un'asta coordinata alla quale i vari soggetti partecipano senza conoscere con certezza né le caratteristiche degli impianti dei competitori, né la domanda prevista per l'ora di riferimento. Nascono così gli approcci legati alla *teoria delle aste* [110] [111]. Capostipite di tale teoria è il lavoro di Milgrom e Weber [112] che modella il generico meccanismo d'asta.

Un'asta è vista come un gioco definito mediante un esplicito sistema di regole atto ad allocare delle risorse fissandone il relativo prezzo di vendita sulla base di offerte presentate dai partecipanti.

I tipi più diffusi d'asta sono:

- *Asta inglese*: asta ad offerte ascendenti in cui il prezzo viene fissato dall'offerta a prezzo più elevato.
- *Asta olandese*⁶⁴: asta ad offerta discendente. Il primo partecipante che alza la mano si aggiudica l'asta al prezzo corrente.

⁶⁴ Così detta perché questo è il meccanismo d'asta utilizzato al mercato dei fiori di Amsterdam.

- *Asta di tipo primo prezzo in busta chiusa (first price sealed bid)*: offerte presentate contemporaneamente in busta chiusa (cioè senza che i singoli partecipanti abbiano informazioni sulle mosse degli avversari). L'offerta più elevata si aggiudica l'asta e ne fissa il prezzo.
- *Asta di tipo secondo prezzo in busta chiusa (second price sealed bid)* detta anche *alla Vickrey*: come quella di tipo first price sealed bid, ma il prezzo è fissato dalla seconda offerta in ordine di prezzo (la prima rifiutata).

Le strategie dei partecipanti all'asta dipendono fortemente dalla valutazione del bene data dagli avversari che dipende, a sua volta, da tutta una serie di fattori (costi, ecc.). Generalmente l'ipotesi che si adotta è la *Independent private value model (IPV)* e cioè si assume che il valore individuale del bene non è uguale per tutti i partecipanti, ma è una "informazione privata" di ciascun bidder e che viene considerata dagli avversari come una variabile statistica di distribuzione nota (ad esempio, una distribuzione normale a media e varianza note).

A.9. Il modello di Roman-Barquin-Gonzales

I modelli di Teoria dei Giochi generalmente si applicano a problemi che hanno orizzonte temporale di breve termine. In generale, le scelte strategiche compiute negli orizzonti temporali più ampi hanno effetti nel breve periodo, condizionando le relative scelte. Questo suggerisce la strutturazione dei giochi di medio e lungo periodo come insieme di più giochi elementari in cascata fra loro.

Una impostazione di questo tipo è stata adottata nel modello *Roman-Barquin-Gonzales* [113] in cui le decisioni vengono prese distinguendo un problema settimanale (WP) da un problema giornaliero (DP).

Il punto di partenza riguarda il tentativo di impiegare settimanalmente nel modo più efficiente possibile le risorse a disposizione: questo implica che è necessario minimizzare il numero di start-up e shut-down degli impianti termici ed utilizzando nel modo migliore le risorse idroelettriche. Il WP viene risolto stimando la domanda e il comportamento dei rivali sulla base di serie storiche e permette di ottenere in uscita le decisioni settimanali relative agli start-up e shut-down. Successivamente, sulla base dei risultati del WP, il DP genera l'insieme delle offerte da sottoporre giornalmente sul mercato per ciascuna unità [114].

A.10. Il modello conjectured supply functions

L'ultimo approccio che vogliamo presentare è quello delle *conjectured supply function* [115] [116] [117] [118] [119].

Quest'ultimo metodo preso in considerazione differisce da tutti gli altri perché in queste funzioni vengono rappresentate le ipotesi che ciascuna azienda fa su come le altre andranno a modificare la loro offerta in risposta alle variazioni di prezzo. Il gioco è basato sulla quantità di prodotto residuale in funzione del prezzo ed è molto più orientato allo studio del mercato dell'energia elettrica⁶⁵.

La prima formulazione è attribuibile a C. J. Day e B. F. Hobbs [118], che lo rappresentarono come una generalizzazione del modello di Cournot dato che le aziende possono modificare le proprie offerte in risposta alle variazioni di prezzo $CS_j = q_j(p)$ dove appunto CS_j è la curva di offerta di una impresa rivale generica j , ipotizzata dall'impresa in questione i , in funzione del prezzo di mercato p .

Gli stessi autori offrono una doppia formulazione del modello, una con curva di offerta a pendenza costante e l'altra con intercetta costante: la pendenza delle "Linear Conjectures" esprime il grado di competizione sul mercato.

Per evidenziare i vantaggi di questo metodo, rispetto al modello base del "game in quantity", inizialmente fu applicato al mercato di tipo pool inglese e scozzese [117].

Data la natura lineare delle curve considerate è molto semplice da applicare, ma presenta problemi nella modellizzazione delle strategie operate dalle aziende cosa che rende il modello, per quanto teoricamente promettente, alquanto velleitario [119]. Per ogni elemento preso in considerazione (produttori, system operator, arbitrariato) si devono, infatti, ricavare le condizioni di Karush-Kuhn-Tucker per la massimizzazione del profitto.

Il modello SFE e CSF possono sembrare all'apparenza molto simili: in realtà essi sono concettualmente molto dissimili. Nel modello SFE infatti le curve di offerta delle imprese rivali sono delle variabili endogene (vale a dire variabili ritenute note sulla base di una serie di ipotesi) e le variabili strategiche di una società i sono quelle che definiscono la sua stessa curva di offerta; al contrario nel modello CSF la funzione da trovare è proprio la dipendenza delle curve di offerta delle rivali.

⁶⁵ Generalmente, nei modelli di Teoria dei Giochi per mercato dell'energia elettrica si intende il solo Mercato del Giorno Prima. Gli altri mercati (mercato dell'aggiustamento, mercato della riserva, ecc.) coinvolgono volumi di scambio decisamente più ridotti e sono, pertanto, meno significativi dal punto di vista economico.

Appendice B

Approfondimento sugli algoritmi genetici

B.1. La selezione

La selezione ha lo scopo di allocare ad ogni individuo una certa opportunità riproduttiva. Questa operazione viene portata a termine copiando in base ad uno schema probabilistico gli individui con fitness migliore in un mating pool. Per far lavorare bene gli algoritmi su di un numero finito di individui è necessario operare una scelta dell'operatore selezione che tenga conto della distribuzione di fitness all'interno della nostra popolazione in modo che il numero di opportunità di ogni individuo non sia nè troppo alto, nè troppo basso.

Il metodo di selezione più classico è la *roulette wheel selection* in cui la probabilità di selezione dipende solamente dalla fitness (cioè dal profitto) associata all'individuo.

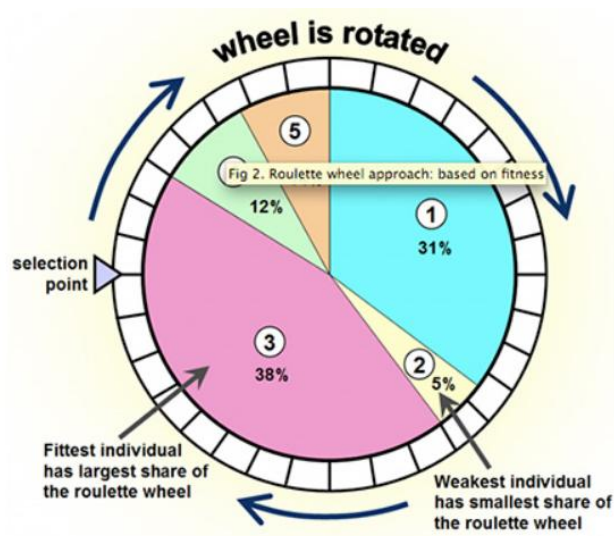


Figura B.1: Rappresentazione grafica della roulette wheel selection.

Ricopiare ciascuna stringa in proporzione al proprio valore di fitness significa che le stringhe cui corrisponde un valore della funzione obiettivo maggiore avranno una probabilità maggiore di accoppiarsi.

Questo metodo può essere assimilato ad una roulette in cui vengono piazzati tutti i cromosomi, ognuno dei quali occupa uno spazio di dimensione proporzionale alla sua fitness, come rappresentato in figura B.1. La riproduzione

selettiva consiste nel lanciare una pallina tante volte quante sono gli individui da generare e copiare nella piscina di accoppiamento gli individui corrispondenti. Formalmente il processo avviene assegnando ad ogni stringa un valore di fitness f_i e calcolando la probabilità p_i della stringa di essere selezionata pesando il valore della fitness sulla somma dei valori di fitness di tutte le stringhe.

$$p_i = \frac{f_i}{\sum_i f_i} \quad (\text{B.1})$$

La tecnica appena descritta può non essere particolarmente indicata nei casi in cui la funzione di fitness abbia un andamento particolare [120]: se infatti essa possiede delle discontinuità tali per cui gli individui migliori ottengono un valore di fitness molto elevato, (mentre tutti gli altri ottengono delle valutazioni molto basse), la generazione successive tenderà a essere dominata da quello che era il miglior individuo della generazione precedente e il processo evolutivo rischierà una convergenza prematura in un minimo locale. In un caso di questo tipo, infatti, copiando più volte gli elementi migliori, si rischia di perdere le informazioni associate agli altri individui che nel corso delle generazioni successive potrebbero contribuire a generare la soluzione ottima.

Al contrario, se tutte le stringhe risultano avere valori di fitness molto simili, allora tutti gli individui hanno quasi la stessa probabilità di essere estratti e non si riesce a far emergere gli individui migliori: in questi casi i tempi di calcolo per raggiungere il punto di equilibrio si allungano notevolmente e si rischia di non arrivare a convergenza.

Per rimediare a ciò si possono utilizzare dei metodi ottenuti tramite una cosiddetta *rimappatura della fitness* in cui si effettua una qualche operazione sui valori della fitness al fine di migliorare l'evoluzione dell'algoritmo. Una volta ottenuta la fitness rimappata si procede alla selezione vera e propria: si calcola la probabilità di selezione e, come nel metodo della roulette, si sceglie quale individuo estrarre e inserire nel mating pool sulla base dei valori assunti da un numero $c \in (0,1)$ scelto in modo casuale.

Queste tecniche permettono generalmente di evitare sia la convergenza prematura sia la stagnazione in un punto di ottimo locale; di contro però sono meno intuitive, complicano la scrittura del modello risolutivo e soprattutto appesantiscono notevolmente l'algoritmo dal punto di vista computazionale.

Si parla di fitness rimappato *esplicitamente* se si effettua una qualche normalizzazione sui valori assunti dalla funzione obiettivo; i principali metodi sono:

- *Fitness Scaling*: si scala il fitness di ogni individuo sulla base del fitness medio dell'intera generazione e si stabilisce a priori un numero massimo di prove riproduttive per ogni individuo (tipicamente 2).

$$FS_i = \frac{f_i}{\bar{f}_i} \quad (\text{B.2})$$

$$p_i = \frac{FS_i}{\sum_i FS_i} \quad (\text{B.3})$$

- *Fitness Windowing*: si assegna a ciascuna stringa un valore di fitness che è dato dalla differenza tra la fitness effettiva e il valore di fitness minimo della popolazione.

$$FW_i = f_i - f_{i,\min} \quad (\text{B.4})$$

$$p_i = \frac{FW_i}{\sum_i FW_i} \quad (\text{B.5})$$

- *Fitness Rankine*: le stringhe vengono ordinate per fitness crescente e successivamente, a ciascun individuo si assegna una probabilità di riproduzione (chiamata appunto FR) in base alla posizione nella graduatoria.

Le funzioni usate per assegnare i valori di probabilità agli individui sono solitamente lineari, quadratiche o esponenziali.

In una linear fitness rankine, indicando con *pos* la posizione del generico elemento a seguito dell'ordinamento, FR assume la seguente espressione:

$$FR = \alpha + \beta \cdot pos \quad (\text{B.6})$$

analogamente applicando una funzione di tipo quadratica possiamo scrivere:

$$FR = \alpha + \beta \cdot pos^2 \quad (\text{B.7})$$

A questo punto possiamo definire la probabilità di selezione associata ad ogni individui come:

$$p_i = \frac{FR_i}{\sum_i FR_i} \quad (B.8)$$

Si parla invece di rimappamento *implicito* del fitness se si selezionano i genitori senza passare attraverso livelli intermedi di rimappamento. La tecnica più rappresentativa è la *Tournament Selection* che nella sua versione più semplice (*selezione binaria di torneo*) consiste nel confrontare coppie di individui scelti casualmente e copiare nel mating pool l'individuo che tra i due risulta avere fitness maggiore.

Possono essere usati tornei più grandi, dove il migliore di n individui scelti a caso è copiato nel *mating pool*⁶⁶, e questo ha l'effetto di aumentare la pressione di selezione, perché gli individui sotto la media difficilmente vinceranno i tornei, mentre i migliori avranno ottime probabilità.

Un'ulteriore generalizzazione è la selezione con *torneo binario statistico*, dove i migliori individui vincono i tornei con probabilità p dove $0.5 < p < 1$. Usando valori più bassi di p si diminuisce la pressione di selezione, perché gli individui sotto la media sono in proporzione più avvantaggiati nel vincere un torneo, mentre quelli sopra la media perdono probabilità. Aggiustando la probabilità di vincere o la dimensione del torneo, la pressione di selezione può essere resa grande o piccola a piacere.

Goldberg ha confrontato questi tre differenti schemi (fitness ranking, tournament selection e roulette wheel selection) concludendo che, tramite opportuni aggiustamenti dei parametri, tutti gli schemi hanno performance simili, quindi non c'è una tecnica migliore in assoluto.

B.2. Il crossover

Come abbiamo visto, il corretto funzionamento degli algoritmi genetici si basa sulla diversità dei cromosomi della popolazione: la mancanza di tale diversità corrisponde ad una stagnazione che non è mai desiderabile. Inizialmente, la diversità è assicurata dalla generazione casuale delle stinghe: nel corso delle generazioni invece il processo di selezione tende a ridurre tale diversità a causa di un fenomeno definito *deriva genetica*.

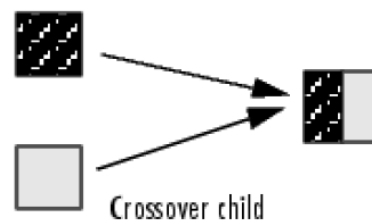


Figura B.2: Rappresentazione grafica del crossover.

⁶⁶ Letteralmente 'piscina di accoppiamento'.

L'operazione di crossover consiste nel sottoporre le stringhe selezionate ad una ricombinazione genetica con una determinata probabilità P_C in modo da contrastare la stagnazione e creare nuove strutture dalla combinazione di stringhe esistenti.

Il parametro P_C esprime la probabilità che ha un individuo di riprodursi per accoppiamento durante una generazione, e può variare da 0 ad 1: in generale va osservato come non si possa stabilire univocamente un valore ottimale, giacché la probabilità di crossover deve essere regolata con valori diversi per diversi tipi di problemi.

B.2.1. Tecniche di Crossover in codifica binaria

Le tecniche di crossover si differenziano in base alla codifica adottata. Utilizzando la codifica binaria sono disponibili diverse tecniche di crossover :

- 1) Single points crossover;
- 2) Multi points crossover;
- 3) Crossover uniforme.

Single-point crossover

Per ciascuna delle coppie selezionate viene scelto un punto d'incrocio casuale attorno al quale avviene uno scambio reciproco di materiale genetico.

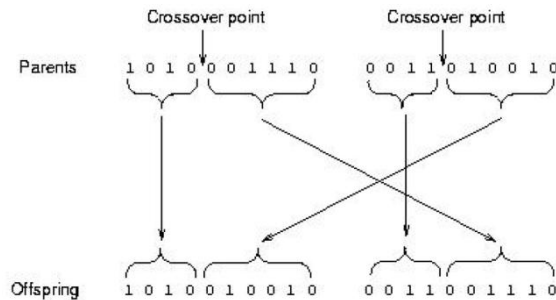


Figura B.3: Single point crossover.

Multi points crossover

Gli individui non sono rappresentati da stringhe lineari, ma da cerchi ottenuto unendo gli estremi del cromosoma. Per ciascuna coppia si determinano dei punti di taglio e si sostituisce ciascuna porzione di cerchio di un individuo con quella di un altro. Questa tecnica permette un maggior numero di gradi di libertà nella

ricombinazione delle soluzioni parziali e quindi in genere tende ad accelerare il processo evolutivo.

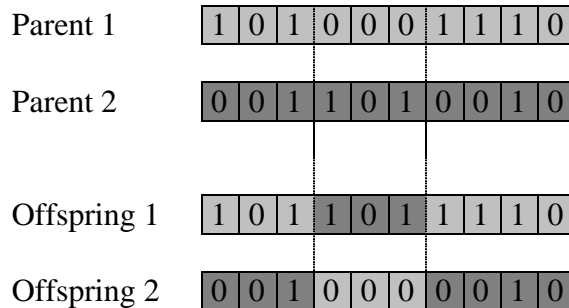


Figura B.4: Dwo Point Crossover.

Crossover uniforme

Ciascun gene nei figli è creato tramite una copia del corrispondente gene da uno dei due genitori, scelto in accordo a una “maschera di crossover” creata in maniera casuale. In corrispondenza di un “1” nella maschera il gene è copiato dal primo genitore, dove c’è uno “0” invece il gene è copiato dal secondo genitore. Il processo è ripetuto con i genitori scambiati per produrre il secondo figlio. Una nuova maschera crossover è generata casualmente per ciascuna coppia di genitori. Il figlio, quindi, contiene una mistura di geni provenienti da ciascun genitore [121] [122].

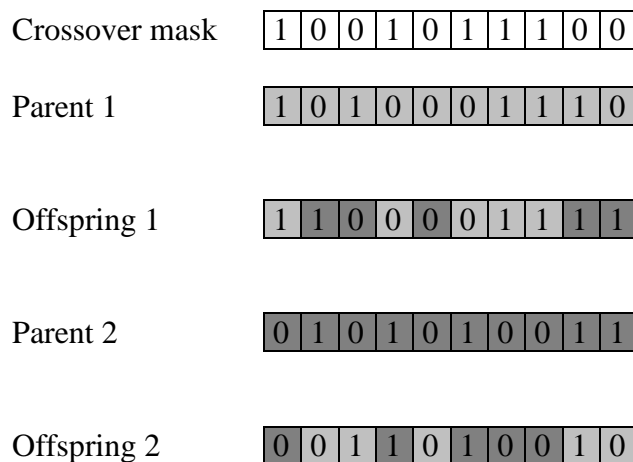


Figura B.5: Crossover Uniforme.

B.2.2. Tecniche di Crossover in codifica reale

Per quanto riguarda l'operatore crossover nella codifica reale le tecniche sono molto più numerose e articolate [123] [124]. Di seguito ne presentiamo solo alcune:

- 1) Simple crossover;
- 2) Modified Simple crossover;
- 3) Blend crossover (BLX- α crossover);
- 4) Laplace crossover;
- 5) AveBXover;
- 6) Heuristic crossover.

Simple crossover

E' l'operatore più simile a quello impiegato nella codifica binaria e può essere utilizzato se i cromosomi sono costituiti da più di un singolo gene.

Definiti i cromosomi dei due genitori selezionati nella t-esima generazione, G_1^t e G_2^t , (ogni cromosoma ha n geni caratterizzati da un numero reale), si ottengono i due figli, G_1^{t+1} e G_2^{t+1} nel seguente modo:

$$\begin{cases} G_1^t = [g_{11}^t, g_{12}^t, \dots, g_{li}^t, g_{li+1}^t, \dots, g_{1n}^t] \\ G_2^t = [g_{21}^t, g_{22}^t, \dots, g_{2i}^t, g_{2i+1}^t, \dots, g_{2n}^t] \end{cases} \rightarrow \begin{cases} G_1^{t+1} = [g_{11}^t, g_{12}^t, \dots, g_{li}^t, g_{2i+1}^t, \dots, g_{2n}^t] \\ G_2^{t+1} = [g_{21}^t, g_{22}^t, \dots, g_{2i}^t, g_{li+1}^t, \dots, g_{1n}^t] \end{cases}$$

Modified Simple crossover

Definiti i cromosomi dei due genitori selezionati nella t-esima generazione, G_1^t e G_2^t , si ottengono i due figli, G_1^{t+1} e G_2^{t+1} , nel seguente modo:

$$\begin{cases} G_1^t = [g_{11}^t, g_{12}^t, \dots, g_{li}^t, g_{li+1}^t, \dots, g_{1n}^t] \\ G_2^t = [g_{21}^t, g_{22}^t, \dots, g_{2i}^t, g_{2i+1}^t, \dots, g_{2n}^t] \end{cases} \rightarrow \begin{cases} G_1^{t+1} = [g_{11}^t, g_{12}^t, \dots, \hat{g}_{li}^t, g_{2i+1}^t, \dots, g_{2n}^t] \\ G_2^{t+1} = [g_{21}^t, g_{22}^t, \dots, \hat{g}_{2i}^t, g_{li+1}^t, \dots, g_{1n}^t] \end{cases}$$

dove

$$\begin{aligned} \hat{g}_{li}^t &= \lambda_1 \cdot g_{li}^t + (1 - \lambda_1) \cdot g_{2i}^t \\ \hat{g}_{2i}^t &= \lambda_2 \cdot g_{2i}^t + (1 - \lambda_2) \cdot g_{li}^t \end{aligned}$$

e λ_1, λ_2 sono numeri casuali uniformemente distribuiti in $[0,1]$.

Blend crossover (BLX- α crossover)

Definiti i cromosomi dei due genitori selezionati nella t-esima generazione, G_1^t e G_2^t :

$$G_1^t = [g_{11}^t, g_{12}^t, \dots, g_{1j}^t, \dots, g_{1n}^t]$$

$$G_2^t = [g_{21}^t, g_{22}^t, \dots, g_{2j}^t, \dots, g_{2n}^t]$$

essi generano un solo figlio $G_3^{t+1} = [g_{31}^{t+1}, g_{32}^{t+1}, \dots, g_{3j}^{t+1}, \dots, g_{3n}^{t+1}]$, dove g_{3j}^{t+1} è selezionato casualmente tra $[G_{\min} - I \cdot \alpha, G_{\max} + I \cdot \alpha]$ con:

$$G_{\min} = \min \{g_{1j}^t, g_{2j}^t\}$$

$$G_{\max} = \max \{g_{1j}^t, g_{2j}^t\}$$

$$I = G_{\max} - G_{\min}$$

e $\alpha \in [0,1]$ è parametro scelto dall'utente.

Le prove condotte hanno dimostrato che se $\alpha < 0.5$ la popolazione tende alla convergenza prematura, con il conseguente abbassamento del livello di diversità all'interno della popolazione. Solo ponendo $\alpha = 0.5$ si ha l'ottimo bilancio tra esplorazione (trovare soluzioni completamente nuove) e sfruttamento (miglioramento delle soluzioni già ottenute).

Laplace crossover

Definiti i cromosomi dei due genitori selezionati nella t-esima generazione, G_1^t e G_2^t :

$$G_1^t = [g_{11}^t, g_{12}^t, \dots, g_{1j}^t, \dots, g_{1n}^t]$$

$$G_2^t = [g_{21}^t, g_{22}^t, \dots, g_{2j}^t, \dots, g_{2n}^t]$$

vengono generati due figli.

Si genera un numero λ_i e un numero γ_i , uniformemente distribuito in $[0,1]$, e un numero ϕ_i dalla distribuzione di Laplace come:

$$\phi_i = \begin{cases} a - b \cdot \ln(\lambda_i) & \gamma_i \leq 0.5 \\ a + b \cdot \ln(\lambda_i) & \gamma_i > 0.5 \end{cases}$$

dove i valori di a e b sono costanti. I figli si ottengono da:

$$g_{1j}^{t+1} = g_{1j}^t + \phi \cdot |g_{1j}^t - g_{2j}^t|$$
$$g_{2j}^{t+1} = g_{2j}^t + \phi \cdot |g_{1j}^t - g_{2j}^t|$$

Entrambi i figli sono disposti in modo simmetrico rispetto ai genitori, più b è basso più i figli saranno localizzati vicino ai genitori. Inoltre, per un certo valore di a e b , se i genitori sono vicini tra loro, anche i figli saranno vicini tra di loro, mentre se i genitori sono lontani tra loro, lo saranno anche i figli.

AveBXover

La seguente tecnica combina l'average crossover e il bound crossover [125]:

- Average crossover:

$$G_1^{t+1} = \frac{(G_1^t + G_2^t)}{2}$$
$$G_2^{t+1} = \frac{[(\mu_{\max} + \mu_{\min}) \cdot (1 - w_a) + (G_1^t + G_2^t) \cdot w_a]}{2}$$

- Bound crossover:

$$G_3^{t+1} = \mu_{\max} \cdot (1 - w_b) + \max\{G_1^t, G_2^t\} \cdot w_b$$
$$G_4^{t+1} = \mu_{\min} \cdot (1 - w_b) + \min\{G_1^t, G_2^t\} \cdot w_b$$

dove:

$$G_k^{t+1} = [g_{k1}^{t+1}, g_{k2}^{t+1}, \dots, g_{kj}^{t+1}, \dots, g_{kn}^{t+1}] \quad k = 1, 2, 3, 4$$

$$G_k^t = [g_{i1}^t, g_{i2}^t, \dots, g_{ij}^t, \dots, g_{in}^t] \quad i = 1, 2, j = 1, 2, \dots, n$$

$$para_{\min}^j \leq g_{ij}^t \leq para_{\max}^j$$

$$\mu_{\max} = G_i^{tU}$$

$$\mu_{\min} = G_i^{tL}$$

in cui $w_a, w_b \in [0,1]$ denotano il peso dell'average crossover e del bound crossover (possono valere 0.3 e 0.5), mentre $\max\{G_1^t, G_2^t\}$ denota il vettore in cui, ogni elemento, è ottenuto prendendo il massimo dei corrispondenti elementi di G_1^t e G_2^t .

Dei quattro cromosomi figli generati ($G_1^{t+1}, G_2^{t+1}, G_3^{t+1}$ e G_4^{t+1}) solo i due migliori entreranno nella popolazione successiva, rimpiazzando i due genitori.

Heuristic crossover

Definiti i cromosomi dei due genitori selezionati nella t-esima generazione, G_1^t e G_2^t :

$$G_1^t = [g_{11}^t, g_{12}^t, \dots, g_{1j}^t, \dots, g_{1n}^t]$$

$$G_2^t = [g_{21}^t, g_{22}^t, \dots, g_{2j}^t, \dots, g_{2n}^t]$$

per cui vale che $Fitness(G_1^t) < Fitness(G_2^t)$, tra questi si effettua un'interpolazione lineare per generare l'unico figlio, che sarà:

$$G_3^{t+1} = [g_{31}^{t+1}, g_{32}^{t+1}, \dots, g_{3j}^{t+1}, \dots, g_{3n}^{t+1}]$$

i cui geni sono ottenuti come: $g_{3j}^{t+1} = r_i \cdot (g_{2j}^t - g_{1j}^t) + g_{2j}^t$

dove r_i è un numero casuale tra 0 e 1.

Rispetto agli altri operatori di crossover impiegati nella codifica reale, questa utilizza i valori della funzione fitness dei genitori [126].

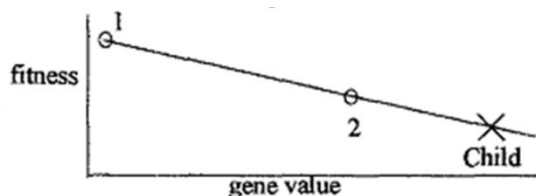


Figura B.6 Heuristic crossover: interpretazione grafica nel caso di minimizzazione della funzione fitness.

B.3. La mutazione

La mutazione consiste nell'effettuare, con una probabilità P_m , una modifica del valore assunto dai geni in corrispondenza di una posizione scelta in modo casuale e la sua utilità risiede nel fatto che si introduce variabilità nella popolazione. In un ambiente che varia, le mutazioni possono generare individui che meglio si adattano alle nuove condizioni.

In realtà, come la natura dimostra attraverso la riproduzione asessuata, è possibile ottimizzare i parametri degli algoritmi genetici applicando solo selezione e mutazione. Infatti l'applicazione del crossover rende sicuramente più veloce l'evoluzione della popolazione, ma è la mutazione che permette di raggiungere soluzioni migliori. Questa viene comunque applicata con probabilità molto ridotte (<5%) e la sua efficacia aumenta con l'avvicinarsi alla convergenza.

In linea generale si può affermare che una probabilità di mutazione ridotta o al limite nulla comporta un elevato rischio di convergere ad un ottimo locale, ma allo stesso tempo un alto tasso di mutazione non sempre garantisce un valore di ottimo globale: sperimentalmente si è visto che è bene definire la probabilità di mutazione in funzione del numero di individui n_{pop} che costituiscono la popolazione:

$$p_m = 1/n_{pop}$$

B.3.1. Tecniche di Mutazione in codifica binaria

Le tecniche di mutazione che sono usualmente impiegate con codifica binaria, sono:

- 1) Bit-flip mutation;
- 2) Swap mutation.

Bit-flip mutation

Riguarda un singolo bit di una stringa che viene cambiato nel valore opposto, con una probabilità prefissata.

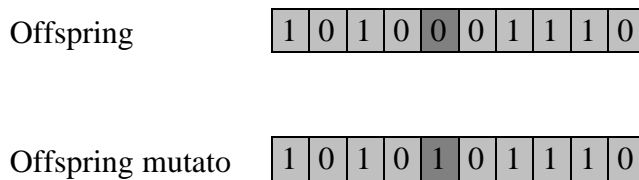


Figura B.7: Bit-flip mutation.

Swap mutation

Si cambia la posizione di due bit in modo casuale.

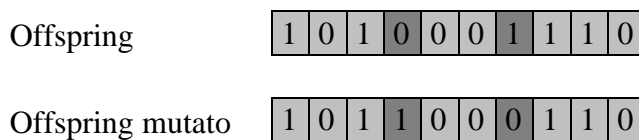


Figura B.8: Swap mutation.

B.3.2. Tecniche di mutazione in codifica intera

Le tecniche applicate in codifica intera sono invece:

- 1) Uniform mutation;
- 2) Dynamic mutation;
- 3) Wavelet mutation;
- 4) Power mutation.

Uniform mutation

Dato un cromosoma G_i^t , il generico gene reale g_{ij}^t viene selezionato e trasformato in modo casuale nel suo upper bound o nel suo lower bound.

Per un dato genitore $G_i^t = [g_{i1}^t, g_{i2}^t, \dots, g_{ij}^t, \dots, g_{in}^t]$ se l'elemento g_{ij}^t è selezionato per la mutazione, il figlio risultante è:

$$\tilde{G}_i^t = [g_{i1}^t, g_{i2}^t, \dots, \tilde{g}_{ij}^t, \dots, g_{in}^t]$$

dove il generico gene mutato è $\tilde{g}_{ij}^t = \lambda \cdot (g_{ij}^{tU} - g_{ij}^{tL}) + g_{ij}^{tL}$, con $\tilde{g}_{ij}^t \in [g_{ij}^{tL}, g_{ij}^{tU}]$ e λ è un numero casuale che può valere 0 o 1.

Dynamic mutation (Non-uniform mutation)

Questo metodo consente di effettuare un'esplorazione esaustiva dello spazio di ricerca nelle prime iterazioni e di concentrare la ricerca nelle regioni migliori nelle successive.

Per un dato genitore $G_i^t = [g_{i1}^t, g_{i2}^t, \dots, g_{ij}^t, \dots, g_{in}^t]$ se l'elemento g_{ij}^t è selezionato per la mutazione, il figlio risultante è:

$$\tilde{G}_i^t = [g_{i1}^t, g_{i2}^t, \dots, \tilde{g}_{ij}^t, \dots, g_{in}^t]$$

dove \tilde{g}_{ij}^t è selezionato a caso tra due possibili scelte:

$$\tilde{g}_{ij}^t = \begin{cases} g_{ij}^t + \Delta(t, g_{ij}^{tU} - g_{ij}^t) & \text{se } \varepsilon = 0 \\ g_{ij}^t - \Delta(t, g_{ij}^t - g_{ij}^{tL}) & \text{se } \varepsilon = 1 \end{cases}$$

dove ε è un numero casuale che può valere 0 o 1, mentre g_{ij}^{tU} e g_{ij}^{tL} sono l'upper bound e il lower bound della variabile.

La funzione $\Delta(t, y)$ fornisce un valore tra $(0, y)$, è una funzione monotona decrescente e tende a 0 per t tendente a T :

$$\Delta(t, y) = y \cdot k \cdot (1 - t/T)^d$$

dove k è un numero reale casuale uniformemente distribuito in $[0,1]$, T il numero massimo di generazioni e d il parametro che denota il grado di disuniformità (si può assumere pari a 0.5, 3 o 5).

Wavelet mutation

La teoria delle onde afferma che alcuni segnali sismici possono essere modellizzati combinando le traslazioni e le dilatazioni di una funzione oscillatoria con funzioni di durata finita, chiamate *onde*.

Una funzione tempo continua $\psi(x)$ è chiamata onda madre se soddisfa le seguenti proprietà:

1. $\int_{-\infty}^{+\infty} \psi(x) dx = 0$: l'energia positiva totale di $\psi(x)$ è uguale all'energia negativa totale di $\psi(x)$;
2. $\int_{-\infty}^{+\infty} |\psi(x)|^2 dx < \infty$: la quantità maggiore di energia di $\psi(x)$ è di durata finita e limitata.

L'onda Morlet, proposta da Daubechies è un esempio di onda madre:

$$\psi(x) = e^{-x^2/2} \cdot \cos(5x)$$

perché soddisfa la prima proprietà, e perché più del 99% dell'energia totale è contenuta nell'intervallo $-2.5 < x < 2.5$.

Per controllare l'ampiezza e la posizione di $\psi(x)$, si definisce $\psi_{a,b}(x)$ come:

$$\psi_{a,b}(x) = \frac{1}{\sqrt{a}} \cdot \psi\left(\frac{x-b}{a}\right)$$

dove il coefficiente a esprime la dilatazione e b la traslazione. Si nota che:

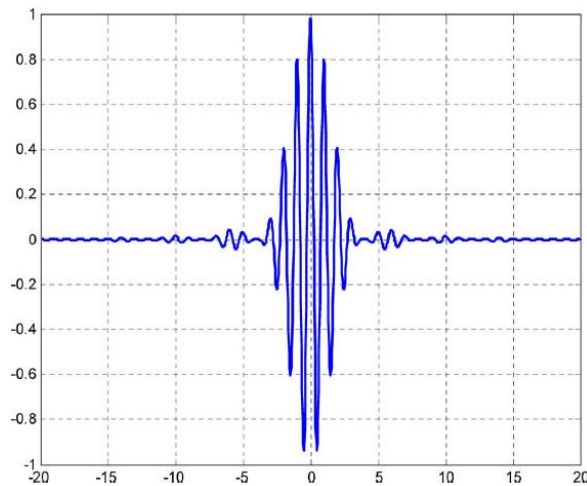


Figura B.9: Onda Morlet.

$$\psi_{1,0}(x) = \psi(x)$$

$$\psi_{a,0}(x) = \frac{1}{\sqrt{a}} \cdot \psi\left(\frac{x}{a}\right)$$

Applicando questa teoria agli algoritmi genetici si ottiene che, per ogni gene g_{ij}^t del cromosoma G_i^t si genera un numero casuale tra 0 e 1 e si confronta con la probabilità di mutazione.

Il risultato della mutazione è:

$$\tilde{g}_{ij}^t = \begin{cases} g_{ij}^t + \delta \cdot (g_{ij}^U - g_{ij}^t) & \text{se } \delta > 0 \\ g_{ij}^t + \delta \cdot (g_{ij}^t - g_{ij}^L) & \text{se } \delta < 0 \end{cases}$$

dove:

$$\delta = \frac{1}{\sqrt{a}} \cdot \psi\left(\frac{\varphi}{a}\right) = \frac{1}{\sqrt{a}} \cdot e^{-\left(\frac{\varphi}{a}\right)^2 / 2} \cdot \cos\left(\frac{5 \cdot \varphi}{a}\right)$$

e

$$a = e^{-\ln(g) \left(1 - \frac{\tau}{T}\right)^\xi + \ln(g)}$$

è una funzione monotona crescente.

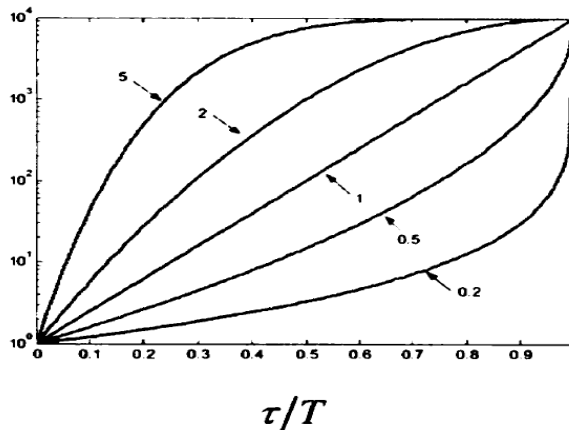


Figura B.10: Andamento di a in funzione del parametro ξ e del rapporto τ/T .

Si è indicato con τ l'iterazione corrente, ξ un numero pari a 5 (oppure 2, o 0.5), g è il limite superiore di a e posto pari a 10000 e φ un numero generato casualmente tra $[-2.5, 2.5]$ in base alle considerazioni precedenti [127].

Il valore del parametro a (compreso tra 1 e 10000) varia in base al rapporto τ/T dove T il numero totale di iterazioni: se τ/T aumenta, a aumenta e la mutazione perde di significato.

Il parametro di forma ξ della funzione a influisce su a e l'effetto è mostrato in figura B.10.

Se δ è positivo e vicino ad 1, il gene mutato tende all'upper bound del gene di partenza, mentre se è negativo e tende a -1, il gene mutato tende al lower bound del gene di partenza. Il valore massimo di δ è 1 quando $\varphi = 0$ e quindi $a = 1$ [128].

Power mutation

Viene generato un numero casuale con distribuzione uniforme $s \in [0,1]$.

Per un dato genitore $G_i^t = [g_{i1}^t, g_{i2}^t, \dots, g_{ij}^t, \dots, g_{in}^t]$, se l'elemento g_{ij}^t è selezionato per la mutazione, il figlio risultante è:

$$\tilde{G}_i^t = [g_{i1}^t, g_{i2}^t, \dots, \tilde{g}_{ij}^t, \dots, g_{in}^t]$$

dove \tilde{g}_{ij}^t è selezionato a caso tra due possibili scelte:

$$\tilde{g}_{ij}^t = \begin{cases} g_{ij}^t - s \cdot (g_{ij}^t - g_{ij}^{tL}) & t < r \\ g_{ij}^t + s \cdot (g_{ij}^{tU} - g_{ij}^t) & t \geq r \end{cases}$$

dove $t = \frac{(g_{1j}^t - g_{1j}^{tL})}{(g_{1j}^{tU} - g_{1j}^{tL})}$, mentre g_{1j}^{tL}, g_{1j}^{tU} sono il lower bound e l'upper bound

della variabile decisionale ed r è un numero casuale uniformemente distribuito in $[0,1]$ [129].

B.4. L'elitismo

Le tecniche di riproduzione viste finora prevedevano che la nuova popolazione venga sostituita completamente ad ogni generazione: in questo modo è probabile che gli individui migliori vengano ricombinati e conseguentemente che il cromosoma migliore venga perso.

Per evitare di perdere informazioni così preziose è stata studiata una tecnica che prende il nome di elitismo e che consiste nel clonare l'individuo migliore di ogni

generazione in modo da evitare di perdere la migliore soluzione trovata. Questa tecnica consente di far crescere rapidamente le performance degli algoritmi genetici.

Accenniamo solo al fatto che esistono altri metodi meno conosciuti che permettono di evitare che a causa di selezione, crossover e mutazione, informazioni preziose vengano perse:

- *riproduzione a regime stazionario*: consiste in una modifica dell'operatore di riproduzione che consente di rimpiazzare solo pochi individui alla volta;
- *riproduzione senza duplicazione*: come nella riproduzione a regime stazionario nel processo di creazione dei nuovi individui vengono create solo un numero di copie k (con k minore della grandezza della popolazione) ma in aggiunta si eliminano tutte quelle stringhe che sono uguali a quelle già presenti nella popolazione in modo da assicurare la diversità della popolazione e scongiurare il pericolo di convergenza prematura.

Abbreviazioni

AEEG	Autorità dell'energia elettrica e del gas
AG	Algoritmo Genetico
AU	Acquirente Unico
BRIN	Brindisi
CC	Ciclo Combinato
CCC	Contratto di Copertura del Rischio di Volatilità del Corrispettivo di Utilizzo della Capacità di Trasporto
CCF	Carrying Charge Factor
CDE	Consegna Derivati Energia
CE	Comunità Europea
CECA	Comunità europea del carbone e dell'acciaio
CFD	Contract for Difference
CIP	Comitato Interministeriale dei Prezzi
CNOR	Centro Nord
CNSE	Comision National del Sistema Electrico
COAL	Impianti a carbone
CSF	Conjectured Supply Functions
CSUD	Centro Sud
DTF	Disposizioni tecniche di funzionamento
EEX	European Energy Exchange
ENEL	Ente Nazionale per l'Energia Elettrica
FEEE	Frankfurt European Energy Exchange
FTR	Finantial Transmission Right
GAMS	General Algebraic Modeling System
GME	Gestore del Mercato Elettrico
GSE	Gestore Servizi Energetici
HDGT	Heavy-Duty Gas Turbine
IDRO	Impianto Idroelettrico
IPEX	Italian Power Exchange
IPVM	Independent private value model
LPE	Leipzig Power Exchange
MA	Mercato di Aggiustamento
MB	Mercato del Bilanciamento
MC	Marginal Cost
MFTV	Monfalcone

MGP	Mercato del Giorno Prima
MI	Mercato Infragiornaliero
MP	Marginal Price
MPE	Mercato a Pronti
MSD	Mercato dei Servizi di Dispacciamento
MSD DOWN	Mercato dei Servizi di Dispacciamento a Scendere
MSD UP	Mercato dei Servizi di Dispacciamento a Salire
MTE	Mercato a Termine
NEC	Nordic Electricity Clearing
NETA	New Electricity Trading Arrangement
NGC	National Grid Company
NGCC	Natural Gas Combined Cycle
OMEL	Operadora del Mercado Español de Electricidad
OIL	Impianto a vapore alimentato ad Olio Combustibile
OTC	Over the Counter
PCE	Piattaforma Conti Energia
PCI	Potere Calorifico Inferiore
PRGP	Priolo
PUN	Prezzo Unico Nazionale
ROSN	Rossano
RSE	Ricerca sul Sistema Energetico
RTN	Rete di Trasmissione Nazionale
RUP	Registro delle unità di produzione
SARD	Sardegna
SFE	Supply Function Equilibrium
SICI	Sicilia
TG	Turbina a Gas
TSO	Transmission System Operator
TTC	Total Trasfer Capacity
UP	Unità di Produzione
UPV	Unità di Produzione Virtuali

Glossario

α_{hifo}	variabile binaria che segnala se l'impianto h della società f , connesso al nodo i è acceso all'ora o a valle del mercato dei servizi di dispacciamento
$\alpha_{on_{hifo}}$	variabile binaria che segnala se l'impianto h della società f , connesso al nodo i è acceso all'ora o a valle della programmazione del mercato del giorno prima
$C_{bid.up}_{fhi}$	costo di accensione relativo all'impianto h della società f , connesso al nodo i [€]
$C.on_{fhi}$	costo di accensione richiesto all'ora o all'impianto h della società f , connesso al nodo i [€]
$C.off_{fhi}$	costo di spegnimento richiesto all'ora o all'impianto h della società f , connesso al nodo i [€]
$c_{O\&M}$	costi <i>Operation & Maintenance</i>
Δp_{up}_{fhi}	incremento di produzione richiesto all'ora o all'impianto h della società f , connesso al nodo i a seguito del dispacciamento predisposto dal msd [MW]
Δp_{down}_{fhi}	decremento di produzione richiesto all'impianto h della società f , connesso al nodo i a seguito del dispacciamento predisposto dal MSD
F	società di generazione
f_o	funzione obiettivo
$k_{mgp,fio}$	mark-up durante l'intervallo temporale o dell'impianto h della società f , connesso al nodo i
G_{max}_{fhi}	capacità di generazione massima dell'impianto h della società f nella zona i [MW]
G_{min}_{fhi}	capacità di generazione minima dell'impianto h della società f nella zona i [MW]
H_{if}	impianto situato nel nodo i e di proprietà della società f
h_{eq}	ore equivalenti
MC_{fhi}	costo marginale dell'impianto h della società f nella zona i [€/MWh]
n_{pop}	numero di individui costituenti la popolazione evolvente nell'algoritmo genetico
p_{io}	prezzo dell'energia elettrica durante l'intervallo temporale o nella zona i [€/MWh]
P_{fhi}	potenza generata dall' [MW]
p_c	probabilità di crossover
p_m	probabilità di mutazione

$\pi_{msd.f}$	profitto della società di generazione f nel mercato dei servizi di dispacciamento[€]
$ramp_{fhi}$	gradiente a salire e a scendere dell'impianto h della società f nella zona i [MW]
R_down_o	riserva a scendere che è necessario garantire al sistema elettrico complessivo nell'intervallo temporale o [MW]
R_up_o	riserva a salire che è necessario garantire al sistema elettrico complessivo nell'intervallo temporale o [MW]
$R_down.I_{io}$	riserva a scendere che è necessario garantire nella zona i nell'intervallo temporale o [MW]
$R_up.I_{io}$	riserva a scendere che è necessario garantire nella zona i nell'intervallo temporale o [MW]
η_{el}	rendimento elettrico

Bibliografia

- [1] Direttiva 96/92/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 19 dicembre 1996, concernente norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica.
- [2] L. De Paoli, 1993, «La regolamentazione dell'industria elettrica nella Comunità europea» in De Paoli L. (a cura di), *Regolamentazione e mercato unico dell'energia*, F. Angeli, Milano.
- [3] L. De Paoli, 2002, «La riforma dei settori dell'elettricità e del gas in Italia e in Europa», *Economia delle fonti dell'energia e dell'ambiente*, n.1, pp. 129-155..
- [4] A. Colavecchio, «Energia elettrica», *Digesto delle Discipline pubblicistiche*, Utet, Torino, 2005, pp. 233-325.
- [5] AEEG, 2008, «Andamento dei prezzi dell'energia elettrica in europa», *Elaborazione AEEG su dati Eurostat*.
- [6] S. Barsali, M. Benini, M. Gallanti, P. Pelacchi, D. Poli, P. Pogliano, 1999, «Mercati elettrici in UK, Scandinavia, California e Spagna», *AEI*, Vol. 86, n. 12, pp. 29-36..
- [7] J. Hull, «Option, Futures and other Derivative Securutues», Prentice Hall, 6th edition, 2006.
- [8] R. Tabors, «Lessons from the UK and Norway», *Massachussets, IEEE Spectrum*, Vol. 33, Issue 6, Agosto 1996.
- [9] O. Gjerde, S. Fismen, «The system operator responsibility in a deregulated power market», *CUGRE Symposium, Tours*, 1997.
- [10] R. Bernante, «Analisi dei mercati Futures europei sull'energia elettrica. Il caso Tedesco», *Rapporto del Mercato Elettrico commissionato dal RSE*, Milano, 2003.
- [11] Decreto Legislativo 16 Marzo 1999, no. 79. «Attuazione della Direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica», pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale*, n. 75, 31 Marzo 1999.
- [12] G. Vasciogo, C. Campidoglio, «La liberalizzazione del settore elettrico: Bersani ed oltre», *Economia delle fonti di energia e dell'ambiente*, vol. 42, 1999.
- [13] V. De Falco, «Il servizio pubblico tra ordinamento comunitario e diritti interni», *Rassegna giuridica dell'energia elettrica, CEDAM*, n. 1, 2003.
- [14] Camera dei Deputati, «Indagine conoscitiva della Camera sulla situazione e sulle prospettive del settore dell'energia, documento conclusivo approvato dalla Commissione», 18 aprile 2002, disponibile

su: <http://leg16.camera.it/285?documenti=28>.

- [15] M. Gallanti, G. Manzoni, «Il modello del mercato elettrico italiano», *L'energia Elettrica*, Vol. 79, pp. 12-24, 2002.
- [16] M. Marracci, D. Poli, V. Canazza, A. Gelmini, «Offerte semplici o complesse nel mercato dell'energia elettrica del giorno prima», *L'energia Elettrica*, Vol. 81-“Ricerche”, pp. 16-22, 2004.
- [17] D. Friedman, «Price Theory», South-Western Publishing Co, 1990.
- [18] K. Dutta, «Strategy and Games: Theory and practise», Massachussets, The MIT Press, 1999.
- [19] G. Migliavacca, «Analisi della letteratura sul tema della Teoria dei Giochi applicata alla modellazione dei mercati elettrici,» Rapporto RdS, 2004.
- [20] J. V. Neumann, O. Morsenstern, «Theory of Games and Economic Behavior», Princeton, Princeton University Press, 1944.
- [21] J. Nash, «Non-Cooperative Games,» *Annals of Mathematics*, vol. 54, pp. 289-295, 1951.
- [22] R. Selten, «Reexamination of the perfectness concept for equilibrium points in extensive games,» *International Journal of Games Theory*, Vol. 4, pp. 25-55, 1975.
- [23] J. Harsanti, «Games with incomplete information played by bayesian players,» *Managment Science*, vol. 14, 1996.
- [24] P.D. Klemperer, M. Meyer, «Supply function equilibria in oligopoly under uncertainty,» *Econometria*, vol. 57, n. 6, Novembre 1989.
- [25] R. Green, D. Newbery, «Competition in the British Electricity Spot Market,» *Journal of Political Economy*, vol. 100, pp. 929-953, 1992.
- [26] J. Bushnell, J. Day, «An international comparison of models for measuring market power in electricity,» *Energy Modelling Forum*, Stanford University, Stanford, 1999, disponibile su: <http://emf.stanford.edu/publications/list/34/0/0/>
- [27] R. Baldick, «Electricity market equilibrium models: the effect of parametrization,» *IEEE Transaction on power system*, Vol. 17, n. 4, pp. 1170-1176, 2002.
- [28] R. Baldick, R. Grant, E. Kahn, «Theory and application of linear supply function equilibrium in electricity markets,» *Journal of Regulatory Economics*, vol. 25, n. 2, pp. 143-167, 2004.
- [29] A. Rudkevich, «On the supply function equilibrium and its applications in electricity markets,» *Decision support systems*, vol. 40, pp. 409-425, 2005.

- [30] T. Genc, S. Reynolds, «Supply function equilibria with pivotal electricity firms,» Eller College Working Paper, 2004, disponibile su: <http://econ.arizona.edu/faculty/workingpapers.asp#2004>.
- [31] P. Holmberg, «Asymmetric supply function equilibrium with constant marginal cost, » Department of Economics, Uppsala, Sweden, 2005.
- [32] R. Baldick, W. Hogan, «Polynomial approximations and supply function equilibrium stability,» John F. Kennedy School of Government Harvard University, Cambridge, Massachusetts, 2004, disponibile su: www.hks.harvard.edu/hepg/Papers/Rudkevich.SFE.Feb.04.pdf.
- [33] D. Harbord, «Competition in electricity spot markets: economic theory and international experience,» Memorandum from Dept of Economics, Oslo, 1998.
- [34] R. Baldick, W. Hogan, «Capacity constrained supply function equilibrium models of electricity markets,» Program on Workable Energy Regulation (POWER): Working Paper, University of California Energy Institute, Berkeley, California, 2002.
- [35] D. Newbery, «Competition, contracts and entry in the electricity spot market,» Rand Journal of Economics, vol. 29, n. 4, pp. 726-749, 1998.
- [36] H. Chao, R. Wilson, «Resource adequacy and market power mitigation via option contracts,» The Electricity Journal, Vol. 18, pp. 28-42, 2005.
- [37] P. Attaviriyapap, H. Kita, E. Tanaka, J. Hasegawa, «New bidding strategy formulation for day-ahead Energy and reserve markets based in evolutionary programming,» Electricity Power and Energy System, Vol. 27, pp. 157-167, 2005.
- [38] Y. Son, R. Baldick, «Hybrid coevolutionary programming for Nash equilibrium search in games with local optima,» IEEE Transactions on Evolutionary Computation, Vol. 8, n. 4, pp. 305-315, 2004.
- [39] H. Chen, K. Wong, C. Chung, «Analysing oligopoly electricity market using coevolutionary computation,» IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 21, n. 1, pp. 143-152, 2006.
- [40] M. Potter, K. D. Jong, «Cooperative Coevolution: An architecture for evolving coadapted subcomponents,» IEEE Transactions on Evolutionary Computation, Vol. 8, n. 1, pp. 1-29, 2000.
- [41] R. Wiegand, «An analysis of cooperative coevolutionary algorithms,» George Mason University, 2003.
- [42] H. Chen, K. Wong, D. Nguyen, «A coevolutionary approach to analyzing supply function equilibrium model,» IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 21, n. 3, pp. 1019-1028, 2006.
- [43] A. Colomi, «Ricerca Operativa,» CLUP, 1984.

- [44] A. Mas-Collel, A. Whinston, J. Green, «Microeconomic Theory», Oxford University Press, New York, 1995.
- [45] R. Pindyck, D. Rubinfeld, «Microeconomics», Prentice Hall, New Jersey, 1995.
- [46] J. Sloman, 2002, «Elementi di economia», Bologna, Il Mulino.
- [47] AEEG, 2005, «Indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione del settore dell'energia elettrica», Allegato A.
- [48] T. Alvey, D. Goodwin, X. Ma, D. Streiffert, D. Sun, «A security constrained bid-clearing system for the New Zealand wholesale electricity market,» IEEE Transactions on Power Systems, vol. 13, pp. 340-346, May 1998.
- [49] M. Aganagic, K. H. Abdul-Rahman, J. G. Waight, «Spot pricing of capacities for generation and transmission of reserve in an estende Poolco model, » IEEE Transactions Power Systems, Vol. 13, pp. 1128-1135, Aug. 1998.
- [50] M. Madrigal, V. Quintana, «A security-constrained energy and spinning reserve markets clearing system using an interior-point method, » IEEE Transactions on Power Systems, vol. 15, pp. 1410-1416, Nov. 2000.
- [51] M. Flynn, W. P. Sheridan, J. D. Dillon and M. J. O'Malley, «Reliability and reserve in competitive electricity market scheduling,» IEEE Transactions on Power Systems, vol. 16, pp. 78-87, Feb. 2001.
- [52] A. Chiang, C. Schwaegerl, «Ancillary Services for Renewable Integration», IEEE Power and Energy Society, Calgary, 2009.
- [53] Federal Network Agency for Electricity «Monitoring Report 2008 on the German Electricity and Gas Market», Bundesnetzagentur, Germany, 2008.
- [54] J. Chen, J. S. Thorp, R. J. Thomas, T. D. Mount, «Locational pricing and scheduling for an integrated energy-reserve market,» Hawaii International Conference System Science, pp. 54–63, Jan. 2003.
- [55] H. Zhao, K. Bhattacharya, «Spinning reserve market considering security and biddable reserve», IEEE Transactions on Power Systems, 2005.
- [56] F.S. Wen, A.K. David, «Optimally co-ordinated bidding strategies in Energy and Ancillary service market,» IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 149, n. 3, May 2002.
- [57] M. Vescovi, «Modelli S.F.E. per lo studio del Mercato Elettrico Italiano: un approccio tramite algoritmi genetici a codifica reale», C. Bovo, A cura di, Politecnico di Milano, 2009.
- [58] Autorità per l'energia elettrica ed il gas, Revisione dei fattori di perdita di energia elettrica, 26 Gennaio 2012, disponibile su:
<http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/12/013-12.pdf>
- [59] J. Nash, «Equilibrium Points in n-Person Game», Proceedings of the

- National Academy of Science, USA, vol. 36, pp. 48-51, 1950.
- [60] J. Nash, «Non-Cooperative Games,» *Annals of Mathematics*, n. 54, pp. 286-295, 1951.
 - [61] GAMS development Corporation, *General Algebraic Modeling System*, Washington DC, 2008, disponibile in: www.gams.com.
 - [62] H. Schmeffel, «Numerical optimization of computer models», Chichester, John Wiley & Sons, 1981.
 - [63] A. Bernasconi, B. Codenotti, «Introduzione alla complessità computazionale», Springer, 1998.
 - [64] F. Pentini, V. Parisi, «Global optimization and stochastic,» *Journal of Optimization Theory and Applications*, Vol. 46, n. 47, pp. 1-16, 1985.
 - [65] D. Karaboga, D. Pham, «Intelligent Optimisation Techniques: Genetic Algorithms», Chicago, Springer Verlag, 2000.
 - [66] M. Aydin, T. Fogarty, «A Distributed Evolutionary Simulated Annealing Algorithm for Combinatorial Optimization Problems», *Journal of Heuristics*, vol. 24, n. 10, pp. 269-292, 10 Marzo 2004.
 - [67] P. Laarhoven, E. Aarts, «Simulated Annealing: Theory and Practice», Dordrecht, 1987.
 - [68] K. Park, «The application of real-coded genetic algorithm for simulation optimization», *International Journal of Global Business*, vol. 1, n. 1, pp. 214-236, 2008.
 - [69] E. B. George, «Evolutionary operation: statistical method for process improvement», John Wiley & Sons, 1969.
 - [70] H. Bremermann, «Optimization through evolution and recombination», Washington D.C., Spartan Books, 1962.
 - [71] J. Holland, «Adaptation in Natural and Artificial Systems», Michigan, Ann Arbor, 1975.
 - [72] D. Goldberg, «Genetic algorithms in search, optimization and machine learning», Boston, Addison-Wesley Longman Publishing Co, 1989.
 - [73] D. Goldberg, «Genetic algorithms», Addison Wesley Longman, 1997.
 - [74] J. Koza, «Genetic programming: on the programming of computers by means of natural selection», Massachusetts, MIT Press, 1992.
 - [75] D. Fogel, «Evolutionary computation: toward a new philosophy of machine intelligence», New York, IEEE Press, 1995.
 - [76] G. Winter, «Genetic algorithms in engineering and computer science», New York, John Wiley Sons, 1995.
 - [77] Z. Michalewicz, «Genetic algorithms, data structures, evolution programs», 3rd, New York, Springer, 1996.

- [78] E. Aarts, A. Eiben, K.M.vanHee, «A general theory of genetic algorithms», University of Thechnology, Einndhoven, 1989.
- [79] T. Liu, M. Wineber, «The distribution genetir algorithm: evolving a population of ditributions», IEEE Congress on Evolutionary Computation, 2006.
- [80] Z. Michalewicz, «Genetic algorithms, numerical optimization and constraints», Sixth International Conference on Genetic Algorithms, San Mateo, 1995.
- [81] K. Deb, «Multi-objective optimization using evolutionary algorithms», John Wiley & Sons, 2002.
- [82] J. Koza, «Genetic programming: on the programming of computers by means of natural selection», Massachussets: MIT Press, 1992.
- [83] TERNA, «Individuazione zone della rete rilevante», 2008, disponibile in: http://www.terna.it/default/Home/SISTEMA_ELETTRICO
- [84] AEEG, Delibera ARG/1st116/08, «Approvazione parziale della proposta di Terna di suddivisione della rete rilevante in zone per il periodo 2009-2011», disponibile in: <http://www.autorita.energia.it/it/docs/08/116-08-arg.htm>
- [85] TERNA, «Procedura per la definizione dei limiti di transito fra le zone di mercato», 2009, disponibile in: http://www.terna.it/default/Home/SISTEMA_ELETTRICO/mercato_elettrico/Procedura_valutazione_limiti_e_limiti_transito.aspx
- [86] <http://www.edipower.it/azienda/index.asp>
- [87] <http://www.edison.it/edison/sites/default/it/company/profile/part.pdf>
- [88] <http://www.eon-italia.com/cms/it/189.jsp>
- [89] <http://www.repower.com/it/it/produzione/impiantil>
- [90] <http://www.enipower.eni.it/it/pages/azienda/azienda.shtml>
- [91] <http://www.tirrenopower.com/SitiProduttivi.aspx>
- [92] http://www.electrabel.it/content/corporate/profilo_it.asp
- [93] http://www.sarlux.it/content_it/profilo/storia.shtml
- [94] <http://www.erg.it/homeIT/il-gruppo/strutturaGruppo.html>
- [95] <http://www.egl-italia.it/int/it/it/about/portrait.html>
- [96] <http://www.edipower.it/centrali/index.asp>
- [97] <http://www.irenenergia.it/ChiSiamo/Attivita/EnergiaElettrica.html>
- [98] <http://www.edison.it/it/contatti/impianti-e-centrali.shtml>
- [99] <http://impianti.sorgenia.it/>
- [100] <http://www.erg.it/home/attivita/energiaElettrica/produzione.html>
- [101] <http://www.a2a.eu/gruppo/cms/a2a/it/societa/impianti/termo/>
- [102] <http://www.enel.it/it-IT/impianti/>
- [103] <http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/12/570-12rt.pdf>

- [104] E. Anderson, L. Bergman, «Market structure and the price of Electricity: an ex-ante analysis of the deregulated Swedish electricity market,» *The Energy Journal*, vol. 2, n. 16, pp. 97-109, 1995.
- [105] D. Chattopadhyay, «Multicommodity spatial Cournot model for generator bidding analysis,» *IEEE Transactions on Power System*, vol. 19, n. 1, pp. 267-275, 2004.
- [106] J. Bushnell, «Water and Power: hydroelectric resources in the era of competition in the western US,» *Power Paper*, University of California Energy Institute, California, 1998.
- [107] E. Bompard, C. Carpaneto, E. Ciwei, G. Napoli, M. Gallanti, G. Migliavacca, «A game theory simulator for assessing the performances of competitive electricity market,» in *IEEE PowerTech*, St. Petersburg, Russia, 2005.
- [108] H. Borenstein, J. Bushnell, G. Knittel, «Capacity constrained dynamic Cournot models of electricity markets» *University of California Energy Institute*, California, 2001.
- [109] O. Novas, C. Meseguer e J. Alba, «An iterative procedure for modelling strategic behaviour in competitive generation market,» *13th Power System Computation Conference*, Trondheim, Norway, 1999.
- [110] «Metodi e Modelli per l'analisi degli equilibri strategici nei mercati competitivi,» in *Seminario per Dottorandi*, Politecnico di Torino, 2002.
- [111] «An IPV auction model for strategic bidding analysis under incomplete and asymmetric information,» *ISAP: Intelligence system application to power system*, Lemmos, Grecia, 2003.
- [112] P. Milgrom, R. Weber, «A theory of auction and competitive bidding,» *Econometrica*, vol. 50, Settembre 1982.
- [113] J. Roman, J. Barquin, A. Gonzales, «Strategic Bidding in deregulated power system,» *Power System Computation Conference*, Trondheim, Norvegia, 1999.
- [114] J. Reneses, A. Baillo, M. Ventosa, M. Rivier, A. Ramos, «Strategies to fulfill medium-term objective through short term operation in competitive power markets,» *IEEE Bologna Power Tech Conference*, Bologna, 2003.
- [115] C. Day, B. Hobbs, «Oligopolistic competition in power network: a conjectured supply function approach,» *IEEE Transaction on power system*, vol. 17, n. 3, Agosto, 2002.
- [116] J. Bialek, «Strategic bidding of quantities in uniform price auction: conjectured supply function approach,» *Power Tech*, pp. 23-26, Giugno 2003.
- [117] D. Newbery, «Competition, contracts and entry in the electricity spot

- market,» *Rand Journal of Economics*, vol. 29, n. 4, pp. 726-749, 1998.
- [118] B. Hobbs, F.A.Wals, «Strategic generation with conjectured transmission price responses in a mixed transmission pricing system,» *IEEE Transaction on Power System*, vol. 19, n. 2, Maggio 2004.
 - [119] E. Anderson, H. Xu, «Optimal supply function in electricity markets with option contracts and non-smooth costs,» *Australian Graduate School of Management*, 2005.
 - [120] J. Baker, «Reducing bias and inefficiency in the selection algorithms» second International conference on Genetic Algorithms, San Mateo, 1987.
 - [121] G. Syswerda, «Uniform crossover in genetic algorithms», in 3rd International Conference on Genetic Algorithm, San Mateo, 1989.
 - [122] W.M. Spears, K. D. Long, «On the virtue of parametrized uniform crossover», in 4th International Conference on Genetic Algorithm, San Mateo, 1991.
 - [123] L. Eshelman, R. Carum, J. Schoffer, «Biases in the crossover landscape», in 3rd International Conference on Genetic Algorithms, 1989.
 - [124] G. Jin, S. Joo, «A study on RCGA» *Journal of control, automation and system engineering*, vol. 6, n. 4, 2000.
 - [125] S. Ling, F. Leung, «RCGA with average bound crossover and wavelet mutation for network parameters learning», in *IEEE International Joint Conference*, 2005.
 - [126] K. Deep, M. Thaur, «A new crossover operator for real coded algorithms», *Applied Mathematics and Computation*, vol. 188, pp. 895-911, 2007.
 - [127] P. Daumechies, «Tent lectures on Wavelet», *Society for Industrial and Applied Mathematics*, Philadelphia, 1992.
 - [128] O. Rioul, M. Vetterli, «Wavelets and signal processing», *IEEE Signal Process*, 1991.
 - [129] K. Deep, M. Thakur, «A new mutation operator for real coded genetic algorithms», *Applied Mathematics and Computation*, vol. 193, pp. 211-230, 2008.

