



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ  
ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ  
ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ  
ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ

## **Μοντέλα Ανταγωνισμού στη Χονδρεμπορική Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας**

**ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ**

**Μαρία Γ. Ρουμπάνη**

**Επιβλέπων :** Παντελής Κάπρος  
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Ιούλιος 2009





(Υπογραφή)

.....

**Μαρία Γ. Ρουμπάνη**

Διπλωματούχος Ηλεκτρολόγος Μηχανικός και Μηχανικός Υπολογιστών Ε.Μ.Π.

Copyright © Μαρία Γ. Ρουμπάνη, 2009

Με επιφύλαξη παντός δικαιώματος. All rights reserved.

Απαγορεύεται η αντιγραφή, αποθήκευση και διανομή της παρούσας εργασίας, εξ ολοκλήρου ή τμήματος αυτής, για εμπορικό σκοπό. Επιτρέπεται η ανατύπωση, αποθήκευση και διανομή για σκοπό μη κερδοσκοπικό, εκπαιδευτικής ή ερευνητικής φύσης, υπό την προϋπόθεση να αναφέρεται η πηγή προέλευσης και να διατηρείται το παρόν μήνυμα. Ερωτήματα που αφορούν τη χρήση της εργασίας για κερδοσκοπικό σκοπό πρέπει να απευθύνονται προς τους συγγραφείς.

Οι απόψεις και τα συμπεράσματα που περιέχονται σε αυτό το έγγραφο εκφράζουν τους συγγραφείς και δεν πρέπει να ερμηνευθεί ότι αντιπροσωπεύουν τις επίσημες θέσεις του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου.

## Περίληψη

Σκοπός της διπλωματικής εργασίας είναι η ανάπτυξη εμπειρικού μοντέλου ανταγωνισμού σε χονδρεμπορική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας το οποίο να προσομοιώνει ισορροπία ενδογενών συναρτήσεων οικονομικής προσφοράς από τις Μονάδες ηλεκτροπαραγωγής (supply function equilibrium model). Το μοντέλο θεωρεί ότι η χονδρεμπορική αγορά ευρίσκεται σε καθεστώς ατελούς ανταγωνισμού σύμφωνα με το οποίο οι επιχειρήσεις κατά την επίλυση του προβλήματος μεγιστοποίησης του κέρδους τους επιλέγουν ως μεταβλητή απόφασης μία συνάρτηση οικονομικής προσφοράς για κάθε Μονάδα ηλεκτροπαραγωγής. Ο ανταγωνισμός μέσω συναρτήσεων οικονομικής προσφοράς διαφέρει από τον ανταγωνισμό Cournot στον οποίο η μεγιστοποίηση κέρδους προσδιορίζει μία ποσότητα προσφοράς και τον ανταγωνισμό Bertrand όπου προσδιορίζει μία τιμή προσφοράς και όχι συνάρτηση προσφοράς. Το μοντέλο ανταγωνισμού με βάση ενδογενείς συναρτήσεις οικονομικής προσφοράς προσιδιάζει προς χονδρεμπορικές αγορές στις οποίες οι συμμετέχοντες ηλεκτροπαραγωγοί υποχρεούνται να υποβάλουν βηματικές συναρτήσεις οικονομικής προσφοράς ανά Μονάδα και οι οποίες χρησιμοποιούνται από το διαχειριστή της αγοράς για τον προσδιορισμό των εντολών κατανομής και στη συνέχεια για τον προσδιορισμό της Οριακής Τιμής Συστήματος καθώς και των πληρωμών στις Μονάδες. Τέτοιες αγορές λειτουργούν στην Ελλάδα, μερικώς στην Ισπανία και την Ιταλία, καθώς και σε αρκετές πολιτείες των ΗΠΑ. Εισάγοντας μεταβλητότητα της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας το μοντέλο προσδιορίζει συναρτήσεις προσφοράς ως μεταβλητής απόφασης για κάθε παραγωγό που μεγιστοποιεί το κέρδος του ανεξάρτητα από το τελικό επίπεδο ζήτησης. Η ταυτόχρονη μεγιστοποίηση κέρδους από όλους τους παραγωγούς και η εύρεση της ισορροπίας (δηλαδή της Οριακής Τιμής Συστήματος και της κατανομής Φορτίου σε Μονάδες) μορφοποιείται ως πρόβλημα μη γραμμικής ελαχιστοποίησης, έχοντας ως περιορισμούς προβλήματα μεικτής συμπληρωματικότητας (MPEC πρόβλημα). Στην παρούσα διπλωματική εξετάζεται το θεωρητικό υπόβαθρό του νέου αυτού μοντέλου ατελούς ανταγωνισμού, με βάση τη μέχρι τώρα βιβλιογραφία. Στη συνέχεια, και σύμφωνα με επιλεγμένη βιβλιογραφία, μοντελοποιείται το πρόβλημα που αντιμετωπίζει ο κάθε παραγωγός καθώς και το πρόβλημα του διαχειριστή της αγοράς και επιλύεται το συνολικό μοντέλο σε λογισμικό GAMS. Αριθμητική εφαρμογή έγινε για την Ελλάδα. Επιπλέον, διερευνάται η επίδραση που έχει τυχόν διαφοροποίηση των τιμών μερικών παραμέτρων στα αποτελέσματα του μοντέλου. Τέλος, εισηχθήκαν διαφοροποιήσεις του σταθερού όρου των συναρτήσεων προσφοράς ανατακτώντας στρατηγικά ζητήματα ανάκτησης κεφαλαιουχικού κόστους από κάθε παραγωγό. Το τελικό μοντέλο επιλύεται διαδοχικά για κάθε ώρα ενός έτους και γίνεται πρόβλεψη του επιπέδου της αναμενόμενης Οριακής Τιμής Συστήματος για κάθε φορτίο.

**Λέξεις Κλειδιά:** Μοντέλο Ισορροπίας Συναρτήσεων Οικονομικής Προσφοράς, Ολιγοπώλιο, Μοντέλα Ανταγωνισμού, Χονδρεμπορική Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας



## Abstract

The scope of this thesis is the formulation and analysis of an imperfect competition model, according to which each firm can bid a supply function rather than a fixed price or quantity (Supply Function Equilibrium model). The concept of a Supply Function Equilibrium (SFE) has been widely used to study generators' bidding behavior and market power issues in wholesale electricity markets, because it succeeds in encapsulating the underlying structure of the market. According to this structure, firms are permitted to bid increasing supply functions, that relate the quantity the firm will sell to the price the market will bear. In an oligopoly market, a firm has an uncertain residual demand even in equilibrium and so has a set of profit-maximizing points, one corresponding to each possible realization of its residual demand. In this case, a supply function provides valuable flexibility, because it can be chosen to coincide with this set of optimal price-quantity pairs. In comparison to that, in a stochastic Cournot game, firms must adjust their prices to the realization of demand, and in a stochastic Bertrand game, firms must adjust their quantities. Only by using a supply function as its strategic variable is a firm able to adapt to changing conditions in an optimal manner given their competitors' behavior. On the other hand, using a supply function complicates the problem each firm faces, both in terms of formulation and in terms of computability. In this thesis, the problem is formulated as an MPEC (Mathematical Problem with Equilibrium Constraints) taking a discretization over demand shocks and it is solved in the GAMS environment. The market equilibria achieved is independent of the demand shock distribution. The existing literature is reviewed and a numerical example on supply in the Greek Electricity Market is presented. Assuming that each firm will act in accordance with what is predicted by an optimal response model, we make a prediction of the System Marginal Price, determined by the aggregate supply function and the equilibrium quantity. Several issues are raised, particularly regarding the cost curve, according to which each firm bids. In the context of short-term operations, the cost curve used includes the operating costs associated with fuel and variable maintenance, while in the context of longer-term issues, capital cost is also included.

**Keywords:** Supply Function Equilibrium, Oligopoly, Competition Models, Wholesale Electricity Markets





## Ευχαριστίες

Με την ολοκλήρωση της διπλωματικής αυτής εργασίας θα ήθελα να ευχαριστήσω τον επιβλέποντα καθηγητή κ. Παντελή Κάπρο, για την ευκαιρία που μου έδωσε να ασχοληθώ με το παρόν ερευνητικό αντικείμενο και για τη συνεχή του καθοδήγηση. Επίσης, ευχαριστώ τον κ. Κωνσταντίνο Ντελκή, για την πολύτιμη βοήθεια και το ενδιαφέρον του καθ' όλη τη διάρκεια της εκπόνησής της. Τέλος, ευχαριστώ όλους όσους απασχολούνται στο Εργαστήριο Υποδειγμάτων Οικονομίας – Ενέργειας – Περιβάλλοντος του ΕΜΠ για όλα όσα έμαθα κατά την παραμονή μου σε αυτό.

Μαρία Ρουμπάνη,

Αθήνα, Ιούλιος 2009



## Πίνακας Περιεχομένων

<b>1</b>	<b>Εισαγωγή.....</b>	<b>17</b>
1.1	Η Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας.....	17
1.2	Αντικείμενο Διπλωματικής Εργασίας.....	19
1.3	Οργάνωση κειμένου.....	19
<b>2</b>	<b>Παρουσίαση Θεωρίας.....</b>	<b>21</b>
2.1	Εισαγωγή.....	21
2.2	Επισκόπηση βιβλιογραφίας.....	23
2.3	Ισορροπία Αγοράς.....	24
2.4	Θεωρητική Σύγκριση Μοντέλου Ισορροπίας Συναρτήσεων Προσφοράς- Λύσης Cournot.....	26
<b>3</b>	<b>Η Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας στην Ελλάδα.....</b>	<b>29</b>
3.1	Κατανομή Φορτίου.....	29
3.1.1	Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός.....	30
3.1.2	Προσφορές Έγχυσης.....	30
3.1.3	Επίλυση Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού.....	30
3.1.4	Οριακή Τιμή Συστήματος.....	31
3.1.5	Μεθοδολογία Μηχανισμού Επίλυσης ΗΕΠ- Πρόγραμμα ΗΕΠ.....	31
<b>4</b>	<b>Ανάλυση Βασικών Παραμέτρων.....</b>	<b>33</b>
4.1	Συνάρτηση Ζήτησης.....	33
4.2	Μονάδες Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας: Τεχνικά και Οικονομικά Στοιχεία ..	35
4.2.1	Ισχύς Μονάδων Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας.....	35
4.2.2	Κόστος Παραγωγής Μονάδων Ηλεκτρικής Ενέργειας.....	36
4.2.3	Μεταβλητό Κόστος Λειτουργίας.....	36
4.2.4	Σταθερό Κόστος Λειτουργίας.....	37
4.3	Οριακή Τιμή Συστήματος.....	37
4.4	Λειτουργία Αγοράς.....	38
4.5	Ισορροπία Αγοράς.....	40
4.5.1	Ισορροπία Nash.....	40
4.5.2	Ισχυρή Ισορροπία.....	40
4.6	Συναρτήσεις Προσφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας.....	40
4.7	Προσδιορισμός Παραμέτρων Καμπύλης Ζήτησης.....	47
4.7.1	Προσδιορισμός Ελάχιστου Shock Ζήτησης ( $e_{\min}$ ).....	47
4.7.2	Προσδιορισμός Μέγιστου Shock Ζήτησης ( $e_{\max}$ ).....	48

4.7.3	Προσδιορισμός Κλίσης Καμπύλης Ζήτησης ( $y$ ).....	49
<b>5</b>	<b>Μαθηματικό Μοντέλο.....</b>	<b>51</b>
5.1	Βελτιστοποίηση Κέρδους Μονάδας Παραγωγής Ηλεκτρισμού.....	52
5.2	Κατασκευή Συνάρτησης Προσφοράς.....	53
5.3	Τελικό Μοντέλο .....	56
5.4	Έλεγχος Βέλτιστου.....	62
<b>6</b>	<b>Ανάλυση Ευαισθησίας .....</b>	<b>63</b>
6.1	Ανάλυση Ευαισθησίας ως προς την κλίση της καμπύλης ζήτησης.....	63
6.2	Ανάλυση Ευαισθησίας ως προς την τιμή των shocks ζήτησης.....	65
6.3	Ανάλυση Ευαισθησίας ως προς το σταθερό όρο της καμπύλης οριακού κόστους..	66
6.4	Ανάλυση Ευαισθησίας ως προς την Επιλογή της Αντικειμενικής Συνάρτησης .....	69
<b>7</b>	<b>Αριθμητική Εφαρμογή Μοντέλου στην Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας της Ελλάδας.....</b>	<b>71</b>
7.1	Δεδομένα.....	72
7.1.1	Μονάδες Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας.....	72
7.1.2	Καμπύλη Φορτίου- Αφαίρεση Παραγωγής Υδροηλεκτρικών Μονάδων.....	73
7.1.3	Συνυπολογισμός Σταθερού Κόστους Μονάδων.....	76
7.2	Αποτελέσματα .....	76
7.2.1	Συναρτήσεις Προσφοράς Μονάδων.....	76
7.2.2	Οριακή Τιμή Συστήματος.....	82
7.2.3	Λειτουργία και Κέρδος Μονάδων .....	84
<b>8</b>	<b>Επίλογος .....</b>	<b>85</b>
8.1	Συμπεράσματα.....	85
8.2	Δυνατότητες Επέκτασης.....	86
<b>9</b>	<b>Βιβλιογραφία &amp; Αναφορές .....</b>	<b>89</b>
	<b>Παράρτημα.....</b>	<b>94</b>

## Πίνακας Σχημάτων

Σχήμα 1. Shocks .....	22
Σχήμα 2. Electricity Demand Shocks .....	34
Σχήμα 3. Λειτουργία Αγοράς .....	38
Σχήμα 4. Ασυνέχεια Συνάρτησης Προσφοράς .....	41
Σχήμα 5. Θεώρημα 4.1 (α).....	43
Σχήμα 6. Θεώρημα 4.1 (β).....	45
Σχήμα 7. Καμπύλη ζήτησης για ενδεικτικές τιμές της κλίσης $y$ .....	50
Σχήμα 8. Κατασκευή Προσφοράς Έγχυσης .....	54
Σχήμα 9. Μεταβλητή $\xi_{ijk}$ .....	56
Σχήμα 10. Προσέγγιση κατά Τμήματα Γραμμικής Καμπύλης.....	57
Σχήμα 11. Θεώρημα 5.1(α).....	58
Σχήμα 12. Θεώρημα 5.1(β).....	59
Σχήμα 13. Καμπύλες Φορτίου .....	75



## Πίνακας Διαγραμμάτων

Διάγραμμα 1. Ανάλυση Ευαισθησίας ως προς την κλίση της καμπύλης ζήτησης .....	64
Διάγραμμα 2. Ανάλυση Ευαισθησίας ως προς τα όρια των shocks Ζήτησης .....	65
Διάγραμμα 3. Ανάλυση Ευαισθησίας ως προς το σταθερό όρο της καμπύλης οριακού κόστους ( $\alpha$ ) .....	67
Διάγραμμα 4. Ανάλυση Ευαισθησίας ως προς το σταθερό όρο της καμπύλης οριακού κόστους ( $\beta$ ) .....	68
Διάγραμμα 5. Περίπτωση (1): Συναρτήσεις Προσφοράς Μονάδων Φορτίου Βάσης .....	77
Διάγραμμα 6. Περίπτωση (1): Συναρτήσεις Προσφοράς Μονάδων Συνδυασμένου Κύκλου Φυσικού Αερίου.....	78
Διάγραμμα 7. Περίπτωση (1): Συναρτήσεις Προσφοράς Μονάδων Αιχμής.....	78
Διάγραμμα 8. Περίπτωση (2): Συναρτήσεις Προσφοράς Μονάδων Συνδυασμένου Κύκλου Φυσικού Αερίου.....	79
Διάγραμμα 9. Περίπτωση (2): Συναρτήσεις Προσφοράς Μονάδων Αιχμής.....	80
Διάγραμμα 10. Σύγκριση Συναρτήσεων Προσφοράς Μονάδων Συνδυασμένου Κύκλου Φυσικού Αερίου για τις Περιπτώσεις (1) και (2).....	81
Διάγραμμα 11. Σύγκριση Συναρτήσεων Προσφοράς Μονάδων Φορτίου Αιχμής για τις Περιπτώσεις (1) και (2).....	81
Διάγραμμα 12. Οριακή Τιμή Συστήματος.....	83
Διάγραμμα 13. Καμπύλη Διάρκειας Οριακής Τιμής Συστήματος.....	83





# 1

## *Εισαγωγή*

### *1.1 Η Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας*

Η ηλεκτρική ενέργεια είναι ένα αγαθό το οποίο αφορά έναν πολύ μεγάλο αριθμό καταναλωτών, χωρίς να είναι άμεσα υποκαταστάσιμο. Έως τώρα το συγκεκριμένο αγαθό προσφερόταν από μία μόνο επιχείρηση, η οποία στις περισσότερες χώρες ήταν κρατική. Αυτό είχε ως αποτέλεσμα η αγορά της ηλεκτρικής ενέργειας να αποτελεί μονοπώλιο υπό δημόσιο έλεγχο με τη μοναδική επιχείρηση που παρήγαγε και εμπορευόταν ηλεκτρική ενέργεια να έχει τη δυνατότητα να καθορίζει τόσο την τιμή (μετά την έγκρισή της από την πολιτεία), όσο και την ποσότητα προσφοράς. Τα τελευταία χρόνια η αγορά μετατρέπεται βαθμιαία σε ολιγοπωλιακή, καθώς το ισχύον θεσμικό πλαίσιο επιτρέπει την είσοδο και άλλων παραγωγών ηλεκτρικής ενέργειας σε αυτήν. Η αναδιάρθρωση αυτή δίνει ελπίδες για αύξηση του κοινωνικού πλεονάσματος, χαμηλότερες τιμές, διαφανείς μεθόδους τιμολόγησης, ενώ παράλληλα, αυξάνει τις επιλογές των καταναλωτών ηλεκτρικής ενέργειας.

Η μετάβαση σε μία αγορά ατελούς ανταγωνισμού είναι σχετικά δύσκολη και εισάγει πολλές καινούριες έννοιες και διαδικασίες στο χώρο της παραγωγής και πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας. Ένας από τους βασικότερους προβληματισμούς στην απελευθερωμένη αγορά ενέργειας είναι η βελτιστοποίηση της συμπεριφοράς των παραγωγών και ειδικότερα ο προσδιορισμός της συμπεριφοράς εκείνης που θα οδηγήσει την κάθε επιχείρηση στη μεγιστοποίηση του κέρδους της. Η εύρεση της βέλτιστης στρατηγικής περιπλέκεται ακόμη περισσότερο αφού οι παραγωγοί δε γνωρίζουν τη ζήτηση που θα κληθούν να καλύψουν. Η δυνατότητα προσδιορισμού της βέλτιστης στρατηγικής του κάθε παραγωγού σε οποιοδήποτε επίπεδο ζήτησης είναι και το ιδιαίτερο στοιχείο που εισάγει το μοντέλο ισορροπίας συναρτήσεων προσφοράς, στο οποίο οι παραγωγοί ανταγωνίζονται προσφέροντας καμπύλες τιμής- ποσότητας, αντί για μία σταθερή τιμή (Bertrand) ή μία σταθερή ποσότητα (Cournot). Η συγκεκριμένη προσέγγιση δίνει πολύ μεγαλύτερη ευελιξία

στους παραγωγούς στην προσπάθεια μεγιστοποίησης των κερδών τους, αφού τους επιτρέπει να προσαρμόσουν την παραγωγή τους για κάθε πιθανό επίπεδο ζήτησης. Από την άλλη πλευρά, όμως, η χρήση μιας συνάρτησης ως μεταβλητής απόφασης δυσχεραίνει τη διατύπωση και την επίλυση του προβλήματος. Το συγκεκριμένο πεδίο έχει προκαλέσει το ενδιαφέρον πολλών αναλυτών και έχει αποτελέσει το έναυσμα για την ανάπτυξη επιστημονικών θεωριών σχετικά με τη βελτιστοποίηση της συμπεριφοράς όλων των συμμετεχόντων στην απελευθερωμένη αγορά ενέργειας.

Η ηλεκτρική ενέργεια ως αγαθό παρουσιάζει αρκετές ιδιαιτερότητες που περιπλέκουν ακόμη περισσότερο τη μοντελοποίηση του προβλήματος. Στις αγορές των περισσότερων αγαθών παρατηρείται κάποια σημαντική ελαστικότητα ως προς την τιμή. Επιπλέον υπάρχει δυνατότητα αποθήκευσης του προϊόντος και αρκετά ελαστικοί περιορισμοί σχετικά με τη μεταφορά αυτού, κάτι που οδηγεί στον καθορισμό μίας και μοναδικής τιμής σε όλη την αγορά. Αντίθετα, στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας οι συνθήκες αυτές διαφοροποιούνται σημαντικά: δεν υπάρχει δυνατότητα αποθήκευσης σημαντικών ποσοτήτων ενέργειας και η ελαστικότητα ζήτησης ως προς την τιμή είναι αρκετά μικρή. Η αγορά, επομένως, θα μπορούσε εύκολα να οδηγηθεί σε αστάθεια, χωρίς την παρουσία ενός ανεξάρτητου Διαχειριστή του Συστήματος. Λόγω της αδυναμίας αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας προκύπτει η ανάγκη εξίσωσης της προσφοράς και της ζήτησης σε συνεχή βάση, λαμβάνοντας υπόψη και τους τεχνικούς περιορισμούς του Συστήματος, οι οποίοι θα μπορούσαν ενδεχομένως να οδηγήσουν στην ύπαρξη διαφορετικών Οριακών Τιμών σε κάποιες γεωγραφικές περιοχές (π.χ. λόγω διαφορετικής υποδομής δικτύου, αυξημένης παραγωγής ή κατανάλωσης σε κάποιο γεωγραφικό σημείο). Παρόλα αυτά, οι ισχύοντες κανονισμοί επιβάλλουν την ύπαρξη μίας μόνο Οριακής Τιμής Συστήματος για το σύνολο της αγοράς (η οποία προκύπτει ως η σταθμισμένη μέση των Οριακών Τιμών ανά γεωγραφική περιοχή). Επιπλέον, η παραγωγή μίας Μονάδας υπόκειται και σε άλλους τεχνικούς περιορισμούς, όπως αυτός του τεχνικού ελαχίστου για τις θερμοηλεκτρικές Μονάδες. Στην προκειμένη περίπτωση, δημιουργείται εξάρτηση της προσφοράς που υποβάλλει κάθε Μονάδα σε κάθε περίοδο από την προηγούμενη κατάσταση της, κάτι που σημαίνει ότι οι περίοδοι κατανομής δεν μπορούν να εξετάζονται ανεξάρτητα. Ένας, επιπλέον, παράγοντας που πρέπει να εξεταστεί σχετικά με την αλληλεξάρτηση των περιόδων κατανομής είναι η υδροθερμική συνεργασία. Τέλος, η μόλις πρόσφατη αποκρατικοποίηση της αγοράς σημαίνει ότι η πλειονότητα των ηλεκτροπαραγωγικών Μονάδων εξακολουθεί να ελέγχεται από μία μόνο επιχείρηση, η οποία διατηρεί σημαντική δύναμη στη διαμόρφωση της Οριακής Τιμής Συστήματος και ηγείται της αγοράς. Η στρατηγική που η συγκεκριμένη επιχείρηση ακολουθεί και η οποία πολλές φορές επιλέγεται και με άλλα κριτήρια, εκτός της μεγιστοποίησης του κέρδους της, όπως η επιθυμία για διατήρηση της δύναμής της, οδηγεί την αγορά σε συμπεριφορές που αποκλίνουν από τη βέλτιστη, ενώ οι ανεξάρτητοι παραγωγοί ακολουθούν. Οι παραπάνω παράγοντες δυσχεραίνουν σημαντικά τη διατύπωση ενός μοντέλου για την επίλυση του προβλήματος βελτιστοποίησης που αντιμετωπίζει η κάθε Μονάδα στην απελευθερωμένη αγορά.

Σε μία πρώτη προσέγγιση του προβλήματος, μπορεί κανείς να θεωρήσει ότι όλες οι Μονάδες λειτουργούν με κριτήριο τη βελτιστοποίηση του κέρδους τους και χωρίς καμία μεταξύ τους συνεννόηση. Θεωρούμε, επίσης ότι οι τεχνικοί περιορισμοί τους Συστήματος δεν ενεργοποιούνται κι επομένως ο ρόλος του ανεξάρτητου Διαχειριστή του Συστήματος απλοποιείται και περιορίζεται στην εξασφάλιση του ισοζυγίου προσφοράς- ζήτησης της ενέργειας. Η λειτουργία της αγοράς υπό συνθήκες ατελούς ανταγωνισμού και με τη χρησιμοποίηση συναρτήσεων προσφοράς ως μεταβλητής απόφασης από τους παραγωγούς έχει μελετηθεί ιδιαίτερα τα τελευταία χρόνια και αποτελεί το αντικείμενο της παρούσας διπλωματικής.

## **1.2 Αντικείμενο Διπλωματικής Εργασίας**

Στην παρούσα διπλωματική εργασία, παρουσιάζονται τα βασικότερα στοιχεία της θεωρίας του μοντέλου ισορροπίας συναρτήσεων προσφοράς, με βάση τη μέχρι τώρα βιβλιογραφία. Στη συνέχεια, και σύμφωνα με επιλεγμένη βιβλιογραφία, μοντελοποιείται το πρόβλημα που αντιμετωπίζει ο κάθε παραγωγός στην προσπάθειά του να μεγιστοποιήσει τα κέρδη του. Παράλληλα, εξετάζονται όλες εκείνες οι παράμετροι που εισάγονται στο μοντέλο και διερευνάται η επίδραση που έχει τυχόν διαφοροποίησή τους στα αποτελέσματα, ενώ εισάγονται και κάποια νέα ερωτήματα σχετικά με τη βέλτιστη στρατηγική του κάθε παραγωγού. Τέλος, υποθέτοντας ότι όλοι οι παραγωγοί που συμμετέχουν στην αγορά θα υιοθετήσουν τη συμπεριφορά εκείνη που θα βελτιστοποιήσει τα κέρδη τους, δίνεται η δυνατότητα πρόβλεψης της Οριακής Τιμής Συστήματος για κάποια ενδεικτικά φορτία κατά τη διάρκεια ενός έτους και του μετέπειτα υπολογισμού του συνολικού κέρδους που θα μπορούσε να έχει κάθε παραγωγός.

## **1.3 Οργάνωση κειμένου**

Στο κεφάλαιο 2 εξετάζεται το θεωρητικό υπόβαθρο του νέου αυτού μοντέλου ατελούς ανταγωνισμού, οι λόγοι που οδήγησαν στη δημιουργία του, καθώς και αυτοί που κάνουν τόσο δύσκολη τη διατύπωση και επίλυσή του. Ακόμη, εξετάζεται η υπάρχουσα βιβλιογραφία και γίνεται αναφορά σε κάποιες από τις βασικότερες εργασίες που έχουν μέχρι τώρα δημοσιευτεί στο συγκεκριμένο αντικείμενο. Τέλος, γίνεται μία θεωρητική σύγκριση του μοντέλου ισορροπίας συναρτήσεων προσφοράς με τη λύση Cournot . Στο κεφάλαιο 3 αναφέρονται κάποιες βασικές πληροφορίες σχετικά με την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας της Ελλάδας, γίνεται αναφορά σε όσους συμμετέχουν σε αυτήν, καθώς και σε όλες εκείνες τις θεσμοθετημένες διαδικασίες που εκτελούνται ώστε να επιτευχθεί η ομαλή λειτουργία της.

Στο κεφάλαιο 4 αναλύονται οι βασικές παράμετροι του προβλήματος και παρουσιάζονται κάποια θεωρήματα σχετικά με τη δυνατότητα ύπαρξης ισορροπίας στην αγορά.

Στο κεφάλαιο 5 αναλύεται η κατασκευή της συνάρτησης προσφοράς της κάθε Μονάδας Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας και παρουσιάζεται αναλυτικά η μοντελοποίηση του προβλήματος βελτιστοποίησης που αυτή αντιμετωπίζει στην απελευθερωμένη αγορά.

Στο κεφάλαιο 6 παρουσιάζονται κάποια βασικά παραδείγματα, μέσα από τα οποία διερευνάται η επίδραση που έχει η διαφοροποίηση της κάθε παραμέτρου του προβλήματος στα τελικά αποτελέσματα του μοντέλου.

Στο κεφάλαιο 7 παρουσιάζεται μία εφαρμογή του μοντέλου στην ελληνική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Το μοντέλο επιλύεται διαδοχικά για κάθε ώρα ενός έτους και γίνεται πρόβλεψη του επιπέδου της αναμενόμενης Οριακής Τιμής Συστήματος για κάθε φορτίο. Τέλος, διατυπώνονται ορισμένα ερωτήματα σχετικά με τη στρατηγική τιμολόγησης της κάθε επιχείρησης.

Στο κεφάλαιο 8 συνοψίζονται και σχολιάζονται τα αποτελέσματα, παρουσιάζονται κάποια συμπεράσματα και προτείνονται επεκτάσεις του προτεινόμενου μοντέλου.

Τέλος, στο κεφάλαιο 9 παρουσιάζεται η λίστα βιβλιογραφικών αναφορών της παρούσας διπλωματικής εργασίας.



# 2

## *Παρουσίαση Θεωρίας*

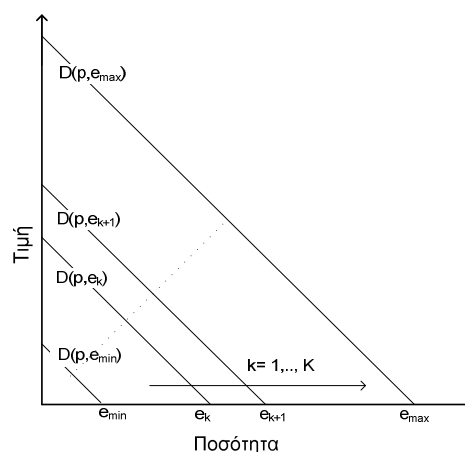
### *2.1 Εισαγωγή*

Πολλές είναι οι περιπτώσεις αγαθών, των οποίων η αγορά λειτουργεί υπό συνθήκες ατελούς ανταγωνισμού. Αυτό σημαίνει ότι οι επιχειρήσεις που δραστηριοποιούνται στην παραγωγή των συγκεκριμένων αγαθών είναι σχετικά λίγες (ο αριθμός τους είναι συγκεκριμένος), οι καταναλωτές πολλοί, ενώ η αθροιστική καμπύλη ζήτησης παρουσιάζει αρνητική κλίση (η ζήτηση μειώνεται καθώς η τιμή στην οποία διατίθεται το αγαθό αυξάνει). Οι διάφορες περιπτώσεις ατελούς ανταγωνισμού προκύπτουν ανάλογα με την υπόθεση σχετικά με το ποιους παράγοντες θεωρεί μία επιχείρηση ότι παραμένουν σταθεροί ή σχετικά με το πώς αυτοί μεταβάλλονται όταν μία επιχείρηση καλείται να επιλύσει το πρόβλημα μεγιστοποίησης του κέρδους της. Οι συνηθέστερες περιπτώσεις περιλαμβάνουν, είτε τη λύση Cournot, είτε τη λύση Bertrand. Σύμφωνα με τη λύση Cournot κάθε επιχείρηση, μη ξέροντας τι θα κάνουν οι άλλες επιχειρήσεις, δέχεται ότι το επίπεδο παραγωγής τους είναι δεδομένο και, επομένως, επιδιώκει να μεγιστοποιήσει το κέρδος της προσαρμόζοντας τη δική της παραγωγή. Αυτό σημαίνει ότι αποφασίζει και προσφέρει στην αγορά μία συγκεκριμένη σταθερή ποσότητα του αγαθού που παράγει. Η λύση Bertrand είναι, ουσιαστικά, η δική της λύσης Cournot και σύμφωνα με αυτή, η κάθε επιχείρηση θεωρεί δεδομένες τις τιμές προσφοράς των άλλων επιχειρήσεων και αποφασίζει ποια θα είναι η τιμή στην οποία η ίδια θα προσφέρει το αγαθό της στην αγορά. Σε καμία από τις δύο παραπάνω λύσεις δεν υπάρχει συνεννόηση ανάμεσα στις επιχειρήσεις. Εκτός από τις δύο αυτές λύσεις, υπάρχουν κάποια ακόμη πιο εξειδικευμένα μοντέλα σχετικά με το μέγεθος και τις σχέσεις των διάφορων επιχειρήσεων. Η ισορροπία της αγοράς επιτυγχάνεται όταν η μεταβλητή απόφαση σύμφωνα με την οποία έχουν επιλέξει οι επιχειρήσεις να ανταγωνίζονται λαμβάνει τιμές που εξασφαλίζουν μεγιστοποίηση του κέρδους για την κάθε επιχείρηση δεδομένης της απόφασης των άλλων, ενώ καμία επιχείρηση δεν μπορεί να ωφεληθεί με ενδεχόμενη μεταβολή της στρατηγικής της.

Ωστόσο, τίθεται πάντα το ερώτημα για το αν τελικά είναι προτιμότερο να επιλέγει μία επιχείρηση την τιμή ή την ποσότητα παραγωγής ως τη μεταβλητή σύμφωνα με την οποία αποφασίζει τη μεγιστοποίηση του κέρδους της, αφού μία επιχείρηση μπορεί να μην προτίθεται να δεσμευτεί σε κάποια από τις δύο αυτές στρατηγικές. Στο σημείο αυτό, έρχεται να προστεθεί ένα ακόμη μοντέλο λειτουργίας της αγοράς υπό συνθήκες ατελούς ανταγωνισμού. Σύμφωνα με το μοντέλο ισορροπίας συναρτήσεων προσφοράς μία επιχείρηση έχει τη δυνατότητα να διαθέσει κάθε επίπεδο από την παραγωγή της σε διαφορετική τιμή. Με αυτό τον τρόπο, μπορεί να επιλέξει τη βέλτιστη στρατηγική της σε μία περιοχή τιμών που μπορεί να λάβει η υπολειπόμενη σε αυτή ζήτηση, επιλέγοντας διαφορετικά σημεία τιμής- ποσότητας για κάθε πιθανό επίπεδο αυτής. Τα διαφορετικά αυτά σημεία τα οποία επιλέγει η επιχείρηση συνθέτουν μία συνάρτηση προσφοράς.

Σε περιπτώσεις στις οποίες δεν είναι εκ των προτέρων γνωστή η υπολειπόμενη ζήτηση της κάθε επιχείρησης, υπάρχει ένα σύνολο σημείων που μεγιστοποιούν το κέρδος της, κάθε ένα από τα οποία αντιστοιχεί στην πραγματοποίηση ενός ενδεχομένου. Σε αυτή την περίπτωση, η επιχείρηση μπορεί να επιλέξει τη συνάρτηση την οποία θα προσφέρει στην αγορά, έτσι ώστε να περιλαμβάνει το σύνολο αυτών των σημείων. Η ισορροπία που τελικά επιτυγχάνεται είναι ανεξάρτητη από την κατανομή των διαφόρων ενδεχομένων, δηλαδή, είναι ανεξάρτητη από την πιθανότητα εμφάνισης που παρουσιάζει κάθε ένα από αυτά. Αυτό εξηγείται από το γεγονός ότι κάθε επιχείρηση μέσω της επιλογής σημείων ποσότητας- τιμής επιδιώκει τη μεγιστοποίηση των κερδών της ανεξάρτητα από το ενδεχόμενο που θα πραγματοποιηθεί. Πρόκειται ουσιαστικά για τη διαδοχική επίλυση του προβλήματος της επιχείρησης θεωρώντας κάθε φορά ως δεδομένη την τελική υπολειπόμενη ζήτηση.

Η μεταβλητότητα που παρουσιάζει η ζήτηση μπορεί να μοντελοποιηθεί με την προσθήκη ενός shock  $e$  στη συνάρτηση της. Με αυτόν τον τρόπο η ζήτηση παίρνει τιμές μέσα σε ένα συγκεκριμένο εύρος, το οποίο ορίζεται μέσω του πεδίου ορισμού του shock. Κάθε τιμή που δίνεται στο shock μετακινεί την καμπύλη ζήτησης προς τα δεξιά στον άξονα των ποσοτήτων. Έτσι, η επιχείρηση επιλύει για κάθε shock το πρόβλημά της και καταλήγει στην επιλογή ενός διαφορετικού κάθε φορά σημείου. Τα διαδοχικά σημεία που προκύπτουν συνθέτουν, τελικά, και την καμπύλη που η επιχείρηση προσφέρει στην αγορά.



**Σχήμα 1. Shocks**

Η κάθε επιχείρηση επιλύει το πρόβλημα βελτιστοποίησης της στρατηγικής της πριν γίνει γνωστό το τελικό shock. Όταν το τελικό επίπεδο ζήτησης γίνει γνωστό, κάθε μία από τις επιχειρήσεις προσφέρει ποσότητα ίση με το σημείο όπου η συνάρτηση της υπολειπόμενης

ζήτησης τέμνει τη συνάρτηση προσφοράς της. Ουσιαστικά, είναι σαν κάθε επιχείρηση να έχει τη δυνατότητα να περιμένει την πραγματοποίηση της ζήτησης και εκ των υστέρων να υποβάλει τη δική της προσφορά (με δεδομένες τις προσφορές των άλλων). Αξίζει να τονισθεί ότι εφόσον μιλάμε για ισορροπία της αγοράς, καμία επιχείρηση δε θα μπορούσε να ωφεληθεί ακόμη κι αν είχε τη δυνατότητα να αποκλίνει από τη στρατηγική που αρχικά επέλεξε (θεωρώντας, βέβαια, ότι οι ανταγωνιστικές επιχειρήσεις δε θα μετέβαλαν τη στρατηγική τους).

Η έννοια της ισορροπίας της αγοράς προϋποθέτει την ύπαρξη κάποιας στρατηγικής μέσω της οποίας κάθε επιχείρηση προσδιορίζει την προσφορά της. Όπως αναφέρθηκε, στην περίπτωση ενός ολιγοπωλίου Cournot οι επιχειρήσεις ρυθμίζουν την ποσότητα που προσφέρουν, ενώ στην περίπτωση ενός ολιγοπωλίου Bertrand ρυθμίζουν την τιμή τους. Μόνο στην περίπτωση που οι επιχειρήσεις υποβάλλουν συναρτήσεις προσφοράς μπορούν να μεγιστοποιήσουν το κέρδος τους οποιοδήποτε ενδεχόμενο κι αν πραγματοποιηθεί. Σε αντίθεση με το συγκεκριμένο μοντέλο, τόσο στην λύση Cournot, όσο και στην λύση Bertrand, οι επιχειρήσεις τις περισσότερες φορές θα επέλεγαν να αλλάξουν τη στρατηγική τους όταν γινόταν γνωστό το τελικό επίπεδο της ζήτησης, αφού μία διαφορετική τιμή της μεταβλητής απόφασης θα αύξανε το κέρδος τους. Επομένως, μόνο η πρότερη γνώση και βεβαιότητα για το επίπεδο ζήτησης θα οδηγούσε μία επιχείρηση στην πραγματική μεγιστοποίηση των κερδών της. Μία σταθερή τιμή ή ποσότητα δεν μπορεί ποτέ να αποτελέσει βέλτιστη στρατηγική μιας επιχείρησης όταν αυτή χαρακτηρίζεται από μία αύξουσα καμπύλη οριακού κόστους. Η δυσκολία αυτή ουσιαστικά εξαλείφεται αν απαλλάξουμε την κάθε επιχείρηση από την ανάγκη να προβλέψει τη ζήτηση και της δώσουμε τη δυνατότητα να αποφασίσει το συνδυασμό τιμής και ποσότητας για κάθε επίπεδο ζήτησης.

## **2.2 Επισκόπηση βιβλιογραφίας**

Η πρώτη ολοκληρωμένη ανάλυση σχετικά με το μοντέλο αυτό έγινε από τους Klemperer και Meyer (1), (1), οι οποίοι μελέτησαν μία συμμετρική αγορά ενός προϊόντος (αγορά στην οποία συμμετέχουν παραγωγοί που χαρακτηρίζονται από τις ίδιες καμπύλες κόστους και υπόκεινται στους ίδιους περιορισμούς). Οι ίδιοι ανέλυσαν τη γενική μορφή της καμπύλης ζήτησης, των καμπυλών κόστους και των συναρτήσεων προσφοράς των παραγωγών. Η προσέγγιση που ακολούθησαν για τη διατύπωση του προβλήματος και τον προσδιορισμό της βέλτιστης προσφοράς της κάθε επιχείρησης βασίζεται στην επίλυση συνήθων διαφορικών εξισώσεων.

Οι πρώτοι που επέλεξαν να εφαρμόσουν το μοντέλο αυτό στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας ήταν οι Green και Newbery (2). Η εφαρμογή αυτή αφορούσε την αγορά της Αγγλίας και της Ουαλίας και προσέελκυσε μεγάλο ενδιαφέρον από τον ακαδημαϊκό χώρο. Συγκεκριμένα, προσομοίωσαν μία αγορά στην οποία δραστηριοποιούνται κάποιοι παραγωγοί, καθένας από τους οποίους αποφασίζει και υποβάλλει στο Διαχειριστή του Συστήματος μία συνάρτηση προσφοράς, στην οποία και δεσμεύεται για αρκετές περιόδους κατανομής. Επίσης, επεκτείνοντας το μοντέλο δοκίμασαν να συμπεριλάβουν περιορισμούς μέγιστης παραγωγής της κάθε Μονάδας, καθώς έλαβαν υπόψη τους και τη δυνατότητα ύπαρξης διμερών συμβολαίων πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας (3), (4), (5). Σε καμία από τις αναλύσεις τους δεν συμπεριέλαβαν τους τεχνικούς περιορισμούς του Συστήματος, κάτι το οποίο επιχειρήθηκε από τους Hobbs, Metzler και Pang (6), οι οποίοι επέλεξαν τη DC (συνεχούς ρεύματος) προσέγγιση και τους Weber και Overbye (7), οι οποίοι επέλεξαν να εξετάσουν το AC (εναλλασσόμενου ρεύματος) μοντέλο. Μέσα από την DC προσέγγιση του Ηλεκτρικού Συστήματος μπορεί κανείς να μελετήσει τη ροή ενεργού ισχύος

καθώς και τις γωνίες φάσης στο Σύστημα. Από την άλλη πλευρά, η AC προσέγγιση συνεκτιμά και το βασικό θέμα της αέργου ισχύος, περιπλέκει, όμως, αρκετά το μοντέλο, γι' αυτό και συναντάται σπανιότερα στη βιβλιογραφία. Ένα από τα πιο δύσκολα και ενδιαφέροντα σημεία ενός μοντέλου που συμπεριλαμβάνει τεχνικούς περιορισμούς είναι η ανάγκη διαμόρφωσης διαφορετικών Οριακών Τιμών στους κόμβους του Συστήματος (8), (9). Ακολουθώντας την AC προσέγγιση οι Bautista, Guillermo και Vanelli (10), (11) ερευνούν τη δυνατότητα μεγιστοποίησης του κέρδους μίας Μονάδας μέσα από την πώληση ενεργού και άεργου ισχύος, καθώς και ποσοστού της εγκατεστημένης ισχύος ως εφεδρείας. Η θεώρηση αυτή είναι ιδιαίτερα περίπλοκη αφού οι τρεις αυτές υπηρεσίες είναι αμοιβαία αποκλειόμενες, η συμμετοχή, δηλαδή, μίας Μονάδας σε κάποια από αυτές, μειώνει την ισχύ που μπορεί να διαθέσει σε κάποια άλλη. Ένα άλλο σημαντικό θέμα που συναντάται στη βιβλιογραφία είναι η υδροθερμική συνεργασία, το οποίο μελετούν οι Ramos, Ventosa, Rivier και Santamaria (12), και ο Bushnell (13).

Ευρέως διαδεδομένη παραμένει και η χρήση της λύσης Cournot για τη μελέτη της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας (14), (6). Καθώς, το μοντέλο ισορροπίας συναρτήσεων προσφοράς συνεχίζει να αναπτύσσεται πολλά είναι και τα ερωτήματα που προκύπτουν σχετικά με τη σύγκρισή του με τη λύση Cournot (15). Τέλος, κατά τη μελέτη του μοντέλου ισορροπίας συναρτήσεων προσφοράς αντιμετωπίζει κανείς πολλούς παράγοντες οι οποίοι δεν μπορούν να μοντελοποιηθούν: η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας στις περισσότερες χώρες έχει μόλις αρχίσει να λειτουργεί υπό συνθήκες ατελούς ανταγωνισμού με αποτέλεσμα να υπάρχουν ακόμη επιχειρήσεις που ελέγχουν τη συντριπτική πλειοψηφία των Μονάδων, ενώ παράλληλα δεν υπάρχει σημαντική εμπειρία στο συγκεκριμένο τομέα. Όλοι αυτοί οι παράγοντες οδηγούν κάποιες φορές τους παραγωγούς και τελικά και την αγορά σε συμπεριφορές που αποκλίνουν αρκετά από τη βέλτιστη όπως αυτή υπολογίζεται από το μοντέλο (16). Το μοντέλο ισορροπίας συναρτήσεων προσφορών έχει διατυπωθεί με πολλούς διαφορετικούς τρόπους, άλλοτε ως MPEC (Mathematical Problem with Equilibrium Constraints), άλλοτε ως NLP (Non Linear Program) και άλλοτε ως MCP (Mixed Complementarity Problem), ενώ έχει μελετηθεί η επίλυσή του τόσο αριθμητικά, όσο και επαναληπτικά. Η προσέγγιση που ακολουθείται στην παρούσα διπλωματική είναι αυτή που προτάθηκε από τους Anderson και Hu (17) και αφορά την αριθμητική επίλυση ενός MPEC προβλήματος.

## **2.3 Ισορροπία Αγοράς**

Όταν σε μία αγορά οι επιχειρήσεις δε γνωρίζουν το τελικό επίπεδο ζήτησης, η κάθε μία από αυτές έχει ένα σύνολο από σημεία τα οποία θα μπορούσαν να μεγιστοποιήσουν το κέρδος της ανάλογα με το ποιο ενδεχόμενο θα πραγματοποιηθεί, ακόμη κι όταν γνωρίζει τη στρατηγική που ακολουθούν οι ανταγωνιστικές προς αυτήν επιχειρήσεις. Σύμφωνα με την έως τώρα ανάλυση, μία επιχείρηση μπορεί να επιτύχει υψηλότερα κέρδη αν επιλέξει να προσφέρει στην αγορά μία συνάρτηση, αντί μίας σταθερής ποσότητας ή μίας σταθερής τιμής. Αν ακολουθήσουμε την ίδια διαδικασία όπως προηγουμένως καταλήγουμε σε ένα σύστημα συνήθων διαφορικών εξισώσεων, το οποίο είναι δύσκολο να επιλυθεί, ιδιαίτερα αν θεωρήσουμε ότι οι επιχειρήσεις που δραστηριοποιούνται στην αγορά δεν είναι συμμετρικές, έχουν δηλαδή διαφορετικές δυνατότητες παραγωγής και διαφορετικές καμπύλες οριακού κόστους. Οι δύο σημαντικότερες δυσκολίες που καλείται να αντιμετωπίσει κανείς στην προσπάθεια επίλυσης ενός τέτοιου προβλήματος είναι: πρώτον, το ερώτημα της ταξινόμησης των πιθανών ισορροπιών (πολλές φορές, αποδεικνύεται ότι



το σημείο όπου ισορροπεί η αγορά δεν είναι μοναδικό) και δεύτερον, ο υπολογισμός αυτής της ισορροπίας (είναι δύσκολο να βρεθεί ακόμη κι αν θεωρείται δεδομένη η ύπαρξή της).

Έστω μία αγορά ατελούς ανταγωνισμού στην οποία δραστηριοποιούνται δύο επιχειρήσεις  $(i, j)$  που παράγουν το ίδιο μη διαφοροποιημένο αγαθό.

Έστω η καμπύλη ζήτησης:  $Q = D(p)$ . Ορίζουμε ως  $\hat{p}$  την τιμή αυτή, στην οποία η ζήτηση γίνεται μηδενική:  $D(\hat{p}) = 0$ . Θεωρούμε ότι πρόκειται για μία γνησίως φθίνουσα, διαφορίσιμη και κοίλη συνάρτηση στο διάστημα  $(0, \hat{p})$ . Η κάθε επιχείρηση χαρακτηρίζεται από μία καμπύλη κόστους  $cost(q)$  για την οποία ισχύουν:  $cost'(q) \geq 0$  και  $cost''(q) \geq 0$ , ενώ προσφέρει στην αγορά συνάρτηση  $s(p): [0, \hat{p}] \rightarrow [0, \infty)$ ,  $s'(p), s''(p) \geq 0$ . Υποθέτουμε ότι υπάρχει μοναδική τιμή  $p^*$  τέτοια ώστε η συνολική ζήτηση να ισούται με τη συνολική προσφορά των δύο επιχειρήσεων:

$$D(p^*) + e^* = s_i(p^*) + s_j(p^*)$$

Η επιχείρηση  $i$  έχει κέρδος ίσο με:

$$[D(p, e) - s_j(p)] * p_{ik} - cost_i(D(p, e) - s_j(p))$$

Η μεγιστοποίηση αυτού του κέρδους επιτυγχάνεται όταν  $[\pi_i(p)]_p = 0$

$$\text{και} \quad [\pi_i(p)]_{pp} \leq 0$$

$$[\pi_i(p)]_p = 0 \Leftrightarrow D(p, e) - s_j(p) + [p - cost'_i(D(p, e) - s_j(p))] * [D'(p) - s'_j(p)] = 0$$

$$\Leftrightarrow s_i(p) + \{p - cost'_i(s_i(p))\} * (D'(p, e) - s'_j(p)) = 0$$

Επομένως, οι συνθήκες πρώτης τάξης για τη βελτιστοποίηση των συναρτήσεων προσφοράς των δύο επιχειρήσεων αποτελούνται από το ακόλουθο σύστημα διαφορικών εξισώσεων:

$$\begin{cases} s_i(p) + \{p - cost'_i(s_i(p))\} * (D'(p, e) - s'_j(p)) = 0 \\ s_j(p) + \{p - cost'_j(s_j(p))\} * (D'(p, e) - s'_i(p)) = 0 \end{cases}$$

Η επίλυση του συστήματος αυτού, όταν πρόκειται για μία μη συμμετρική αγορά στην οποία δραστηριοποιούνται περισσότερες επιχειρήσεις είναι ιδιαίτερα δύσκολη. Για το λόγο αυτό, έχει επιχειρηθεί κατά καιρούς στη διεθνή βιβλιογραφία η διατύπωση του προβλήματος ως προβλήματος μεικτής συμπληρωματικότητας, με τη βοήθεια των συνθηκών Kuhn-Tucker. Κατασκευάζονται, έτσι,  $n$  ανεξάρτητα MCP (Mixed Complementarity Problem) προβλήματα (όπου  $n$  ο συνολικός αριθμός των επιχειρήσεων που δραστηριοποιούνται στην αγορά). Τα προβλήματα αυτά μπορούν να επιλυθούν είτε θεωρώντας ένα αρχικό σημείο εκκίνησης και ακολουθώντας μία επαναληπτική διαδικασία έπειτα, είτε με την προσθήκη μίας αντικειμενικής συνάρτησης και τη μετέπειτα διατύπωση του προβλήματος ως ενός μαθηματικού προβλήματος με περιορισμούς τα  $n$  ανεξάρτητα MCP προβλήματα. Η αντικειμενική συνάρτηση αυτή πολλές φορές επιλέχθηκε να είναι τέτοια ώστε να εκφράζει τη βελτιστοποίηση του προβλήματος του Διαχειριστή του Συστήματος (μεγιστοποίηση κοινωνικού οφέλους- ελαχιστοποίηση συνολικού κόστους). Αν ακολουθηθεί η συγκεκριμένη θεώρηση προκύπτει το βασικό θέμα της αλληλεξάρτησης των προβλημάτων Διαχειριστή- Παραγωγών: το κέρδος των Παραγωγών

εξαρτάται από την τελική Οριακή Τιμή Συστήματος, η οποία προκύπτει ως λύση του προβλήματος του Διαχειριστή, ενώ αντίστοιχα, ο ανεξάρτητος Διαχειριστής του Συστήματος αντιμετωπίζει το πρόβλημα μεγιστοποίησης του κοινωνικού πλεονάσματος, το οποίο εξαρτάται από τις συναρτήσεις προσφοράς των Παραγωγών, η κάθε μία από τις οποίες αποτελεί τη λύση του προβλήματος του αντίστοιχου Παραγωγού. Ωστόσο, προσεγγίζοντας το πρόβλημα υπό τη θεώρηση μη ενεργών τεχνικών περιορισμών, ο ρόλος του ανεξάρτητου Διαχειριστή περιορίζεται στην εξασφάλιση του ισοζυγίου προσφοράς- ζήτησης ενέργειας. Στην περίπτωση, δηλαδή, αυτή ο Διαχειριστής δεν έχει να επιλύσει κάποιο πρόβλημα βελτιστοποίησης, αφού τόσο οι συναρτήσεις προσφοράς, όσο και αυτή της ζήτησης είναι δεδομένες, ενώ ο μόνος περιορισμός που πρέπει να ικανοποιηθεί είναι η τήρηση του ισοζυγίου. Σύμφωνα με αυτή, λοιπόν, τη θεώρηση, παραλείπεται το πρόβλημα της αλληλεξάρτησης των μεταβλητών, παραμένει, ωστόσο, το ερώτημα για το ποια είναι εκείνη η αντικειμενική συνάρτηση που θα μας επιτρέψει να γράψουμε το πρόβλημα ως MPEC (Mathematical Problem with Equilibrium Constraints) και στη συνέχεια να το επιλύσουμε. Μία μελέτη στο συγκεκριμένο θέμα έγινε από τους Anderson και Hu (17), στην οποία και βασιζόμαστε στην παρούσα Διπλωματική Εργασία.

## 2.4 Θεωρητική Σύγκριση Μοντέλου Ισορροπίας Συναρτήσεων

### Προσφοράς- Αύσης Cournot

Ένα ερώτημα που ανακύπτει πολλές φορές στη διεθνή βιβλιογραφία και είναι ιδιαίτερα ενδιαφέρον είναι το αν τελικά ένα τέτοιο μοντέλο περιγράφει καλύτερα τη λειτουργία της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας από τη λύση Cournot και αν τα αποτελέσματα του διαφέρουν σημαντικά από αυτά που προκύπτουν σύμφωνα με τη λύση Cournot.

Γιατί, λοιπόν, σε πρώτη φάση μπορεί κάποιος να επιλέξει τα συγκεκριμένο μοντέλο, αντί της λύσης Cournot; Αρχικά, το μοντέλο ισορροπίας συναρτήσεων μοιάζει περισσότερο ελκυστικό σε σύγκριση με τη λύση Cournot, αφού προσφέρει μία πολύ πιο ρεαλιστική απεικόνιση της λειτουργίας της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, στην οποία οι επιχειρήσεις υποβάλλουν συναρτήσεις προσφοράς κι όχι σταθερές ποσότητες.

Η διαφορά των δύο μοντέλων μπορεί να συνοψισθεί στο εξής: η παράγωγος της ποσότητας παραγωγής  $q$  μιας επιχείρησης ως προς την τιμή  $p$ , σύμφωνα με τη λύση Cournot ισούται με την κλίση της καμπύλης ζήτησης, ενώ σύμφωνα με το μοντέλο συναρτήσεων προσφοράς εξαρτάται επίσης από τις κλίσεις των συναρτήσεων προσφοράς των υπόλοιπων επιχειρήσεων:

Μοντέλο Cournot:

$$q_i = D(p) - \sum_{j \neq i} q_j \Rightarrow \frac{\partial q_i}{\partial p} = D'(p)$$

Μοντέλο Ισορροπίας Συναρτήσεων Προσφοράς:

$$s_i = D(p) - \sum_{j \neq i} s_j \Rightarrow \frac{\partial s_i}{\partial p} = D'(p) - \frac{\partial s_j}{\partial p}$$

Και στα δύο μοντέλα, επομένως, κατά τη βελτιστοποίηση της στρατηγικής μίας Μονάδας, συνεκτιμάται η εξάρτηση του τελικού επιπέδου ζήτησης από την τιμή μέσω της κλίσης της καμπύλης ζήτησης (υποτίθεται γραμμική συνάρτηση ζήτησης). Ο ακριβής προσδιορισμός της εξάρτησης αυτής είναι αρκετά δύσκολος και περιπλέκεται ακόμη περισσότερο για ένα αγαθό όπως η ηλεκτρική ενέργεια, η αγορά της οποίας έχει αρχίσει να μελετάται συστηματικότερα μόνο τα τελευταία χρόνια. Το γεγονός ότι η εξάρτηση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας από την τιμή του Συστήματος παρουσιάζει μεταβολές ανά πολύ μικρά χρονικά διαστήματα (ώρες) κάνει ακόμη πιο δύσκολο τον προσδιορισμό της. Στη λύση Cournot τα τελικά αποτελέσματα παρουσιάζουν μία σχετικά μεγάλη ευαισθησία ως προς τις μεταβολές της κλίσης και για αυτό το λόγο η προσομοίωση της λειτουργίας της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας σύμφωνα με τη λύση Cournot δεν μπορεί να είναι απόλυτα ακριβής. Αντίθετα, τα αποτελέσματα του μοντέλου ισορροπίας συναρτήσεων προσφοράς εμφανίζουν μικρή ευαισθησία ως προς τις μεταβολές της κλίσης της καμπύλης ζήτησης, με αποτέλεσμα τα αποτελέσματα του μοντέλου να μην επηρεάζονται σε σημαντικό βαθμό από μία λανθασμένη εκτίμηση της παραμέτρου αυτής. Η μικρή αυτή ευαισθησία παρουσιάζεται και μέσα από το παράδειγμα της ενότητας 6.1. . Η συγκριτική θεώρηση των δύο μοντέλων ξεφεύγει από τα πλαίσια της παρούσας διπλωματικής εργασίας, αλλά παραμένει ως ερώτημα για μελλοντική έρευνα.

Από την άλλη πλευρά, το μοντέλο ισορροπίας συναρτήσεων προσφοράς είναι αρκετά πιο περίπλοκο, τόσο στη διατύπωσή του, όσο και στην επίλυσή του, γι' αυτό και η λύση Cournot εξακολουθεί να αποτελεί μία από τις δημοφιλέστερες προσεγγίσεις για τη μελέτη της απελευθερωμένης αγοράς ενέργειας. Οι Willems, Rumiantseva & Weigt (15) έπειτα από μελέτη των δύο μοντέλων καταλήγουν στο συμπέρασμα ότι η προσέγγιση Cournot ενδείκνυται σε περιπτώσεις που κρίνεται απαραίτητη η συνεκτίμηση περισσότερων λεπτομερειών και τεχνικών παραμέτρων που θα αύξαναν πολύ την περιπλοκότητα του μοντέλου ισορροπίας συναρτήσεων προσφοράς. Το αντίθετο συμβαίνει σε περιπτώσεις μελετών σε μακροχρόνια βάση, κατά τις οποίες το μοντέλο ισορροπίας συναρτήσεων προσφοράς δείχνει να αποδίδει καλύτερα την πραγματικότητα.



# 3

## *Η Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας στην Ελλάδα*

Μετά από μια περίοδο αναζητήσεων, προετοιμασίας, μελετών και οργανωτικών βημάτων τόσο σε Ευρωπαϊκό όσο και σε εθνικό επίπεδο, δημιουργείται και στην Ελλάδα βαθμιαία ελεύθερη αγορά στον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας. Αυτό θα επιτρέψει σε πελάτες να επιλέγουν τον προμηθευτή τους και σε νέους παραγωγούς να ανταγωνιστούν τη Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού, που μέχρι σήμερα ήταν ο μόνος παραγωγός. Πρόκειται, όπως έχει ήδη αναφερθεί για μία πολύ σημαντική αλλαγή στο χώρο της ηλεκτρικής ενέργειας, που παραδοσιακά κυριαρχούνταν διεθνώς από μονοπώλια υπό ρυθμιστικό έλεγχο.

### **3.1 Κατανομή Φορτίου**

Όπως είναι γνωστό, η ηλεκτρική ενέργεια είναι ένα ιδιότυπο εμπορικό αγαθό που δεν αποθηκεύεται και επομένως θα πρέπει ανά πάσα στιγμή να παράγεται ακριβώς όση καταναλώνεται. Στην απελευθερωμένη αγορά ενέργειας, η Κατανομή Φορτίου είναι η διαδικασία που υπαγορεύει το ποιός σταθμός θα παράγει και πόσο. Η Κατανομή Φορτίου στους σταθμούς γίνεται έτσι ώστε να διατηρούνται τα ποιοτικά χαρακτηριστικά που πρέπει (συχνότητα, τάση, κλπ), να υπάρχει ελάχιστο κόστος λειτουργίας και να υπάρχει σεβασμός των διμερών εμπορικών σχέσεων πελάτη-προμηθευτή. Τη διαδικασία αυτή στην Ελλάδα διεξάγει καθημερινά ο Διαχειριστής Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΣΜΗΕ). Στη συνέχεια αναφέρονται κάποια από τα βασικότερα χαρακτηριστικά της διαδικασίας αυτής καθώς και κάποια σημαντικά στοιχεία για τη γενικότερη λειτουργία της αγοράς.

### **3.1.1 Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός**

Σκοπός του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού (ΗΕΠ) είναι η ελαχιστοποίηση της συνολικής δαπάνης για την εξυπηρέτηση του φορτίου ηλεκτρικής ενέργειας σε κάθε Ημέρα Κατανομής. Η ελαχιστοποίηση αυτή γίνεται υπό όρους καλής κι ασφαλούς λειτουργίας του Συστήματος και διασφάλισης επαρκών εφεδρειών, μέσω της αντιπαραβολής του συνολικά αιτούμενου φορτίου ηλεκτρικής ενέργειας με τις οικονομικές Προσφορές Έγχυσης ηλεκτρικής ενέργειας στο Σύστημα.

Οι διαδικασίες και οι πράξεις του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού αναφέρονται σε μία Ημέρα Κατανομής και ολοκληρώνονται εντός της ημέρας που προηγείται αυτής. Ως Ημέρα Κατανομής ορίζεται το χρονικό διάστημα των 24 ωρών που συμπίπτει με μία ημερολογιακή ημέρα. Ως περίοδος κατανομής ορίζεται μία ώρα της Ημέρας Κατανομής.

### **3.1.2 Προσφορές Έγχυσης**

Χωριστά για κάθε Μονάδα, ο κάτοχος της άδειας παραγωγής οφείλει να υποβάλει πλήρως δεσμευτική Προσφορά Έγχυσης για κάθε Περίοδο Κατανομής κάθε Ημέρας Κατανομής και για το σύνολο της ισχύος της Μονάδας. Την προσφορά αυτή την υποβάλλει στο Διαχειριστή του Συστήματος και ουσιαστικά πρόκειται για μία καμπύλη που υποδεικνύει την τιμή στην οποία προτίθεται να πουλήσει κάθε επίπεδο ενέργειας που παράγει. Η Προσφορά Έγχυσης είναι μία κλιμακωτή συνάρτηση τιμής και ποσότητας ηλεκτρικής ενέργειας, κάθε βαθμίδα της οποίας αποτελείται από ένα ζεύγος τιμής ενέργειας (Ευρώ ανά MWh) και ποσότητας ενέργειας (MWh). Η συνάρτηση περιλαμβάνει έως δέκα βαθμίδες, στην οποία οι τιμές της ενέργειας για τις διαδοχικές βαθμίδες πρέπει να είναι μονοτόνως μη φθίνουσες. Η τιμή ενέργειας πρέπει να είναι μεγαλύτερη και όχι ίση του μηδενός και ορίζεται σε Ευρώ με ακρίβεια μέχρι και τριών δεκαδικών ψηφίων. Κάθε ζεύγος τιμής ποσότητας ονομάζεται «Τιμολογούμενη Βαθμίδα Προσφορά Έγχυσης T-ΠΕ». Πιο συγκεκριμένα, σχετικά με τις θερμικές Μονάδες η τιμή ενέργειας κάθε βαθμίδας της κλιμακωτής συνάρτησης Προσφοράς Έγχυσης οφείλει να είναι μικρότερη της Διοικητικά Οριζόμενης Μέγιστης Τιμής Προσφοράς Ενέργειας και δεν επιτρέπεται να είναι μικρότερη του Ελάχιστου Μεταβλητού Κόστους της Μονάδας.

Κατά τη διεξαγωγή του ΗΕΠ εκτός από τις Προσφορές Έγχυσης που υποβάλλονται στο Διαχειριστή του Συστήματος, υποβάλλονται και Δηλώσεις Φορτίου. Στην παρούσα, ωστόσο, διπλωματική εργασία εξετάζονται μόνο οι Προσφορές Έγχυσης.

### **3.1.3 Επίλυση Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού**

Το πρόγραμμα ΗΕΠ περιλαμβάνει προγραμματισμό ο οποίος καθορίζει για κάθε περίοδο της ημέρας στην οποία αναφέρεται ο ΗΕΠ την παραγωγή Μονάδων που έχουν υποβάλει προσφορές και την ενέργεια τιμολογούμενων εισαγωγών η οποία γίνεται δεκτή. Επίσης, ο ΗΕΠ καθορίζει την παροχή επικουρικών Υπηρεσιών Εφεδρειών κατά τις Περιόδους Κατανομής της Ημέρας Κατανομής. Οι ποσότητες αυτές καθορίζονται έτσι ώστε να βελτιστοποιείται το κοινωνικό όφελος που προκύπτει από την ικανοποίηση του ενεργειακού ισοζυγίου καθώς και των αναγκών βραχυχρόνιων εφεδρειών και επικουρικών υπηρεσιών που είναι δυνατόν να επιτευχθούν

ενόσω τηρούνται οι περιορισμοί του Συστήματος Μεταφοράς. Το κοινωνικό όφελος βελτιστοποιείται με τη μεγιστοποίηση της αξίας του ζητούμενου φορτίου μετά από αφαίρεση του κόστους παραγωγής και παροχής εφεδρειών υπό την παρουσία περιορισμών. Οι περιορισμοί αφορούν το ενεργειακό ισοζύγιο, τις απαιτούμενες εφεδρείες και επικουρικές υπηρεσίες για την αξιόπιστη ικανοποίηση του ενεργειακού ισοζυγίου, τη διαθέσιμη ισχύ παραγωγής και παροχής επικουρικών υπηρεσιών και εφεδρειών, και, τέλος τη δυνατότητα του Συστήματος να μεταφέρει πλεονάζουσα παραγωγή από τη μία περιοχή της χώρας σε άλλη διατηρώντας την ευστάθεια του Συστήματος. Οι Περιορισμοί Μεταφοράς του Συστήματος αναφέρονται στους περιορισμούς φόρτισης του εξοπλισμού του Συστήματος, τήρησης των ορίων τάσης και περιθωρίου ευστάθειας τάσης, οι οποίοι περιορίζουν σε περίπτωση ενεργοποίησής τους τη δυνατότητα ροής ενέργειας από τα σημεία έγχυσης στο Σύστημα προς τα σημεία απορρόφησης στο Σύστημα. Σημειώνεται ότι ορισμένοι από τους προαναφερθέντες περιορισμούς αφορούν τη διαχρονική αλληλεξάρτηση της ενέργειας που δύναται να παραχθεί από την ίδια Μονάδα παραγωγής.

### **3.1.4 Οριακή Τιμή Συστήματος**

Η Οριακή Τιμή του Συστήματος λαμβάνει αριθμητική τιμή για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής, η οποία αντιστοιχεί στην οριακή αύξηση της βέλτιστης δαπάνης του ΗΕΠ που θα προέκυπτε από οριακή αύξηση του φορτίου του Συστήματος (πρόκειται, ουσιαστικά, για τη δυική μεταβλητή του περιορισμού του ενεργειακού ισοζυγίου- εξίσωση ζήτησης-προσφοράς). Η οριακή αυτή αύξηση περιλαμβάνει τη δαπάνη για την έγχυση πρόσθετης ενέργειας στο Σύστημα με σκοπό την κάλυψη της οριακής αύξησης του φορτίου του Συστήματος, η οποία θα πρέπει να επιτελείται με τρόπο που να εξακολουθεί να ικανοποιεί τους περιορισμούς που αφορούν το Σύστημα Μεταφοράς, τους τεχνικούς περιορισμούς των Μονάδων, καθώς και τις απαιτήσεις Εφεδρειών και ετοιμότητας για παροχή Επικουρικών Υπηρεσιών.

Κατά την επίλυση του προβλήματος ΗΕΠ, εάν δεν υπάρχουν ενεργοί Περιορισμοί Μεταφοράς του Συστήματος, η οριακή αύξηση του φορτίου επιφέρει την ίδια αύξηση στο κόστος ανεξαρτήτως της γεωγραφικής θέσης στην οποία επιτελείται η οριακή αύξηση του φορτίου. Στην περίπτωση όμως ενεργού Περιορισμού Μεταφοράς του Συστήματος, η αύξηση της βέλτιστης δαπάνης υπάρχει πιθανότητα να διαφέρει ανάλογα με τη Λειτουργική Ζώνη στην οποία επιτελείται η οριακή αύξηση του φορτίου. Στη δεύτερη αυτή περίπτωση, καθορίζονται διαφορετικές μεταξύ τους Οριακές Τιμές Παραγωγής, μία ανά Λειτουργική Ζώνη του Συστήματος. Η Οριακή Τιμή Παραγωγής αντιστοιχεί, σε συγκεκριμένη Ζώνη και Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής, στην πρόσθετη συνολική δαπάνη που προκύπτει στην περίπτωση οριακής αύξησης του φορτίου εντός της Ζώνης. Ωστόσο, η Οριακή Τιμή του Συστήματος παραμένει κοινή για όλες τις Λειτουργικές Ζώνες του Συστήματος σε κάθε περίπτωση. Συγκεκριμένα στην περίπτωση ενεργού Περιορισμού Μεταφοράς του Συστήματος, η Οριακή Τιμή Συστήματος λαμβάνει αριθμητική τιμή ίση με τη σταθμισμένη μέση τιμή των Οριακών τιμών Παραγωγής όλων των Λειτουργικών Ζωνών του Συστήματος.

### **3.1.5 Μεθοδολογία Μηχανισμού Επίλυσης ΗΕΠ- Πρόγραμμα ΗΕΠ**

Η μεθοδολογία του Μηχανισμού Επίλυσης ΗΕΠ ισοδυναμεί: πρώτον, με ταξινόμηση των Προσφορών Έγχυσης σύμφωνα με αύξουσα σειρά των τιμών ενέργειας (ταξινόμηση η οποία

προσδιορίζει τη συνολική συνάρτηση προσφοράς), δεύτερον, με ταξινόμηση των αποδεκτών Δηλώσεων Φορτίου με φθίνουσα σειρά των τιμών ενέργειας, (ταξινόμηση η οποία προσδιορίζει τη συνολική συνάρτηση ζήτησης), τρίτον, με τον προσδιορισμό της Οριακής Τιμής Συστήματος (η οποία αντιστοιχεί στην τιμή ενέργειας του σημείου τομής της συνολικής συνάρτησης προσφοράς με τη συνολική συνάρτηση ζήτησης) και τέταρτον, με ταξινόμηση των Προσφορών Εφεδρειών ώστε να επιτευχθεί κάλυψη των αναγκών Εφεδρειών. Η μεθοδολογία αυτή εφαρμόζεται ταυτόχρονα για όλες τις Περιόδους Κατανομής μιας Ημέρας Κατανομής λαμβάνοντας υπόψη τους τεχνικούς Περιορισμούς των Μονάδων και τους Περιορισμούς Μεταφοράς του Συστήματος.

Ως αποτέλεσμα της εφαρμογής της μεθοδολογίας του ΗΕΠ προκύπτει το πρόγραμμα ΗΕΠ για κάθε Ημέρα Κατανομής, το οποίο αποτελείται από τις βαθμίδες των Τιμολογούμενων Προσφορών Έγχυσης των οποίων οι τιμές ενέργειας είναι κατά κανόνα μικρότερες ή ίσες της Οριακής Τιμής Συστήματος, τις βαθμίδες των Τιμολογούμενων Δηλώσεων Φορτίου των οποίων οι τιμές ενέργειας είναι μεγαλύτερες ή ίσες της Οριακής Τιμής Συστήματος, τις μη Τιμολογούμενες Προσφορές Έγχυσης και τις Τιμολογούμενες Βαθμίδες Προσφορών Εφεδρειών που ελαχιστοποιούν κατά το δυνατόν τη δαπάνη κάλυψης των Αναγκών Εφεδρειών.

Κατά την επίλυση του ΗΕΠ, για κάθε Μονάδα και για κάθε Περίοδο Κατανομής πρέπει να ικανοποιούνται οι Περιορισμοί Μεταφοράς του Συστήματος και οι τεχνικοί περιορισμοί ως προς τη λειτουργία της Μονάδας, ιδίως οι περιορισμοί που αφορούν την Τεχνικά Ελάχιστη Παραγωγή, τους ρυθμούς μεταβολής της παραγωγής τους, τους χρόνους παραμονής σε κατάσταση ή μεταβολής μεταξύ καταστάσεων.

Περισσότερες πληροφορίες σχετικά με τη λειτουργία του Συστήματος και τις αρμοδιότητες του ΔΕΣΜΗΕ μπορεί κανείς να αναζητήσει στο Νέο Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας (18).



# 4

## *Ανάλυση Βασικών Παραμέτρων*

Στη συγκεκριμένη ενότητα αναλύονται οι βασικότερες παράμετροι που λαμβάνει υπόψη της κάθε επιχείρηση ηλεκτρισμού στην προσπάθειά της να μεγιστοποιήσει τα κέρδη της. Συγκεκριμένα, αναλύεται η μορφή της συνάρτησης ζήτησης και τα τεχνικά και οικονομικά στοιχεία των Μονάδων (κόστος παραγωγής, μέγιστη ισχύς, τεχνικά ελάχιστα). Παράλληλα, εξετάζονται οι Προσφορές Έγχυσης των Μονάδων, η Οριακή Τιμή Συστήματος και η λειτουργία της αγοράς στα πλαίσια του μαθηματικού μοντέλου.

### *4.1 Συνάρτηση Ζήτησης*

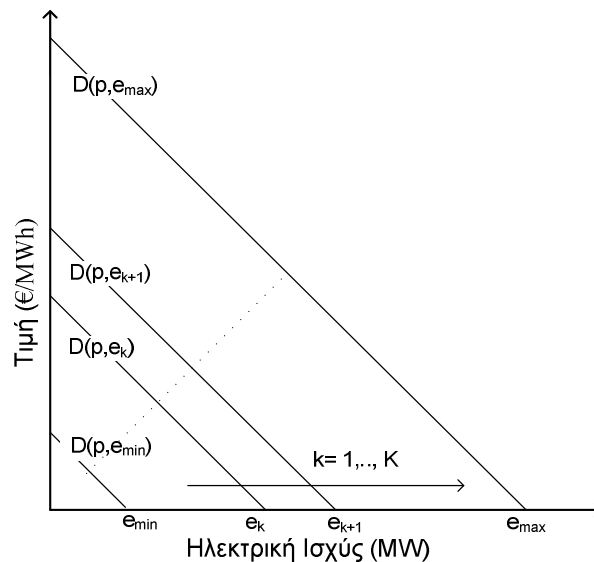
Το βασικότερο στοιχείο που διαφοροποιεί το μοντέλο ισορροπίας συναρτήσεων προσφοράς από άλλες λύσεις ολιγοπωλίων, είναι η μεταβλητότητα της ζήτησης, η οποία, όπως έχει ήδη αναφερθεί μοντελοποιείται μέσω κάποιων shocks ζήτησης. Κατά τη διατύπωση, λοιπόν, του μοντέλου, θεωρείται ότι η συνάρτηση ζήτησης έχει την ακόλουθη μορφή:

$$D(p, e) = D(p) + e$$

Όπου ο παράγοντας  $D(p)$  είναι το στοιχείο της ζήτησης που δείχνει την ευαισθησία της ως προς τις μεταβολές της Οριακής Τιμής Συστήματος, ενώ ο παράγοντας  $e$  αντιστοιχεί στα shock της ζήτησης.

Η  $D(p)$  είναι μία συνεχής, κοίλη και λεία συνάρτηση, που έχει αρνητική πρώτη παράγωγο  $\{D'(p) < 0\}$ , κάτι που υποδεικνύει ότι η συνάρτηση ζήτησης είναι γνησίως φθίνουσα. Στο παρόν μοντέλο θεωρούμε ότι η συνάρτηση  $D(p)$  είναι της μορφής:  $\{D(p) = y * p, y < 0\}$ . Ο παράγοντας  $e$  που μοντελοποιεί τη μεταβλητότητα της ζήτησης που επικρατεί στην αγορά, αντιστοιχεί, όπως αναφέρθηκε, σε shocks και παίρνει τιμές στο διάστημα  $[e_{min}, e_{max}]$ . Το

μοντέλο επιλύεται διαδοχικά για διάφορες τιμές του  $e$ . Τα shock αυτά χρησιμοποιούνται ώστε να επιτευχθεί η εισαγωγή διαφορετικών επιπέδων ζήτησης ως δεδομένου στο πρόβλημα, μετατοπίζοντας την καμπύλη  $D(p)$  προς τα δεξιά στον άξονα των ποσοτήτων. Κάθε επανάληψη του προβλήματος αυξανόμενης της τιμής του  $e$  συμβολίζεται με το δείκτη  $k$ . Με τη διαδοχική επίλυση του μοντέλου για τις διαφορές τιμές του  $e_k$  δημιουργείται μία σειρά σημείων τιμής-ποσότητας  $(p_{ik}, q_{ik})$  για την κάθε επιχείρηση, τα οποία αποτελούν σημεία της βέλτιστης Προσφοράς Έγχυσης που μπορεί να υποβάλει στο Διαχειριστή του Συστήματος. Κάθε σημείο αποτελεί τη βέλτιστη επιλογή της επιχείρησης όταν η ζήτηση που πραγματοποιείται είναι η  $D_k$  υπό κάποιες προϋποθέσεις που, βέβαια, πρέπει να πληροί η Προσφορά Έγχυσης και οι οποίες θα αναλυθούν στη συνέχεια. Αξίζει να αναφερθεί ότι κατά την κατασκευή της Προσφοράς Έγχυσης επιδιώκεται και επιτυγχάνεται η βελτιστοποίηση του κέρδους της επιχείρησης για κάθε επίπεδο ζήτησης, ενώ δε λαμβάνεται υπόψη η πιθανότητα εμφάνισης του κάθε φορτίου. Αυτό σημαίνει, ότι σε βραχυχρόνιο επίπεδο (για κάθε δηλαδή Περίοδο Κατανομής) κι αν υποθεθεί σταθερή κλίση  $\gamma$ , η Προσφορά Έγχυσης θα μπορούσε να είναι η ίδια, ανεξαρτήτως του αναμενόμενου επιπέδου ζήτησης και της κατανομής πιθανότητας των φορτίων στη διάρκεια του χρόνου. Το σχήμα που ακολουθεί δείχνει το πώς μετακινείται η καμπύλη σαρώνοντας ουσιαστικά το χώρο των πιθανών τιμών που η ίδια μπορεί να λάβει (με σταθερή πάντα κλίση).



**Σχήμα 2. Electricity Demand Shocks**

Το ερώτημα, που προκύπτει σχετικά με την τελική κατασκευή της καμπύλης ζήτησης, δεδομένης της μορφής της αφορά τις αριθμητικές τιμές που λαμβάνουν οι παράμετροί  $\gamma, e_{min}, e_{max}$ . Στη συνέχεια της συγκεκριμένης ενότητας προσδιορίζονται οι τιμές των  $e_{min}, e_{max}$  και  $\gamma$  με βάση το εύρος των τιμών που μπορεί να λάβει η ζήτηση.

## 4.2 Μονάδες Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας: Τεχνικά και Οικονομικά Στοιχεία

Το μοντέλο που κατασκευάζεται περιλαμβάνει η Μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, οι οποίες δεικτοδοτούνται με το γράμμα  $i$ . Οι Μονάδες διαφέρουν μεταξύ τους, τόσο ως προς τη συνάρτηση κόστους που τις χαρακτηρίζει, όσο και ως προς την εγκατεστημένη ισχύ τους.

### 4.2.1 Ισχύς Μονάδων Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας

Θεωρούμε ότι κάθε Μονάδα ( $i$ ) έχει τη δυνατότητα να διαφοροποιεί την παραγωγή της ( $q_i$ ) μέσα σε συγκεκριμένα πλαίσια. Ως ανώτατο όριο της παραγωγής λαμβάνεται η εγκατεστημένη ισχύς του κάθε σταθμού μειούμενη κατά τις ιδιοκαταναλώσεις αυτού (εσωτερική υπηρεσία Μονάδας και βοηθητικά φορτία που αφορούν στη Μονάδα) και συμβολίζεται με  $q_{cap,i}$ . Ο περιορισμός κατώτερης παραγωγής διαμορφώνεται για όλους τους σταθμούς στη μηδενική παραγωγή. Επομένως, ο περιορισμός που χαρακτηρίζει το πρόβλημα κάθε Μονάδας είναι ο ακόλουθος:

$$0 \leq q_i \leq q_{cap,i}$$

Στο σημείο αυτό αξίζει να αναφερθεί ότι στο μοντέλο δε γίνεται διαχωρισμός ανάμεσα στην αριθμητική τιμή της ηλεκτρικής ισχύος και στην τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας που προσφέρεται από μια Μονάδα Παραγωγής. Αυτό συμβαίνει γιατί η παραγωγή ενέργειας σε MWh ισούται αριθμητικά με την εν λειτουργία ισχύ της Μονάδας σε MW, αφού οι Προσφορές Έγχυσης αφορούν μία Περίοδο Κατανομής μίας Ημέρας Κατανομής (που ισούται με μία ώρα).

Στη συνέχεια, το μοντέλο θα μπορούσε να επεκταθεί, ώστε να περιλαμβάνει και περιορισμούς τεχνικών ελαχίστων ( $q_{min,i}$ ). Περιπτώσεις, δηλαδή, όπου μια επιχείρηση επιλέγει να μην προσφέρει ενέργεια στην αγορά σε επίπεδα χαμηλότερα του τεχνικού της ελαχίστου ώστε να μην αναγκαστεί να θέσει εκτός λειτουργίας κάποια γεννήτρια της και να την επανεκκινήσει αργότερα ή και περιπτώσεις σταθμών που δεν είναι αποδεκτό να φορτίζονται κάτω από κάποιο συγκεκριμένο ποσοστό της ονομαστικής τους ισχύος (κυρίως για λόγους φθορών, αυξημένων αναγκών συντήρησης και αντικοινομικής λειτουργίας).

Η εισαγωγή των Τεχνικών Ελαχίστων των Μονάδων δυσχεραίνει την επίλυση του μοντέλου αφού υποθέτει ότι κάθε μία οφείλει να επιλέξει είτε τη μηδενική παραγωγή για κάποια περιοχή τιμών, είτε ένα επίπεδο ανάμεσα στο τεχνικό της ελάχιστο και τη μέγιστη παραγωγή της [ $q_{min,i}, q_{cap,i}$ ]. Αυτό σημαίνει ότι στο μοντέλο εισάγονται και η δυαδικές μεταβλητές ενώ το πρόβλημα μετατρέπεται πλέον σε πρόβλημα Μεικτού Ακέραιου Μη Γραμμικού Προγραμματισμού. Ουσιαστικά, η εισαγωγή των τεχνικών ελαχίστων στο πρόβλημα δε διαφοροποιεί σημαντικά τα αποτελέσματα: σύμφωνα με το μοντέλο η κάθε Μονάδα αρχίζει να παράγει σε τιμή ίση ή υψηλότερη του οριακού κόστους που αντιστοιχεί σε παραγωγή ίση με το τεχνικό της ελάχιστο, σε αντίθεση με πριν που μπορούσε να αρχίσει να παράγει σε τιμή ίση ή μεγαλύτερη του οριακού της κόστους για μηδενική παραγωγή. Επιπλέον στην τιμή που αρχίζει η κάθε Μονάδα να προσφέρει, προσφέρει ενέργεια ίση με το τεχνικό της ελάχιστο. Αυτό σημαίνει

ότι στην αθροιστική Καμπύλη παρουσιάζονται κάποια σημεία, εκεί όπου ξεκινά να παράγει κάθε Μονάδα, στα οποία η καμπύλη είναι ασυνεχής, προσφέρεται δηλαδή μία περιοχή ποσοτήτων στην ίδια τιμή. Κάτι τέτοιο, όπως αποδεικνύεται για τη γενικότερη περίπτωση ασυνέχειας μίας Προσφοράς Έγχυσης, οδηγεί και άλλες Μονάδες στη διαφοροποίηση των προσφορών τους ώστε να μεγιστοποιήσουν το κέρδος τους. Η εισαγωγή, των περιορισμών τεχνικού ελαχίστου, επομένως, περιπλέκει αρκετά το πρόβλημα, χωρίς να αποδίδει την πραγματική συμπεριφορά των Μονάδων κατά τη λειτουργία της αγοράς. Οι Μονάδες τις περισσότερες φορές επιλέγουν να διαθέσουν την τεχνικά ελάχιστη παραγωγή τους σε τιμή μικρότερη από το οριακό κόστος που της αντιστοιχεί ώστε να εξασφαλίσουν τη συμμετοχή τους στην Κατανομή του Φορτίου. Κι αυτό γιατί όπως αναφέρθηκε προηγουμένως δεν τις συμφέρει να σταματούν και να επανεκκινούν τις γεννήτριες τους. Έτσι, οι τιμές που μπορεί να παρατηρηθούν στην αγορά για χαμηλά φορτία είναι ελαφρώς χαμηλότερες από ότι αν οι Μονάδες είχαν μεγαλύτερη ελευθερία στη διακύμανση της παραγωγής τους. Η συμπεριφορά αυτή δε λαμβάνεται υπόψη προς το παρόν στο μοντέλο, επειδή δε συμπεριλαμβάνονται σε αυτό τα κόστη επανεκκίνησης και συντήρησης. Το μοντέλο επιλύει το πρόβλημα για μία μόνο Περίοδο Κατανομής και δε συμπεριλαμβάνει τις παραμέτρους που θα μπορούσαν να επηρεάσουν τις αποφάσεις των Παραγωγών κατά τη διάρκεια περισσότερων Περιόδων Κατανομής. Για τον ίδιο λόγο, εξάλλου, δε συμπεριλαμβάνονται στο μοντέλο και οι υδροηλεκτρικές Μονάδες οι οποίες εκτός από περιορισμό ισχύος για την κάθε Περίοδο Κατανομής, έχουν και περιορισμό ενέργειας κατά τη διάρκεια του έτους (παράμετρος που δεν μπορεί να συνεκτιμηθεί στο μοντέλο). Για τους παραπάνω λόγους, επιλέχθηκε να μη συμπεριληφθούν στο μοντέλο οι περιορισμοί τεχνικού ελαχίστου της κάθε Μονάδας.

#### **4.2.2 Κόστος Παραγωγής Μονάδων Ηλεκτρικής Ενέργειας**

Το κόστος παραγωγής της κάθε Μονάδας περιλαμβάνει το μεταβλητό και το σταθερό κόστος λειτουργίας. Σε βραχυχρόνια βάση, το κόστος που η Μονάδα συνεκτιμά για τον υπολογισμό του κέρδους της είναι το μεταβλητό κόστος λειτουργίας. Η επιθυμία για μεγιστοποίηση του κέρδους της την οδηγεί σε πώληση της ενέργειας που παράγει σε τιμές ίσες ή υψηλότερες του μεταβλητού αυτού κόστους. Τίθεται, ωστόσο, το ερώτημα, αν τα τελικά ετήσια κέρδη της κάθε Μονάδας από την πώληση της παραγωγής της με βάση αυτή την τιμολόγηση καλύπτουν το σταθερό κόστος λειτουργίας και το ετησιοποιημένο κεφαλαιουχικό της κόστος. Πρέπει, λοιπόν, κατά την μελέτη του προβλήματος σε μακροχρόνια βάση, να διερευνηθεί ο τρόπος με τον οποίο η κάθε Μονάδα οφείλει να συμπεριλάβει στην καμπύλη οριακού κόστους κάποιο ποσοστό των πάγιων δαπανών της, ώστε να μεγιστοποιήσει το κέρδος της στο σύνολο του χρόνου.

#### **4.2.3 Μεταβλητό Κόστος Λειτουργίας**

Το μεταβλητό κόστος λειτουργίας σταθμού περιλαμβάνει το κόστος καυσίμου, το ειδικό κόστος πρώτων υλών εκτός καυσίμου, το ειδικό κόστος πρόσθετων δαπανών συντήρησης λόγω λειτουργίας (εκτός δαπανών συντήρησης πάγιου χαρακτήρα) και το ειδικό κόστος πρόσθετων δαπανών για το ανθρώπινο δυναμικό λόγω λειτουργίας (εκτός δαπανών για το ανθρώπινο δυναμικό που έχουν πάγιο χαρακτήρα).

Το μέσο κόστος καυσίμου μίας Μονάδας υπολογίζεται από την ακόλουθη σχέση:

$$average\ fuel\ cost_i = \frac{860}{n_i * LHV} * T_c \ (\text{€/kWh})$$

όπου,  $LHV$ : η κατωτέρα θερμογόνο δύναμη του καυσίμου ( $kcal/kg$ )  
 $T_c$ : το κόστος καυσίμου ( $€/kg$ )  
 $n_i$ : ο βαθμός απόδοσης, ο οποίος εξαρτάται από το βαθμό φόρτισης της Μονάδας  $i$

Το μεταβλητό κόστος λειτουργίας ενός σταθμού συμβολίζεται στο μοντέλο ως  $cost_i$ , εκφράζεται σε € και αντιστοιχεί στο κόστος παραγωγής μίας Μονάδας ηλεκτρισμού (MWh). Θεωρείται ότι πρόκειται για μία κυρτή και διαφορίσιμη συνάρτηση, που αποτελείται από ένα γραμμικό και ένα τετραγωνικό όρο ως ακολούθως:

$$cost_i(q) = c_i * q + d_i * q^2, c_i, d_i \geq 0$$

Ο τετραγωνικός όρος είναι αρκετά μικρότερος από το γραμμικό  $\{c \ll d\}$ , με αποτέλεσμα το οριακό κόστος μίας Μονάδας να είναι σχεδόν σταθερό για κάθε επίπεδο παραγωγής.

$$cost'_i(q) = c_i + 2 * d_i * q$$

#### 4.2.4 Σταθερό Κόστος Λειτουργίας

Εκτός από το μεταβλητό κόστος η λειτουργία κάθε Μονάδας επιβαρύνεται και με κάποιο σταθερό κόστος, το οποίο περιλαμβάνει τις πάγιες δαπάνες για το ανθρώπινο δυναμικό και τις αντίστοιχες δαπάνες συντήρησης. Επιπλέον, κάθε Μονάδα οφείλει να αποπληρώνει κάθε χρόνο ένα μέρος της αρχικής της επένδυσης (απόσβεση) το οποίο εκφράζεται μέσω του ετήσιου κεφαλαιουχικού της κόστους και να έχει μία απόδοση για τα κεφάλαια που έχει επενδύσει.

### 4.3 Οριακή Τιμή Συστήματος

Η Οριακή Τιμή του Συστήματος, είναι η τιμή εκείνη στην οποία ισορροπεί η αγορά, η τιμή, δηλαδή, για την οποία η προσφορά ισούται με τη ζήτηση. Πρόκειται ουσιαστικά για τη δυική μεταβλητή του περιορισμού του ενεργειακού ισοζυγίου: αντιστοιχεί στη δαπάνη για την έγχυση πρόσθετης ηλεκτρικής ενέργειας που θα προέκυπτε από οριακή αύξηση του φορτίου του Συστήματος. Όπως αναφέρθηκε νωρίτερα, στην αγορά μπορεί να τεθεί κάποιο ανώτατο

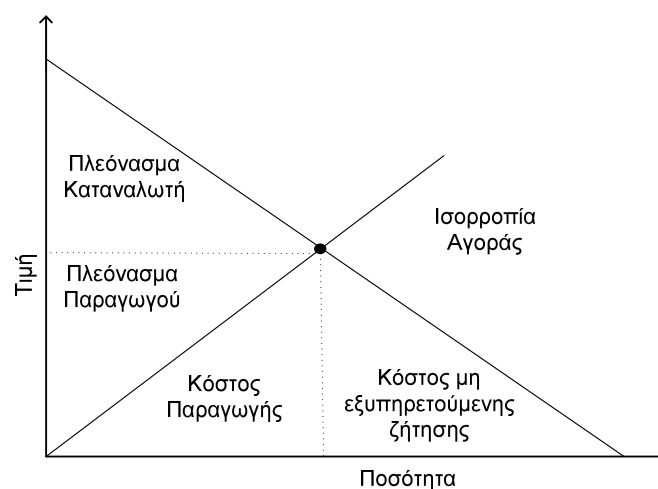
όριο  $p_{max}$  σχετικά με την Οριακή Τιμή Συστήματος (Διοικητικά Οριζόμενη Μέγιστη Τιμή Προσφοράς Ενέργειας). Αν δεν υπάρχει κάποιο θεσμοθετημένο όριο, η μέγιστη τιμή μπορεί να υποτεθεί ότι δίνεται από τη σχέση  $D(p_{max}) + e = 0$ . Στο σημείο, δηλαδή, που η ζήτηση γίνεται οριακά μηδενική, η Οριακή Τιμή Συστήματος έχει πλέον λάβει τη μέγιστη δυνατή τιμή της. Ακόμη, κατά τη μοντελοποίηση θεωρήθηκε ότι οι τιμές που δίνονται στις Προσφορές Έγχυσης είναι πάντα θετικές. Σε κάποιες αγορές ηλεκτρικής ενέργειας, ωστόσο, θα μπορούσαν να σημειωθούν και τιμές μικρότερες του μηδενός, όπως π.χ. κατά τη διάρκεια της νύχτας, όταν μια

Μονάδα θα προτιμούσε να συνεχίσει να λειτουργεί κάποιες από τις γεννήτριές της. Στο παρόν μοντέλο ισχύει:

$$0 \leq p \leq p_{max}$$

#### 4.4 Λειτουργία Αγοράς

Την τελική Κατανομή του Φορτίου στους διάφορους παραγωγούς καθορίζει ένας ανεξάρτητος Διαχειριστής του Συστήματος, το ρόλο του οποίου στην Ελλάδα έχει ο Διαχειριστής του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΣΜΗΕ). Σκοπός του είναι η μεγιστοποίηση του κοινωνικού οφέλους, του αθροίσματος δηλαδή του πλεονάσματος του παραγωγού και του πλεονάσματος των καταναλωτών, με την ταυτόχρονη ικανοποίηση του ισοζυγίου ενέργειας και όλων των τεχνικών Περιορισμών του Συστήματος. Το πλεόνασμα παραγωγού ορίζεται ως το επιπλέον ποσό που οι παραγωγοί λαμβάνουν, όταν πωλούν ένα αγαθό σε τιμή υψηλότερη από αυτή στην οποία θα ήταν πρόθυμοι να το διαθέσουν. Το πλεόνασμα καταναλωτή, από την άλλη πλευρά, είναι ίσο με τη διαφορά της αξίας που ο καταναλωτής ήταν διατεθειμένος να δαπανήσει για να αποκτήσει μία ορισμένη ποσότητα αγαθού και της δαπάνης που τελικά πραγματοποίησε για την αγορά αυτή. Πρόκειται, ουσιαστικά για τη διαφορά μεταξύ της συνολικής χρησιμότητας από την κατανάλωση του αγαθού και της δαπάνης που πραγματοποίησε. Το κοινωνικό όφελος ισούται με το άθροισμα του πλεονάσματος των παραγωγών και των καταναλωτών, ενώ διαγραμματικά μπορεί να υπολογισθεί ως το εμβαδόν ανάμεσα στην καμπύλη προσφοράς των παραγωγών και στην καμπύλη ζήτησης των καταναλωτών μέχρι το σημείο ισορροπίας της αγοράς. Η μεγιστοποίηση του εμβαδού αυτού ισοδυναμεί με την ελαχιστοποίηση του εμβαδού που περικλείεται από την καμπύλη προσφοράς των παραγωγών και τον άξονα της ποσότητας του αγαθού μέχρι το σημείο ισορροπίας της αγοράς και του εμβαδού ανάμεσα στην καμπύλη ζήτησης των καταναλωτών και τον ίδιο άξονα μέχρι το σημείο μηδενισμού της ζήτησης. Το εμβαδόν αυτό αναπαριστά το κόστος παραγωγής του αγαθού και το κόστος από τη μη εξυπηρέτηση ενός ποσοστού της ζήτησης. Στο Σχήμα 4.3. απεικονίζεται η αθροιστική καμπύλη προσφοράς και η αθροιστική καμπύλη ζήτησης και σημειώνεται το σημείο ισορροπίας της αγοράς και τα μεγέθη που αναφέρθηκαν νωρίτερα.



Σχήμα 3. Λειτουργία Αγοράς

Η βελτιστοποίηση και η επίλυση του προβλήματος που αντιμετωπίζει ο Διαχειριστής του Συστήματος για κάθε Περίοδο Κατανομής είναι αρκετά περίπλοκη αφού περιλαμβάνει τους Περιορισμούς Μεταφοράς του Συστήματος, καθώς και θέματα υδροθερμικής συνεργασίας (συμμετοχής των υδροηλεκτρικών Μονάδων στην παραγωγή). Οι περιορισμοί αυτοί αποτελούν μία πολύ σημαντική παράμετρο του προβλήματος, αφού τυχόν ενεργοποίησή τους θα μπορούσε να επηρεάσει σε κάποιο βαθμό τα αποτελέσματα: π.χ. η παραγωγή κάποιου απομακρυσμένου σταθμού θα μπορούσε να μη γίνει δεκτή, ακόμη κι αν ήταν φθηνότερη από άλλες, λόγω ενεργοποίησης κάποιου περιορισμού στο Σύστημα Μεταφοράς. Η εισαγωγή των τεχνικών περιορισμών στο πρόβλημα, προφανώς κι έχει μικρότερη επίδραση σε χώρες με καλό Σύστημα Μεταφοράς και Διεσπαρμένη Παραγωγή. Ωστόσο, στην παρούσα θεώρηση, οι περιορισμοί αυτοί αγνοούνται.

Στο συγκεκριμένο μοντέλο, θεωρείται ότι οι συναρτήσεις προσφοράς δίνονται ως συναρτήσεις της τιμής  $\{s_i(p) = a_i + b_i * p\}$ . Η γραφή αυτή εξυπηρετεί, αφού δίνει τη δυνατότητα άμεσου υπολογισμού της αθροιστικής καμπύλης ως του αλγεβρικού αθροίσματος των προσφορών, με την παράλληλη ικανοποίηση των περιορισμών ελάχιστης και μέγιστης παραγωγής:

Αθροιστική Καμπύλη Προσφοράς:

$$\begin{cases} \sum_i^n s_i(p) \\ 0 \leq q_i \leq q_{cap,i} , για\ κάθε\ i \end{cases}$$

Η αθροιστική αυτή καμπύλη προσφοράς θεωρείται δεδομένη στο πρόβλημα του Διαχειριστή, αφού οι Προσφορές Έγχυσης κατατίθενται πριν από την αντίστοιχη Περίοδο Κατανομής.

Η μοντελοποίηση, επομένως, του προβλήματος που καλείται να επιλύσει ο Διαχειριστής του Συστήματος, θεωρώντας δεδομένη τόσο την αθροιστική καμπύλη προσφοράς, όσο και την καμπύλη ζήτησης και αγνοώντας τους τεχνικούς περιορισμούς του Συστήματος συνοψίζεται στην εξίσωση του ενεργειακού ισοζυγίου της χώρας:

$$\sum_i^n s_i(p) = y * p + e$$

$$q_{min,i} \leq q_i \leq q_{cap,i} , για\ κάθε\ i$$

$$0 \leq p \leq p_{max}$$

Το πρόβλημα μπορεί να προκύψει αδύνατο μόνο αν η ζήτηση στη Διοικητικά Οριζόμενη Μέγιστη Τιμή Προσφοράς Ενέργειας ( $p = p_{max}$ ), είναι υψηλότερη από την αθροιστική προσφορά των παραγωγών (οι παραγωγοί, δηλαδή, ακόμη κι αν υπάρχει ακόμη ισχύς που δεν έχει διατεθεί, δεν είναι πρόθυμοι να τη διαθέσουν στη συγκεκριμένη τιμή, αφού το οριακό τους κόστος είναι υψηλότερο).

## 4.5 Ισορροπία Αγοράς

### 4.5.1 Ισορροπία Nash

Ένα σύνολο Προσφορών Έγχυσης  $\{s_i(p)\}_{i=1}^n$  μπορεί να αποτελέσει ισορροπία Nash όταν:

- (1) Όλες οι Προσφορές Έγχυσης ορίζονται στο διάστημα  $[0, p_{max}]$  και ικανοποιούν τους περιορισμούς:

$$\begin{aligned} 0 \leq q_i \leq q_{cap,i} \\ \frac{\partial s_i(p)}{\partial p} \geq 0 \end{aligned}$$

- (2) Καμία μονομερής μεταβολή της Προσφοράς Έγχυσης μίας Μονάδας από  $q_0$  σε  $q_1$ , υπό τους περιορισμούς του (1) δεν μπορεί να την οδηγήσει σε αύξηση των κερδών της (ονομάζουμε μονομερή τη μεταβολή εκείνη που κάνει μία Μονάδα στην προσφορά της, όταν οι υπόλοιπες παραμένουν σταθερές στη στρατηγική τους).

### 4.5.2 Ισχυρή Ισορροπία

Μία Προσφορά Έγχυσης  $s_i(p)$  χαρακτηρίζεται ως ισχυρά βέλτιστη με δεδομένες τις υπόλοιπες Προσφορές  $s_j(p), j \neq i$ , όταν για την πραγματοποίηση κάθε πιθανού επιπέδου ζήτησης, αποδίδει στη Μονάδα το μέγιστο δυνατό κέρδος υπό τους περιορισμούς που αφορούν την τιμή και την ποσότητα. Ένα σύνολο Προσφορών  $\{s_i(p)\}_{i=1}^n$  αποτελεί μία ισχυρή ισορροπία αν κάθε μία από τις Προσφορές είναι ισχυρά βέλτιστη.

## 4.6 Συναρτήσεις Προσφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας

Η Προσφορά Έγχυσης κάθε σταθμού στο μοντέλο δίνεται ως συνάρτηση της τιμής και είναι μία συνάρτηση της μορφής:

$$s_i(p) = a_i + b_i * p, a_i, b_i \geq 0$$

$$s_i: [0, p_{max}] \rightarrow [0, q_{cap,i}]$$

Η συνάρτηση αυτή πρέπει σύμφωνα και με τα όσα αναφέρθηκαν σε προηγούμενη ενότητα να μην παίρνει αρνητικές τιμές και να είναι αύξουσα ( $b_i \geq 0$ ), καθώς, δηλαδή, αυξάνει η τιμή πώλησης, αυξάνει και η ενέργεια που κάθε επιχείρηση προτίθεται να διαθέσει. Στο μοντέλο η συνάρτηση αυτή θεωρείται κατά τμήματα γραμμική.

Η κλίση  $b_i$  της Προσφοράς Έγχυσης της Μονάδας  $i$  μπορεί να υπολογιστεί με βάση τα διαδοχικά σημεία της συνάρτησης προσφοράς, όπως αυτά προκύπτουν από την επίλυση του μοντέλου για διαφορετικές τιμές των shocks ζήτησης. Ο ακριβής τρόπος προσδιορισμού της κλίσης θα εξετασθεί στο επόμενο κεφάλαιο. Από την άλλη πλευρά ο σταθερός όρος  $a_i$  της



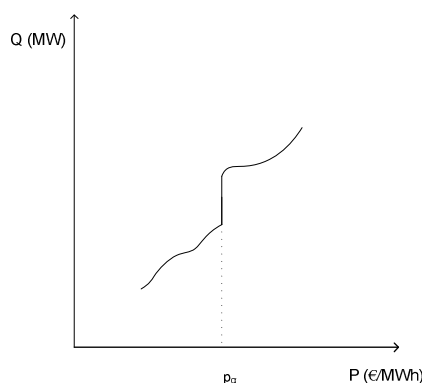
Προσφορά Έγχυσης μίας Μονάδας ισούται με το οριακό κόστος της κάθε Μονάδας. Συγκεκριμένα, σε μία ισχυρή ισορροπία ισχύει:

$$s_i(p) = 0 \text{ αν και μόνο αν } p_{min} < p < cost'_i(0)$$

$$cost'_i(s_i(p)) < p \text{ για } cost'_i(0) < p < p_{max}$$

Μία επιχείρηση ηλεκτρισμού επιλέγει να μη διαθέσει καμία ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας σε τιμή μικρότερη του οριακού της κόστους για μηδενική παραγωγή  $\{cost'_i(0) = c_i\}$ . Αντίστοιχα, για οποιοδήποτε επίπεδο παραγωγής η επιχείρηση διαθέτει την ενέργεια που παράγει σε τιμές υψηλότερες του οριακού της κόστους. ♦

Όπως ήδη αναφέρθηκε υπάρχει η απαίτηση η συνάρτηση προσφοράς της κάθε Μονάδας να είναι αύξουσα, αλλά, δεν απαιτείται να είναι και συνεχής. Πρέπει, ωστόσο, να δοθεί ιδιαίτερη προσοχή στα σημεία όπου εμφανίζεται ασυνέχεια της συνάρτησης προσφοράς μίας επιχείρησης. Στις τιμές που η Προσφορά Έγχυσης είναι ασυνεχής έχουμε ένα συγκεκριμένο εύρος ποσοτήτων ηλεκτρικής ενέργειας το οποίο προσφέρεται στην ίδια τιμή  $p_a$ .



**Σχήμα 4. Ασυνέχεια Συνάρτησης Προσφοράς**

Αν η αγορά, λοιπόν, ισορροπήσει στην τιμή αυτή η συνολική ποσότητα που προσφέρεται είναι:

$$\sum_i^n s_i(p_a^-) \leq D(p_a, e) \leq \sum_i^n s_i(p_a^+)$$

Αν μόνο μία Προσφορά Έγχυσης είναι ασυνεχής στη συγκεκριμένη τιμή, τότε η κάθε Μονάδα προσφέρει την ποσότητα που της αναλογεί  $s_i(p_a), i \neq j$ , ενώ η Μονάδα στην οποία αντιστοιχεί η ασυνεχής συνάρτηση καλείται να καλύψει την υπόλοιπη ζήτηση:

$$s_j(p_a) = D(p_a, e) - \sum_{i \neq j} s_i(p_a)$$

Πρόβλημα εμφανίζεται όταν δύο ή περισσότερες Προσφορές Έγχυσης παρουσιάζουν ασυνέχεια στην ίδια τιμή. Στην περίπτωση αυτή θα μπορούσε να υπάρχει κάποιος κανόνας σχετικά με το ποιο ακριβώς είναι το επίπεδο της ζήτησης που κάθε Μονάδα από αυτές θα εξυπηρετήσει. Μία πρόταση θα ήταν η με κάποιο κριτήριο (πχ. χαμηλότερου οριακού κόστους) ταξινόμηση των Μονάδων.

Στο σημείο αυτό προκύπτει κάποιος προβληματισμός σχετικά με το πότε μία ασυνεχής Προσφορά Έγχυσης μπορεί να αποτελέσει μέρος της ισορροπίας της αγοράς. Ο προβληματισμός αυτός βασίζεται στο γεγονός ότι αν η Προσφορά Έγχυσης μια Μονάδας παρουσιάζει ασυνέχεια στην τιμή  $p_a$ , προσφέρει, δηλαδή, μία περιοχή ποσοτήτων στην ίδια τιμή  $p_a$ , κάποια άλλη Μονάδα θα μπορούσε να ωφεληθεί και να αυξήσει το κέρδος της προσφέροντας σε τιμή ελαφρώς χαμηλότερη από την  $p_a$ , αντί για ελαφρώς υψηλότερη και κερδίζοντας ένα σημαντικό ποσοστό της τελικής κατανομής του φορτίου. Προκύπτει, επομένως, ότι μία ασυνεχής συνάρτηση δεν μπορεί να αποτελέσει μέρος μίας ισχυρής ισορροπίας, όπως αυτή ορίστηκε νωρίτερα.

#### Θεώρημα 4.1

Σε μία ισχυρή ισορροπία, αν  $s_i(p_a^-) < s_i(p_a^+)$  με  $p_a < p_{max}$  τότε:

- Όλες οι Μονάδες  $t, t \neq i$  για τις οποίες ισχύει  $s_t(p_a) > 0$ , έχουν εξαντλήσει τη δυνατότητα παραγωγής τους  $\{s_t(p_a) = q_{cap,t}\}$
- Υπάρχει Μονάδα  $j, j \neq i$  για την οποία ισχύει  $p_a = c'_j(0)$

#### Απόδειξη

Αρχικά αποδεικνύεται ότι δεν μπορεί να υπάρξει ισχυρή ισορροπία αν δύο συναρτήσεις προσφοράς είναι ασυνεχείς στην ίδια τιμή  $p_a$ : Έστω ότι υπάρχει ισχυρή ισορροπία  $\{s_i(p_a)\}_{i=1}^n$  στην οποία και η συνάρτηση προσφοράς  $s_1$  και η συνάρτηση προσφοράς  $s_2$  παρουσιάζουν ασυνέχεια στην τιμή  $p_a$ . Τότε υπάρχει shock ζήτησης τέτοιο ώστε :

$$\sum_j^n s_j(p_a^-) - D(p_a) < e < \sum_j^n s_j(p_a^+) - D(p_a^+)$$

Υπάρχει, άρα, μη μηδενική πιθανότητα να πραγματοποιηθεί ζήτηση ίση με:

$$\sum_j^n s_j(p_a^-) < D(p_a, e) < \sum_j^n s_j(p_a^+)$$

Στην περίπτωση αυτή, υπάρχει κάποια ασάφεια σχετικά με το ποιο φορτίο θα καλύψει καθεμία από τις δύο Μονάδες που έχουν υποβάλει ασυνεχή συνάρτηση. Σύμφωνα με την ανάλυση που προηγήθηκε, στην τιμή αυτή και οι δύο Μονάδες, από τη στιγμή που προσφέρουν ενέργεια στο Σύστημα, έχουν οριακά κόστη μικρότερα της  $p_a$ :  $cost'_1(s_1(p)), cost'_2(s_2(p)) < p$ . Επομένως, και οι δύο επιθυμούν να προσφέρουν τη μεγαλύτερη δυνατή ποσότητα. Όπως αναφέρθηκε προηγουμένως, στην περίπτωση αυτή πρέπει να χρησιμοποιηθεί κάποιο προσυμφωνημένο κριτήριο για την τελική Κατανομή του Φορτίου. Έστω, λοιπόν, ότι το κριτήριο αυτό δίνει προτεραιότητα στη Μονάδα 1. Στην περίπτωση αυτή, η Μονάδα 2 θα είχε τη δυνατότητα να αυξήσει το κέρδος της επιλέγοντας μία τιμή ελάχιστα μικρότερη από την τιμή  $p_a$ . Κάτι που δεν είναι αποδεκτό για το χαρακτηρισμό του συνόλου  $\{s_i(p_a)\}_{i=1}^n$  ως ισχυρής ισορροπίας.

Για να αποδειχθεί το πρώτο μέρος του παραπάνω Θεωρήματος, θεωρείται ότι η Προσφορά Έγχυσης της Μονάδας  $i$  παρουσιάζει ασυνέχεια στην τιμή  $p_a$ :

$$s_i(p_a^-) \leq s_i(p_a^+)$$

ενώ οι Προσφορές των υπόλοιπων Μονάδων  $t$  είναι συνεχείς στην τιμή αυτή. Ακόμη, θεωρείται ότι όλες οι Μονάδες  $t$  προσφέρουν κάποια μη μηδενική και μικρότερη από τη μέγιστη δυνατή παραγωγή τους ποσότητα:

$$0 < s_t(p_a) < q_{cap,t}$$

Κάτι που υποδηλώνει ότι  $cost'_t(s_t(p)) < p_a$ .

Από τη στιγμή που παρουσιάζεται αυτή η ασυνέχεια στην τιμή  $p_a$ , υπάρχει ένα εύρος τιμών του shock ζήτησης  $(\sum_j^n s_j(p_a^-) - D(p_a), \sum_j^n s_j(p_a^+) - D(p_a^+))$ , στις οποίες η τιμή ισορροπίας θα είναι  $p_a$ .

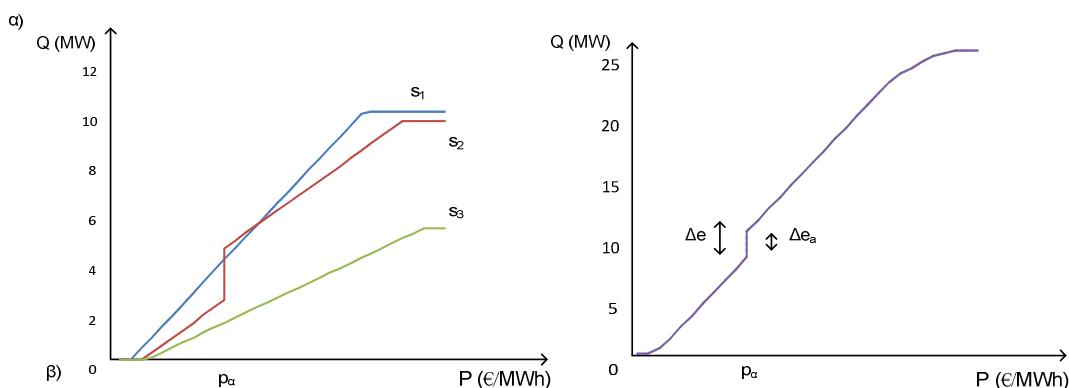
Για αυτό το εύρος τιμών του shock ζήτησης, έστω:

$$\Delta(e) = D(p_a) + e - \sum_j^n s_j(p_a^-) > 0$$

Έστω ένα shock  $e_a \in (\sum_j^n s_j(p_a^-) - D(p_a), \sum_j^n s_j(p_a^+) - D(p_a^+))$  για το οποίο ισχύει

$$\Delta(e_a) < q_{cap,t} - s_t(p_a) \text{ και } cost'_t(s_t(p_a) + \Delta(e_a)) < p_a.$$

Στο σχήμα που ακολουθεί φαίνονται: (α) οι Προσφορές Έγχυσης τριών Μονάδων, εκ των οποίων η μία είναι ασυνεχής στην τιμή  $p_a$ , ενώ οι άλλες δύο είναι συνεχείς και προσφέρουν ποσότητα:  $0 < s_t(p_a) < q_{cap,t}$ . και (β) η αθροιστική καμπύλη των Μονάδων, όπου και σημειώνονται τα μεγέθη  $\Delta(e)$  και  $\Delta(e_a)$



Σχήμα 5. Θεώρημα 4.1 (α)

Πρέπει, επομένως, να αποδειχθεί ότι η τιμή  $p_a$  δεν αποτελεί τη βέλτιστη επιλογή για τη Μονάδα  $t$  με δεδομένες τις Προσφορές Έγχυσης των άλλων Μονάδων, γεγονός που υποδηλώνει ότι οι Προσφορές  $\{s_j(p)\}_j^n$  δεν αποτελούν μία ισχυρή ισορροπία. Στην πραγματικότητα, αν η Μονάδα  $t$  επέλεγε μία τιμή  $p_a - \delta$ , αντί της τιμής  $p_a$ , τότε η ποσότητα που θα προσέφερε κατά την πραγματοποίηση του shock  $e_a$ , από  $s_t(p_a)$  αυξάνεται σε

$$D(p_a - \delta) + e_a - \sum_{j \neq t}^n s_j(p_a - \delta) = s_t(p_a) + \Delta(e_a)$$

Καθώς, λοιπόν,  $\delta \rightarrow 0$  η συνολική ποσότητα που προσφέρει τείνει στην τιμή  $s_t(p_a) + \Delta(e_a)$  (ισχύει  $s_t(p_a) + \Delta(e_a) < q_{cap,t}$ ). Ακόλουθα, το επιπλέον κέρδος της Μονάδας  $t$ , καθώς η τιμή μεταβάλλεται από  $p_a$  σε  $p_a - \delta$  είναι:

$$\begin{aligned} \Delta\pi_t &= (p_a - \delta) * \left[ D(p_a - \delta) + e_a - \sum_{j \neq t}^n s_j(p_a - \delta) \right] - cost_t \left( D(p_a - \delta) + e_a - \sum_{j \neq t}^n s_j(p_a - \delta) \right) \\ &\quad - p_a * s_t(p_a) + cost_t(s_t(p_a)) \\ &= (p_a - \delta) * [s_t(p_a) + \Delta(e_a)] - cost_t(s_t(p_a) + \Delta(e_a)) - p_a * s_t(p_a) + cost_t(s_t(p_a)) \\ &= p_a * \Delta(e_a) + [cost_t(s_t(p_a)) - cost_t(s_t(p_a) + \Delta(e_a))] - \delta * (s_t(p_a) + \Delta(e_a)) \\ &= p_a * \Delta(e_a) + \left[ \frac{cost_t(s_t(p_a)) - cost_t(s_t(p_a) + \Delta(e_a))}{\Delta(e_a)} \right] * \Delta(e_a) - \delta * (s_t(p_a) + \Delta(e_a)) \end{aligned}$$

Αφού η συνάρτηση κόστους  $cost_t$  είναι κυρτή, ισχύει:

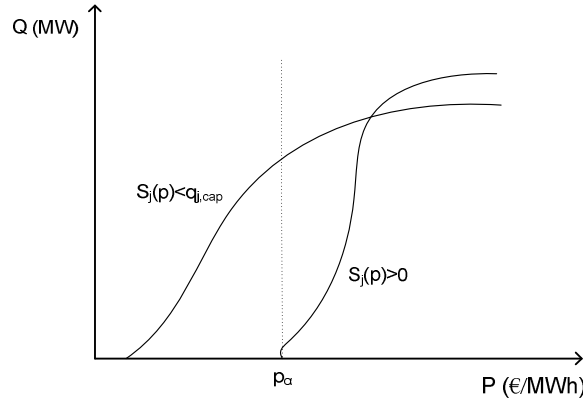
$$\frac{cost_t(s_t(p_a)) - cost_t(s_t(p_a) + \Delta(e_a))}{\Delta(e_a)} \geq cost'_t(s_t(p_a) + \Delta(e_a))$$

Άρα:

$$\Delta\pi_t \geq [p_a + cost'_t(s_t(p_a) + \Delta(e_a))] * \Delta(e_a) - \delta * (s_t(p_a) + \Delta(e_a))$$

Η μεταβολή αυτή που παρατηρείται στο κέρδος της Μονάδας  $t$ , καθώς η τιμή αυξάνει από  $p_a$  σε  $p_a - \delta$  είναι θετική (για  $\delta$  πολύ μικρό). Αποδεικνύεται, επομένως, ότι δεν πρόκειται για μία ισχυρή ισορροπία. Σε μία ισχυρή ισορροπία η Προσφορά Έγχυσης  $s_i(p)$  δεν μπορεί να παρουσιάζει ασυνέχεια, σε σημεία που για τις Προσφορές των υπόλοιπων Μονάδων, ισχύει:  $0 < s_t(p) < q_{cap,t}$ .

Για το δεύτερο μέρος του θεωρήματος, αποδεικνύεται, αρχικά, ότι πρέπει να υπάρχει τουλάχιστον μία Μονάδα  $j, j \neq i$  με παραγωγή  $0 < s_j(p)$ , καθώς η τιμή  $p$  πλησιάζει την  $p_a$  μειούμενη ή  $s_j(p) < q_{cap,j}$  καθώς η τιμή  $p$  πλησιάζει την  $p_a$  αυξανόμενη (η προσφερόμενη ποσότητα ξεκινάει από το 0 και αυξάνεται στα δεξιά της  $p_a$ , ή η Μονάδα εξαντλεί το όριο παραγωγής της στην  $p_a$ ). Τα παραπάνω παρουσιάζονται και στο σχήμα που ακολουθεί:



Σχήμα 6. Θεώρημα 4.1 (β)

Αν δεν υπάρχει καμία Προσφορά Έγχυσης με την παραπάνω συμπεριφορά, τότε υπάρχει κάποιο διάστημα  $(p_a - \delta, p_a + \delta)$ , στο οποίο οι Προσφορές Έγχυσης είναι συνεχείς ( $s_j(p) = 0$  ή  $s_j(p) = q_{cap,j}$ ). Επομένως, στο διάστημα αυτό η Μονάδα  $i$  επιλέγει να προσφέρει τιμή  $p$  ώστε να μεγιστοποιήσει τα κέρδη της:

$$\pi_i(p, e) = p * [D(p) + e - \sum_{j \neq i} s_j(p)] - cost_i(D(p) + e - \sum_{j \neq i} s_j(p))$$

Οι παράγωγοι πρώτης και δεύτερης τάξης ως προς την τιμή  $p$  προκύπτουν:

$$\pi'_i = p * D'(p) + D(p) + e - \sum_{j \neq i} s_j(p) - cost'_i \left( D(p) + e - \sum_{j \neq i} s_j(p) \right) * D'(p)$$

$$\pi''_i = [p - cost'_i(s_i(p))] * D''(p) + 2D'(p) - cost''_i(s_i(p)) * (D'(p))^2$$

Από τις παραδοχές που έχουν γίνει, ισχύει ότι:

$$p > cost'_i(s_i(p))$$

$$D'(p) < 0, D''(p) = 0, cost'_i \geq 0, cost''_i \geq 0$$

Όπως είναι προφανές η συνάρτηση κέρδους της επιχείρησης  $i$  είναι κοίλη  $\{\pi''_i < 0\}$  και, επομένως, έχει μόνο ένα μοναδικό μέγιστο. Αφού, οι συναρτήσεις ζήτησης και κόστους είναι λείες (έχουν συνεχή πρώτη παράγωγο) το μέγιστο της συνάρτησης κέρδους εξαρτάται κατά συνεχή τρόπο από το shock  $e$ , γεγονός που δείχνει ότι η Προσφορά Έγχυσης θα είναι κι αυτή συνεχή. Ο συλλογισμός, άρα καταλήγει σε άτοπο.

Έστω ότι δεν υπάρχει Μονάδα  $j, j \neq i$  με παραγωγή  $0 < s_j(p) < q_{cap,j}$  καθώς η τιμή  $p$  πλησιάζει την  $p_a$  μειούμενη και γι' αυτό υπάρχει κάποιο σύνολο Μονάδων (εκτός της  $i$ ), έστω  $I(p_a)$ , οι οποίες παράγουν  $s_j(p) < q_{cap,j}$  καθώς η  $p$  κινείται προς την  $p_a$  αυξανόμενη και  $s_j(p_a) = q_{cap,j} \Rightarrow s'_j(p_a) = 0$ .

Για μία Προσφορά Έγχυσης σε ισχυρή ισορροπία ισχύει, σύμφωνα με τα όσα έχουν αναφερθεί:

$$s_i(p) = \left\{ \left[ cost'_i \left( D'(p) - \sum_{j \neq i} s'_j(p) \right) \right] - p \right\} * \left( D'(p) - \sum_{j \neq i} s'_j(p) \right)$$

Με χρήση αυτής της σχέσης, και για τις παραδοχές που έγιναν παραπάνω, προκύπτουν οι ακόλουθες σχέσεις για  $p_a^-$  και  $p_a^+$  αντίστοιχα:

$$s_i(p_a^-) = [cost'_i(s_i(p_a^-)) - p_a] * \left[ D'(p_a) - \sum_{j \in I(p_a)} s'_j(p_a^-) \right]$$

$$s_i(p_a^+) = [cost'_i(s_i(p_a^+)) - p_a] * D'(p_a)$$

Ισχύει ότι:

$$cost'_i(s_i(p_a^-)) < p_a \Leftrightarrow [cost'_i(s_i(p_a^-)) - p_a] > 0$$

$$cost'_i(s_i(p_a^+)) < p_a \Leftrightarrow [cost'_i(s_i(p_a^+)) - p_a] > 0$$

Ακόμη, αφού η συνάρτηση κόστους είναι κυρτή, ισχύει:

$$cost'_i(s_i(p_a^-)) \leq cost'_i(s_i(p_a^+))$$

$$\Leftrightarrow [cost'_i(s_i(p_a^-)) - p_a] \leq [cost'_i(s_i(p_a^+)) - p_a]$$

Τέλος, σύμφωνα με τις ιδιότητες της συνάρτησης προσφοράς της κάθε Μονάδας ισχύει:

$$s'_j(p) \geq 0, \forall p \in (0, p_{max})$$

$$\Rightarrow s'_j(p_a^-) \geq 0$$

$$\Rightarrow \sum_{j \in I(p_a)} s'_j(p_a^-) \geq 0$$

$$\Rightarrow D'(p_a) - \sum_{j \in I(p_a)} s'_j(p_a^-) \leq D'(p_a)$$

Άρα:

$$[cost'_i(s_i(p_a^-)) - p_a] * \left[ D'(p_a) - \sum_{j \in I(p_a)} s'_j(p_a^-) \right] \leq [cost'_i(s_i(p_a^+)) - p_a] * D'(p_a)$$

$$\Rightarrow s_i(p_a^-) \geq s_i(p_a^+)$$

Όμως αυτό αντιβαίνει στην αρχική υπόθεση  $\{s_i(p_a^-) \leq s_i(p_a^+)\}$ .

Επομένως, αποδεικνύεται ότι υπάρχει Μονάδα  $j, j \neq i$  για την οποία ισχύει  $0 < s_j(p) < q_{cap,j}$  καθώς η τιμή μειώνεται από  $p$  σε  $p_a$ . Σύμφωνα και με το πρώτο μέρος του Θεωρήματος  $s_i(p_a^+) = 0$ . Προκύπτει:  $p_a = cost'_j(0)$ . ♦

Συνέχεια των συναρτήσεων προσφοράς αποδεικνύεται και σε περίπτωση πλήρως συμμετρικών Μονάδων (1) και σε περίπτωση Μονάδων με ίδιες καμπύλες κόστους, αλλά διαφορετική δυνατότητα παραγωγής (19).

Αν, λοιπόν, θεωρηθεί ένα σύνολο Προσφορών  $\{s_i(p)\}_{i=1}^n$ , οι οποίες αποτελούν μία ισχυρή ισορροπία, τότε από το Θεώρημα που προηγήθηκε, διαπιστώνεται ότι μπορεί να υπάρξει ένας πεπερασμένος, μόνο, αριθμός σημείων, στα οποία μία Προσφορά Έγχυσης  $s_i(p)$  μπορεί να είναι ασυνεχής και αυτά είναι τα σημεία στα οποία μία άλλη Μονάδα αρχίζει να παράγει ενώ όλες οι υπόλοιπες έχουν εξαντλήσει τη δυνατότητα παραγωγής τους.

Ένα δεύτερο σημείο στο οποίο μπορεί να σταθεί κανείς είναι η συνέχεια ή μη της παραγωγού της Προσφοράς Έγχυσης σε κάθε σημείο  $(p, q)$ . Σε μία ισχυρή ισορροπία  $\{s_i(p)\}_{i=1}^n$ , κάθε Προσφορά Έγχυσης  $s_i(p)$  έχει συνεχή παράγωγο ως προς  $p$ , εκτός από τις τιμές  $p \in Q$ , όπου  $Q$  είναι το σύνολο των σημείων, στα οποία κάποια Μονάδα, είτε αρχίζει να παράγει, είτε εξαντλεί τη δυνατότητα παραγωγής της:

$$Q: \{p_x: s_j(p_x) = q_{cap,j} \text{ και } s_j(p) < q_{cap,j}, \forall p < p_x\} \cup \{cost'_1(0), cost'_2(0), \dots, cost'_n(0)\} \diamond$$

## 4.7 Προσδιορισμός Παραμέτρων Καμπύλης Ζήτησης

### 4.7.1 Προσδιορισμός Ελάχιστου Shock Ζήτησης ( $e_{min}$ )

Η μικρότερη τιμή που μπορεί να παρατηρηθεί στην αγορά είναι μεγαλύτερη από το χαμηλότερο ανάμεσα στις υπάρχουσες Μονάδες οριακό κόστος για μηδενική παραγωγή. Επιλέγεται, επομένως, η τιμή του  $e_{min}$  να είναι τέτοια ώστε στο χαμηλότερο επίπεδο ζήτησης να έχει αρχίσει να προσφέρει μία μόνο επιχείρηση (αυτή με το χαμηλότερο  $c_i$ ):

$$\min\{c_i\}_i^n < p_{min} < \{\{c_i\}_i^n \setminus \min\{c_i\}_i^n\}$$

$$\Rightarrow -D(\min\{c_i\}_i^n) < e_{min} < -D(\{\{c_i\}_i^n \setminus \min\{c_i\}_i^n\})$$

#### 4.7.2 Προσδιορισμός Μέγιστου Shock Ζήτησης ( $e_{max}$ )

Σύμφωνα με την προσέγγιση του Green (3), που στη συνέχεια υιοθετούν και οι Baldick και Hogan (20), αν υποθεθεί ότι η εξάρτηση της ζήτησης από το χρόνο διαχωρίζεται από την εξάρτησή της από την τιμή, τότε αυτή περιγράφεται από μία συνεχή καμπύλη  $D: \mathbb{R}_+ \times [0,1] \rightarrow \mathbb{R}$  της μορφής:

$$\forall p \in \mathbb{R}_+, \forall t \in [0,1], D(p, t) = N(t) + y * p$$

Όπου,  $p$ , η τιμή

$t$ , ο κανονικοποιημένος χρόνος

$N: [0,1] \rightarrow \mathbb{R}_+$ , η καμπύλη φορτίου και

$y \in \mathbb{R}_-$ : η κλίση της καμπύλης ζήτησης

Παρόμοια, σε ένα από τα βασικά παραδείγματα του (17) η ζήτηση προσδιορίζεται από την καμπύλη διάρκειας φορτίου ως εξής:

Έστω ότι η καμπύλη διάρκειας φορτίου είναι η

$$N(t) = \alpha_0 + \alpha_1 * (1 - t), t \in [0,1], \alpha_0, \alpha_1 \in \mathbb{R}_+$$

και η καμπύλη ζήτησης είναι της μορφής:

$$D(p, e) = x + y * p + e, p \in [0, p_{max}], x \geq 0, y < 0$$

Υποθέτοντας, λοιπόν, ότι η εξάρτηση της ζήτησης από το χρόνο διαχωρίζεται από την εξάρτησή της από την τιμή θεωρείται ότι  $x = \alpha_0$  και  $e_{max} = \alpha_1$ .

Ωστόσο, ο τρόπος αυτός υπολογισμού του μέγιστου shock ζήτησης  $e_{max}$  καταλήγει σε επίλυση του προβλήματος για πιθανά επίπεδα ζήτησης με πεδίο τιμών:  $[D_{min}, D_0]$ , όπου  $D_0 = \alpha_0 + \alpha_1 - y * p_0 \leq D_{max}$  και  $p_0$  η τιμή στην οποία ζητείται η ποσότητα  $D_0$  (ισχύει  $p_0 \in [0, p_{max}]$ ). Επομένως, η περίπτωση ζήτησης του φορτίου αιχμής του συστήματος δεν επιλύεται ποτέ.

Το πρόβλημα αυτό μπορεί να επιλυθεί σύμφωνα με τα ακόλουθα: Η υψηλότερη ζήτηση εμφανίζεται στην περίπτωση του μέγιστου shock ζήτησης. Αν, λοιπόν, θεωρηθεί δεδομένη την Οριακή Τιμή Συστήματος  $p_0$  που μπορεί να επικρατήσει στην αγορά, η μέγιστη τιμή του shock ζήτησης προσδιορίζεται από τη σχέση:

$$y * p_0 + e_{max} = D_{max}$$

$$\Rightarrow e_{max} = D_{max} - y * p$$

Επειδή, ωστόσο, δε είναι εκ των προτέρων γνωστή η τιμή  $p$  στην οποία θα ισορροπήσει η αγορά, αντί αυτής λαμβάνεται η τιμή  $p_{max}$ .

Ισχύει:  $p < p_{max}$

$$\Leftrightarrow y * p > y * p_{max}, (y < 0)$$



$$\Leftrightarrow -y * p < -y * p_{max}$$

$$\Leftrightarrow D_{max} - y * p < D_{max} - y * p_{max}$$

$$\Leftrightarrow e_{max} < D_{max} - y * p_{max}$$

Για να εξασφαλιστεί, επομένως, ότι το εύρος  $[e_{min}, e_{max}]$  είναι τέτοιο ώστε να επιτρέπει τον υπολογισμό των Προσφορών Έγχυσης ακόμη κι όταν η αναμενόμενη ζήτηση ισούται με την αιχμή του Συστήματος, ορίζεται:

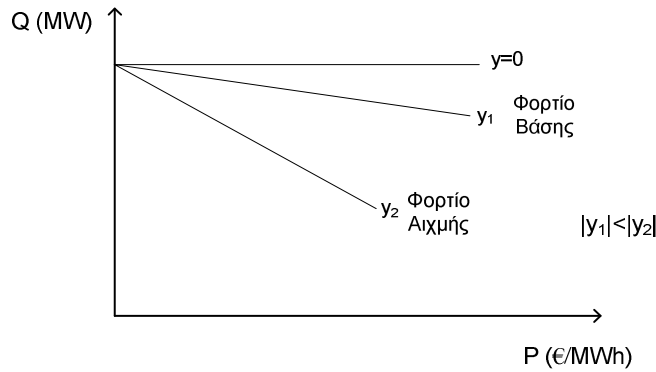
$$\Rightarrow e_{max} = D_{max} - y * p_{max}$$

Η θεώρηση αυτή διευκολύνει γιατί δίνει τη δυνατότητα να υπολογίζουμε τις βέλτιστες Προσφορές Έγχυσης σε οποιοδήποτε επίπεδο ζήτησης (οποιαδήποτε κι αν είναι η επίδραση του όρου  $y * p_{max}$ ).

#### 4.7.3 Προσδιορισμός Κλίσης Καμπύλης Ζήτησης ( $y$ )

Η κλίση  $y$  είναι η πρώτη παράμετρος η οποία μπορεί να διαφοροποιήσει τη συνάρτηση προσφοράς που υποβάλλει μία Μονάδα κατά τη διάρκεια κάποιων Περιόδων Κατανομής. Σε διαφορετικές ώρες της ημέρας η ελαστικότητα τιμής της ζήτησης αλλάζει και, επομένως, διαφοροποιείται και η κλίση της καμπύλης ζήτησης. Η διαφοροποίηση αυτή οδηγεί τις Μονάδες στην υποβολή διαφορετικών Προσφορών Έγχυσης κατά τη διάρκεια της ημέρας. Σύμφωνα, όμως, με δοκιμές που έγιναν κατά τη διάρκεια της παρούσας διπλωματικής, η ευαισθησία των αποτελεσμάτων του μοντέλου στις μεταβολές της κλίσης της καμπύλης ζήτησης είναι αρκετά μικρή.

Δυστυχώς, δεν υπάρχει κάποιος σαφής τρόπος υπολογισμού της αριθμητικής τιμής της κλίσης  $y$  της καμπύλης ζήτησης. Μία πρώτη παρατήρηση, ωστόσο, είναι ότι σε περιπτώσεις που το Φορτίο του Συστήματος είναι πιο κοντά στην αιχμή η ζήτηση γίνεται περισσότερο ελαστική, αφού περισσότεροι καταναλωτές έχουν τη δυνατότητα να μετακινήσουν φορτία σε άλλες ώρες της ημέρας αν η τιμή αυξηθεί. Αυτό σημαίνει ότι σε ώρες αιχμής η κλίση  $y$  αυξάνει, η αριθμητική, δηλαδή, τιμή της παραμέτρου  $y$  αυξάνεται κατά απόλυτο τιμή ( $y \leq 0$ ). Αντίθετα, σε περιπτώσεις που το φορτίο είναι πιο κοντά στη βάση η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας γίνεται πιο ανελαστική και οι καταναλωτές δεν ανταποκρίνονται άμεσα σε μεταβολές της τιμής (σημαντική μείωση της τιμής δε συνεπάγεται αντίστοιχη μείωση της κατανάλωσης). Σε περιπτώσεις, επομένως, χαμηλότερης ζήτησης, η κλίση  $y$  μειώνεται κατά απόλυτο τιμή. Στο ακόλουθο σχήμα, φαίνονται οι καμπύλες ζήτησης για κάποια ενδεικτικά φορτία:



Σχήμα 7. Καμπύλη ζήτησης για ενδεικτικές τιμές της κλίσης  $y$

Ο ακριβής προσδιορισμός της αριθμητικής τιμής της κλίσης  $y$  παραμένει δύσκολος. Στη διεθνή βιβλιογραφία έχουν χρησιμοποιηθεί διαφορετικές κλίσεις: οι Green και Newbery (2) υποθέτουν κλίση ίση με  $-0.25 \frac{GWh}{\text{€}/MWh}$ , ενώ ο Green σε άλλη εργασία του (3) θεωρεί κλίση

$-0.5$ . Στα ίδια πλαίσια κινούνται και οι Baldick, Grant & Kahn (21) που θεωρούν ότι η κλίση κυμαίνεται στο διάστημα  $[-0.5, -0.1]$ , ενώ σαφώς μικρότερη κλίση θεωρούν οι Bunn και Day (22) με τιμές  $[-0.1, -0.01]$ .

Στην παρούσα εργασία, θεωρείται ότι η κλίση της καμπύλης ζήτησης παίρνει τιμές στο διάστημα

$$[-0.025, -0.015] \left( \frac{GWh}{\text{€}/MWh} \right).$$

# 5

## *Μαθηματικό Μοντέλο*

Στη συγκεκριμένη ενότητα κατασκευάζεται η συνάρτηση προσφοράς της κάθε Μονάδας και διαμορφώνεται το τελικό μαθηματικό μοντέλο. Η τελική διατύπωση του μοντέλου προϋποθέτει δύο διαδικασίες: Αρχικά, πρέπει να διαμορφωθεί το πρόβλημα σε επιλύσιμη μορφή. Το πρόβλημα κάθε Μονάδας γράφεται ως πρόβλημα μεικτής συμπληρωματικότητας. Έτσι κατασκευάζονται  $n$  ανεξάρτητα MCP προβλήματα. Η προσθήκη της κατάλληλης αντικειμενικής συνάρτησης μορφοποιεί ένα πρόβλημα MPEC (Mathematical Problem with Equilibrium Constraints), ένα μαθηματικό, δηλαδή, μοντέλο του οποίου οι περιορισμοί είναι τα  $n$  MCP προβλήματα. Το πρόβλημα, στη συνέχεια, μετατρέπεται σε πρόβλημα μη γραμμικού προγραμματισμού με τη χρήση κάποιας παραμέτρου για τη χαλάρωση της συμπληρωματικότητας των μεταβλητών, ώστε να είναι ευκολότερη η επίλυσή του. Μέσα από τη διαδοχική επίλυση του μοντέλου και τη μείωση της τιμής αυτής της παραμέτρου επιτυγχάνεται η επίλυση των MCP προβλημάτων με σχετικά μεγάλη ακρίβεια. Η δεύτερη διαδικασία αφορά τον έλεγχο σχετικά με το αν η λύση που βρίσκει το μοντέλο είναι η βέλτιστη.

## 5.1 Βελτιστοποίηση Κέρδους Μονάδας Παραγωγής

### Ηλεκτρισμού

Για να βελτιστοποιήσει η επιχείρηση παραγωγής ηλεκτρισμού ( $i$ ) το κέρδος της, αν θεωρηθούν δεδομένες οι Προσφορές Έγχυσης των υπόλοιπων επιχειρήσεων της αγοράς  $s_j, j \neq i$ , οφείλει να αναζητήσει την τιμή που θα της αποφέρει τα υψηλότερα κέρδη. Αν η αγορά ισορροπήσει στην τιμή  $p$ , τότε η παραγωγή της επιχείρησης ( $i$ ) δίνεται από τη σχέση:

$$s_i(p) = D(p, e) - \sum_{j \neq i} s_j(p)$$

Το κέρδος, επομένως, της επιχείρησης είναι:

$$\pi_i(p, e) = p * s_i - cost_i(s_i(p))$$

Αν οι προσφορές έγχυσης  $\{s_i(p)\}_{i=1}^n$  στην ισορροπία είναι λείες και δεν υπάρχουν άλλοι περιορισμοί, τότε η βέλτιστη επιλογή τιμής για την επιχείρηση ( $i$ ) επιτυγχάνεται όταν:

$$\begin{aligned} \frac{\partial \pi_i(p, e)}{\partial p} &= s_i(p) + p * s'_i(p) - \frac{\partial cost_i(s_i(p))}{\partial p} \\ &= s_i(p) + p * \frac{\partial s_i(p)}{\partial p} - \frac{\partial cost_i(s_i(p))}{\partial s_i(p)} * \frac{\partial s_i(p)}{\partial p} \\ &= s_i(p) + p * (D'(p) - \sum_{j \neq i} s'_j(p)) \\ &\quad - (c_i + d_i * (D'(p) - \sum_{j \neq i} s'_j(p))) * (D'(p) - \sum_{j \neq i} s'_j(p)) \\ &= s_i(p) + \{p - [c_i + d_i * (y - \sum_{j \neq i} b_j(p))]\} * (y - \sum_{j \neq i} b_j(p)) = 0 \end{aligned}$$

Επομένως, το κέρδος μεγιστοποιείται όταν η επιχείρηση προσφέρει στην αγορά ενέργεια ίση με:

$$s_i(p) = \left\{ \left[ c_i + d_i * \left( y - \sum_{j \neq i} b_j(p) \right) \right] - p \right\} * \left( y - \sum_{j \neq i} b_j(p) \right)$$

Αν τώρα συμπεριληφθούν και οι περιορισμοί τους οποίους πρέπει η κάθε προσφορά να ικανοποιεί προκύπτει το πρόβλημα (για κάθε shock ζήτησης):

$$\max_{p_{ik}} \left[ D(p_{ik}) + e_k - \sum_{j \neq i} s_j(p_{ik}) \right] * p_{ik} - cost_i \left( D(p_{ik}) + e_k - \sum_{j \neq i} s_j(p_{ik}) \right)$$

$$\text{s.t.} \quad 0 \leq p_{ik} \leq p_{max}$$

$$0 \leq D(p_{ik}) + e_k - \sum_{j \neq i} s_j(p_{ik}) \leq q_{cap,i}$$

Μετατρέποντας το παραπάνω πρόβλημα σε Mixed Complementarity Problem (MCP) με τη χρήση των συνθηκών Kuhn-Tucker προκύπτει το ακόλουθο:

$$s_i(p) = \left\{ \left[ c_i + d_i * \left( y + \sum_{j \neq i} b_j(p) \right) \right] - p + l_i - m_i \right\} * \left( y + \sum_{j \neq i} b_j(p) \right)$$

$$l_i \geq 0 \perp s_i(p) \geq 0$$

$$m_i \geq 0 \perp [q_{cap,i} - s_i(p)] \geq 0$$

Όπου το σύμβολο  $\perp$  υποδηλώνει ότι τουλάχιστον μία από τις δύο παρακείμενες ανισότητες ικανοποιείται ως ισότητα, ενώ οι μεταβλητές  $l_i$ ,  $m_i$  είναι οι πολλαπλασιαστές Lagrange των περιορισμών της παραγωγής.

Αξίζει να αναφερθεί η περίπτωση κατά την οποία οι υπόλοιπες εταιρείες σε μία τιμή  $p$  είτε δεν παράγουν ( $s_j = 0, j \neq i$ ), είτε έχουν εξαντλήσει τη δυνατότητα παραγωγής τους ( $s_j = q_{cap,j}, j \neq i$ ) σε μία περιοχή  $[p - \delta, p + \delta]$ . Στην περίπτωση αυτή η επιχείρηση ( $i$ ) μπορεί να θεωρήσει ότι η αγορά στην οποία απευθύνεται μετατρέπεται σε μονοπωλιακή και αν η ίδια δεν έχει εξαντλήσει τη δυνατότητα παραγωγής της να προσφέρει ποσότητα ίση με:

$$s_i(p) = \{ [c_i + d_i * y] - p \} * y$$

## 5.2 Κατασκευή Συνάρτησης Προσφοράς

Όπως έχει ήδη αναφερθεί η προσέγγιση της συνάρτησης προσφοράς της κάθε Μονάδας έγχυσης βασίζεται στη διακριτοποίηση των επιπέδων ζήτησης που οφείλεται στα διαφορετικά shock ζήτησης, και όχι στη διακριτοποίηση των τιμών όπως πολλές φορές συναντάται στη βιβλιογραφία. Το shock ζήτησης  $e$  θεωρείται ότι παίρνει  $K$  τιμές στο διάστημα  $[e_{min}, e_{max}]$ .

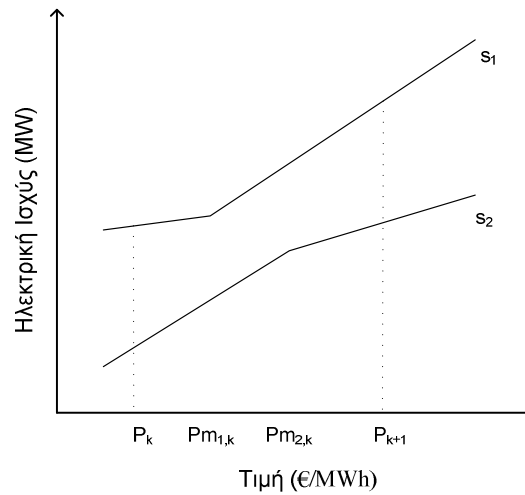
Στο μοντέλο έχει υποθεθεί ότι οι Προσφορές Έγχυσης είναι συναρτήσεις κατά τμήματα γραμμικές. Στην περίπτωση που πραγματοποιείται το shock  $e_k$ , η Οριακή Τιμή Συστήματος είναι  $p_k$  (κοινή για όλες τις Μονάδες), και η κάθε Μονάδα προσφέρει ισχύ  $q_{ik}$ . Κάθε γραμμικό τμήμα μιας συνάρτησης προσφοράς αντιστοιχεί στην πραγματοποίηση ενός διαφορετικού shock ζήτησης. Επομένως, το  $k$ -ιστό γραμμικό κομμάτι κάθε προσφοράς περνάει από το σημείο

$(p_{ik}, q_{ik})$  και έχει κλίση  $b_{ik}$ . Για να υπολογιστεί και να κατασκευαστεί η συνάρτηση προσφοράς απαιτείται τα διαδοχικά γραμμικά τμήματα της, πχ. τα τμήματα στα οποία βρίσκονται οι τιμές  $p_k, p_{k+1}$  να τέμνονται σε κάποια τιμή  $pm$  ανάμεσα στα σημεία  $p_k$  και  $p_{k+1}$ . Κατά την κατασκευή τους, οι συναρτήσεις θεωρούνται διαφορίσιμες στα σημεία  $p_k$ , επιδιώκεται δηλαδή τα σημεία όπου η καμπύλη δεν είναι λεία (η πρώτη παράγωγος εμφανίζει ασυνέχεια) να μη συμπίπτουν με τις τιμές οι οποίες αντιστοιχούν σε κάποιο shock  $e_k$ . Για να εξασφαλιστεί ότι στα σημεία  $p_k$  δεν εμφανίζεται ασυνέχεια της παραγώγου πρέπει να τηρείται αυστηρά η ακόλουθη ανισότητα:  $p_{k+1} < pm_{ik} < p_k$ .

Επομένως, πρέπει να ισχύει:

$$q_{ik+1} + b_{ik+1} * (pm_{ik} - p_{k+1}) = q_{ik} + b_{ik} * (pm_{ik} - p_k)$$

Η σχέση αυτή ισχύει και για συναρτήσεις που έχουν την ίδια κλίση σε δύο ή περισσότερα διαδοχικά τμήματά τους. Τότε τα σημεία που ικανοποιούν την παραπάνω σχέση απειρίζονται, χωρίς βλάβη του μοντέλου.



**Σχήμα 8. Κατασκευή Προσφοράς Έγχυσης**

Η Προσφορά Έγχυσης της κάθε Μονάδας κατασκευάζεται ως εξής:

$$s_i(p) = \begin{cases} q_{i1} + b_{i1} * (p - p_{i1}), & 0 \leq p \leq pm_{i1} \\ q_{ik} + b_{ik} * (p - p_{ik}), & pm_{ik-1} \leq p \leq pm_{ik}, k = 2, \dots, K - 1 \\ q_{iK} + b_{iK} * (p - p_{iK}), & pm_{iK-1} \leq p \leq p_{max} \end{cases}$$

Με την προσθήκη του περιορισμού συνέχειας και μονοτονίας της υπολογιζόμενης συνάρτησης προσφοράς το πρόβλημα που επιλύει η κάθε Μονάδα είναι:

$$q_{ik} - (p_k - (c_i - 2 * d_i * q_{ik}) + l_{ik} - m_{ik}) \left( \sum_{j \neq i} b_{jk} - y \right) = 0$$

$$\sum_{j=1}^n q_{jk} = D(p_k) + e_k$$

$$q_{ik+1} - q_{ik} - b_{ik+1}p_{k+1} + b_{ik}p_k + (b_{ik+1} - b_{ik})pm_{ik} = 0, k = 1, \dots, K - 1$$

$$p_k \leq pm_{ik} \leq p_{k+1}$$

$$b_{ik} \geq 0$$

$$0 \leq p_k \leq p_{max}$$

$$l_{ik} \geq 0 \perp q_{ik} \geq 0$$

$$m_{ik} \geq 0 \perp [q_{cap,i} - q_{ik}] \geq 0$$

Η Οριακή Τιμή Συστήματος  $p_k$  είναι κοινή για όλη την αγορά και σύμφωνα με αυτήν πληρώνονται όλες οι Μονάδες. Η λύση του παραπάνω προβλήματος για κάθε επιχείρηση προσδιορίζει τη βέλτιστη συνάρτηση προσφοράς της. Η παραπάνω γραφή του προβλήματος αποτελεί μία εναλλακτική της γραφής του ως ενός προβλήματος συνήθων διαφορικών εξισώσεων, του οποίου η αριθμητική επίλυση είναι αρκετά δυσκολότερη. Επιπλέον, με τον τρόπο αυτό η λύση που προκύπτει για κάθε  $k$  δίνει ένα σημείο  $(p_i, q_i)$  που ανήκει στη βέλτιστη Προσφορά Έγχυσης, και δεν αποτελεί απλά μία προσέγγιση της καμπύλης.

Τέλος, πρέπει να αναφερθεί ότι οι Anderson και Hu (17)γράφουν διαφορετικά την πρώτη από τις εξισώσεις του προβλήματος. Συγκεκριμένα, συμπεριλαμβάνουν την ακόλουθη εξίσωση:

$$q_{ik} - (p_k - (c_i - 2 * d_i * q_{ik})) \left( \sum_{j \neq i} b_{jk} - y \right) - l_{ik} + m_{ik} = 0$$

Σύμφωνα με τις συνθήκες Kuhn-Tucker η εξίσωση αυτή δεν είναι σωστή, ωστόσο, έπειτα από δοκιμές, διαπιστώνεται ότι η απόκλιση που παρατηρείται στα αποτελέσματα είναι ελάχιστη, ενώ παράλληλα αυξάνεται σημαντικά η ταχύτητα επίλυσης (αφού μειώνονται οι μη γραμμικοί όροι).

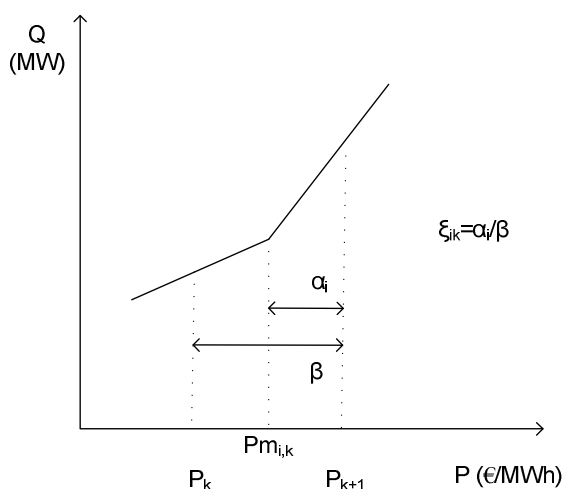
### 5.3 Τελικό Μοντέλο

Απομένει, επομένως η διαμόρφωση του προβλήματος μη γραμμικού προγραμματισμού.

Έστω μία μεταβλητή  $\xi_{ik}, i = 1, \dots, n, k = 1, \dots, K - 1$ , η οποία ορίζεται ως ο λόγος της απόστασης της τιμής  $pm_{ik}$  από την τιμή  $p_{k+1}$ , προς την απόσταση  $(p_k, p_{k+1})$ :

$$\xi_{ik} = \frac{p_{k+1} - pm_{ik}}{p_{k+1} - p_k}$$

Προφανώς, αφού  $p_k < pm_{ik} < p_{k+1}$ , ισχύει ότι  $\xi_{ik} \in (0,1)$ .



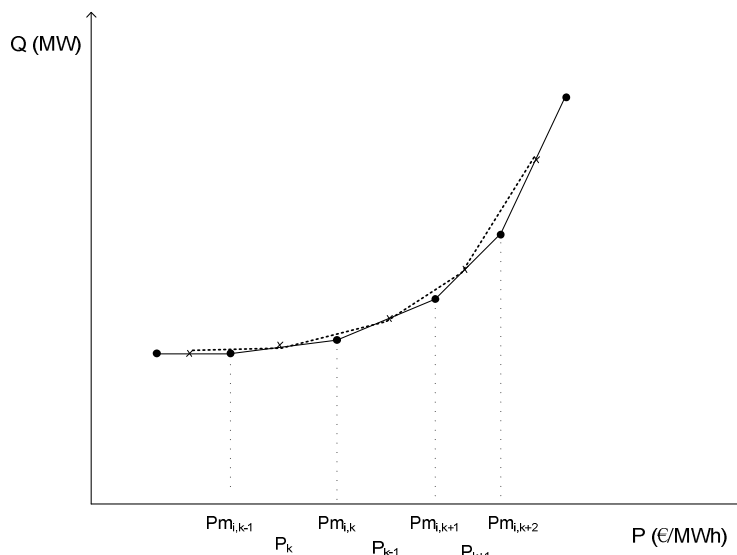
Σχήμα 9. Μεταβλητή  $\xi_{ik}$

Ως αντικειμενική συνάρτηση, η οποία πρέπει να ελαχιστοποιηθεί, επιλέγεται η ακόλουθη:

$$\sum_{i,k} (\xi_{ik} - 0,5)^2 + \sum_k (e_k - \bar{e}_k)^2$$

Ο πρώτος όρος της συνάρτησης επιβάλλει, ουσιαστικά, στο μοντέλο να επιλέγει τα σημεία  $(p_k, q_{ik})$  έτσι ώστε να ισαπέχουν οριζοντίως (στον άξονα των τιμών) από το σημείο που αλλάζει η κλίση της καμπύλης  $s_i(p)$  από  $b_{ik}$  σε  $b_{ik+1}$ . Ο λόγος που γίνεται αυτό είναι ότι μία καμπύλη προσεγγίζεται καλύτερα όταν κανείς επιλέξει το μέσο κάθε γραμμικού της τμήματος αντί για κάποια τυχαία σημεία, όπως φαίνεται και στο ακόλουθο σχήμα:





**Σχήμα 10. Προσέγγιση κατά Τμήματα Γραμμικής Καμπύλης**

Στο σχήμα αυτό η συνεχής γραμμή είναι η πραγματική συνάρτηση προσφοράς η οποία προσεγγίζεται, ενώ η διάστικτη γραμμή αποτελεί την ένωση των σημείων  $(p_k, \sum_{i=1}^n q_{ik})$ ,  $k = 1, \dots, K$ , τα οποία προκύπτουν από το μοντέλο.

Ο δεύτερος όρος προστίθεται ώστε να δώσει στο μοντέλο την ευελιξία να αποφύγει τυχόν  $e_k$  για τα οποία, δεν μπορεί να υπολογιστεί η τιμή  $pm_{ik}$ . Ο λόγος που προστίθεται αυτός ο όρος επεξηγείται μέσα από το ακόλουθο Θεώρημα:

### Θεώρημα 5.1

Έστω ότι οι Προσφορές  $\{s_i^*(p)\}_i^n$  αποτελούν μία ισχυρή ισορροπία στο διάστημα  $[0, p_{max}]$ . Τότε θεωρείται πλήθος  $K$  τέτοιο ώστε να υπάρχει λύση του παραπάνω προβλήματος  $e_k, p_k, q_{ik}, pm_{ik}, l_{ik}, m_{ik}, i = 1, \dots, n, k = 1, \dots, K$  τέτοια ώστε  $D(p_k) + e_k = \sum_j s_j^*(p_k), q_{ik}^* = s_i^*(p_k), i = 1, \dots, n, k = 1, \dots, K$ . Υπάρχει κάποιο  $K_0$ , ανεξάρτητο της τιμής του  $K$ , για το οποίο ισχύει:

$$b_{ik} = s_i^{*'}(p_k), i = 1, \dots, n \text{ για } K - K_0 \text{ τουλάχιστον τιμές } k.$$

### Απόδειξη

Έστω ότι η λύση του προβλήματος περιλαμβάνει λείες Προσφορές Έγχυσης για όλες τις Μονάδες  $i = 1, \dots, n$ . Αν ληφθούν ως δεδομένες οι τιμές που παίρνει η μεταβλητή  $p$ :  $p_1, p_2, \dots, p_K$ , προκύπτουν τα ακόλουθα shocks ζήτησης:  $e_k: D(p_k) + e_k = \sum_i s_i^*(p_k)$ . Σύμφωνα με τα όσα έχουν αναλυθεί η τιμή  $p_k$  αποτελεί τη βέλτιστη λύση στο πρόβλημα μεγιστοποίησης που αντιμετωπίζει κάθε Μονάδα:

$$\max_{p_k} \left[ D(p_k) + e_k - \sum_{j \neq i} s_j(p_k) \right] * p_k - cost_i \left( D(p_k) + e_k - \sum_{j \neq i} s_j(p_k) \right)$$

$$\text{s.t.} \quad 0 \leq p_k \leq p_{max}$$

$$0 \leq D(p_k) + e_k - \sum_{j \neq i} s_j(p_k) \leq q_{cap,i}$$

Έστω η συνεχής συνάρτηση  $g(p) = q_{ik+1} - q_{ik} - b_{ik+1}p_{k+1} + b_{ik}p_k + (b_{ik+1} - b_{ik}) * p$

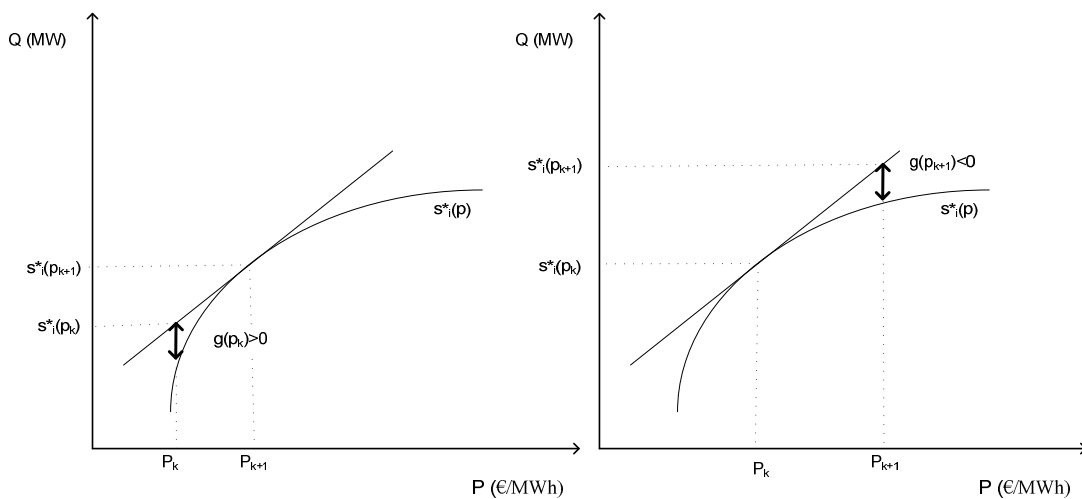
Αρκεί, επομένως να αποδειχθεί ότι η συνάρτηση αυτή μηδενίζεται για κάποιο  $p \in (p_k, p_{k+1})$

$$\begin{aligned} g(p_k) &= q_{ik+1} - q_{ik} - b_{ik+1}p_{k+1} + b_{ik}p_k + (b_{ik+1} - b_{ik}) * p_k \\ &= [q_{ik+1} + (p_k - p_{k+1}) * b_{ik+1}] - q_{ik} \\ &= [s_i^*(p_{k+1}) + (p_k - p_{k+1}) * s_i^{*'}(p_{k+1})] - s_i^*(p_k) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} g(p_{k+1}) &= q_{ik+1} - q_{ik} - b_{ik+1}p_{k+1} + b_{ik}p_k + (b_{ik+1} - b_{ik}) * p_{k+1} \\ &= q_{ik+1} - [q_{ik} + (p_{k+1} - p_k) * b_{ik}] \\ &= s_i^*(p_{k+1}) - [s_i^*(p_k) + (p_{k+1} - p_k) * s_i^{*'}(p_k)] \end{aligned}$$

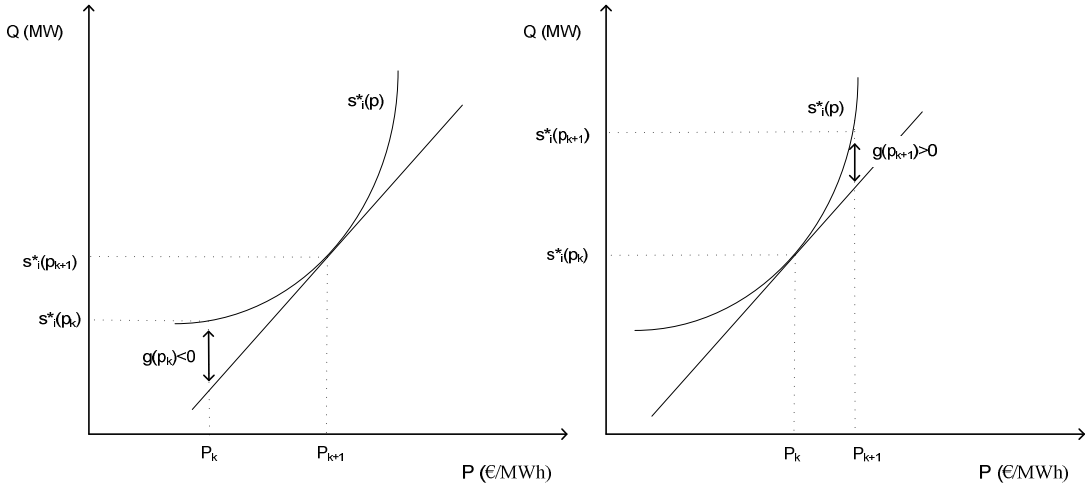
Επομένως, η συνάρτηση  $g(p)$  είναι η διαφορά ανάμεσα στην τιμή της εφαπτομένης στην  $s_i^*$  (στο σημείο  $p_{k+1}$ ) στο  $p$  και την καμπύλη  $s_i^*$  στο ίδιο σημείο.

Αν η καμπύλη  $s_i^*$  είναι κοίλη στο διάστημα  $(p_k, p_{k+1})$  τότε  $g(p_k) > 0 > g(p_{k+1})$ .



Σχήμα 11. Θεώρημα 5.1(α)

Αντίστοιχα, αν η καμπύλη  $s_i^*$  είναι κυρτή στο διάστημα  $(p_k, p_{k+1})$  τότε  $g(p_k) < 0 < g(p_{k+1})$ .



Σχήμα 12. Θεώρημα 5.1(β)

Και στις δύο περιπτώσεις η συνάρτηση  $g(p)$  μηδενίζεται σε κάποια τιμή  $p \in (p_k, p_{k+1})$  (το ίδιο ισχύει κι αν η καμπύλη  $s_i^*$  είναι γραμμική στο συγκεκριμένο διάστημα).

Αν λοιπόν, επιλεγούν τυχαία τα shocks  $e_k$ , υπάρχει η περίπτωση για κάποιο από αυτά να μην ικανοποιείται η εξίσωση συνέχειας, να μην είναι δυνατό, δηλαδή, να προσδιορισθούν τα σημεία  $pm_{ik}$  και το πρόβλημα να είναι αδύνατο. Αυτό θα συμβεί μόνο σε περίπτωση αντίθετη με όσα αναφέρθηκαν νωρίτερα, σε περίπτωση δηλαδή που η καμπύλη  $s_i^*(p)$  δεν είναι κοίλη ή κυρτή στο διάστημα  $(p_k, p_{k+1})$ , αλλά, αντίθετα, η δεύτερη παράγωγος της  $s_i^{**}(p)$  παρουσιάζει αλλαγή προσήμου εντός του διαστήματος (δεν υπάρχει δηλαδή σημείο  $p \in (p_k, p_{k+1})$ :  $g(p_k) = 0$ ). Το πρόβλημα αυτό μπορεί να επιλυθεί αν μετατοπισθεί λίγο η τιμή  $p_k$ , έτσι ώστε  $s_i^{***}(p_k) = 0$  με σκοπό να απομονωθούν σε κάθε πλευρά της  $p_k$  τμήματα της καμπύλης που παρουσιάζουν αυστηρά είτε κυρτότητα είτε κοιλότητα. Η μετατόπιση αυτή, ουσιαστικά, ισοδυναμεί με μετατόπιση του shock ζήτησης. Μία άλλη λύση θα ήταν να προστεθεί μία τιμή  $p_k$ , με τον ίδιο ακριβώς σκοπό με πριν. Η προσθήκη μίας τιμής  $p_k$  ισοδυναμεί με την προσθήκη ενός shock ζήτησης.

Για να αποφευχθεί αυτό το πρόβλημα δίνεται η δυνατότητα στο μοντέλο να επιλέγει την τιμή των shocks. Η επιλογή αυτή μπορεί να γίνει μέσα σε συγκεκριμένο εύρος για κάθε  $k$ , έτσι ώστε να εξασφαλίζεται ότι η Προσφορά υπολογίζεται για κάθε επίπεδο ζήτησης.

Αποδεικνύεται ότι και στην περίπτωση που η Προσφορά Έγχυσης  $s_i(p_k)$  δεν είναι συνεχής οι τιμές  $pm_{ik}$  υπάρχουν και ικανοποιούν την εξίσωση συνέχειας (17). Επομένως, το πλήθος των σημείων στα οποία κάποια συνάρτηση προσφοράς ή η παράγωγός της δεν είναι συνεχής είναι πεπερασμένο και ανεξάρτητο του  $K$ . ♦

Σύμφωνα με την παραπάνω ανάλυση για να μοντελοποιηθεί η μεταβλητότητα της ζήτησης σε όλο το εύρος η μεταβλητή  $e_k$  περιορίζεται ώστε να μπορεί να λάβει τιμή μέσα σε προκαθορισμένα σταθερά όρια. Εξασφαλίζεται με τον τρόπο αυτό, ότι η ζήτηση θα λάβει τιμές σε όλο το απαιτούμενο εύρος και το ότι οι τιμές αυτές θα είναι σχεδόν ομοιόμορφα κατανομημένες μέσα στο χώρο.

Ορίζονται, αρχικά τα όρια μέσα στα οποία μπορεί να κινείται κάθε shock ζήτησης με τη βοήθεια της παραμέτρου  $\widetilde{e}_k, k = 1, \dots, K$ :

$$\widetilde{e}_k = e_{min} + \frac{(k-1)}{K-1} (e_{max} - e_{min})$$

Προσδιορίζοντας το διάστημα μέσα στο οποίο μπορούν να πάρουν τιμές τα μεταβλητά shocks  $e_k$  εξασφαλίζεται ότι θα υπάρξουν αρκετά σημεία της λύσης  $(p_k, q_{ik})$  σε κάθε περιοχή τιμών, έτσι ώστε να προσδιορισθεί καλύτερα η καμπύλη προσφοράς. Ειδικότερα, κάθε μεταβλητό shock μπορεί να λάβει τιμή μέσα σε ένα διάστημα εύρους  $\frac{1}{2} * \frac{1}{K-1} (e_{max} - e_{min})$ . Συγκεκριμένα,

$$e_k \in \left( \widetilde{e}_k - \frac{1/4}{K-1} (e_{max} - e_{min}), \widetilde{e}_k + \frac{1/4}{K-1} (e_{max} - e_{min}) \right), k = 2, \dots, K-1$$

$$\widetilde{e}_1 = e_{min}$$

$$\widetilde{e}_K = e_{max}$$

Τα παραπάνω εισάγονται στο μοντέλο, μέσω του περιορισμού:

$$0,25(3\widetilde{e}_k + \widetilde{e}_{k-1}) \leq e_k \leq 0,25(3\widetilde{e}_k + \widetilde{e}_{k+1}), k = 2, \dots, K-1$$

$$e_1 = \widetilde{e}_1, e_K = \widetilde{e}_K$$

Η αντικειμενική συνάρτηση που αναλύθηκε μπορεί να διαφοροποιηθεί με την προσθήκη κάποιων επιπλέον όρων (17).

Με την προσθήκη της αντικειμενικής συνάρτησης διαμορφώθηκε ένα πρόβλημα MPEC, που, όπως έχει ήδη αναλυθεί, πρέπει στη συνέχεια να μετατραπεί σε NLP ώστε να είναι ευκολότερα επιλύσιμο. Έστω παράμετρος  $\rho > 0$ , η οποία θα χρησιμοποιηθεί για τη χαλάρωση της συμπληρωματικότητας των μεταβλητών.

$$l_{ik} q_{ik} = 0 \Rightarrow l_{ik} q_{ik} = \rho$$

$$m_{ik} * [q_{cap,i} - q_{ik}] = 0 \Rightarrow m_{ik} * [q_{cap,i} - q_{ik}] = \rho$$

$$\text{Επίσης, υποτίθεται } \xi_{ik} (p_{k+1} - p_k) = p_{k+1} - \rho m_{ik} + \rho$$

Η παράμετρος  $\rho$  λαμβάνει αρχικά μικρή τιμή και στη συνέχεια σε κάθε διαδοχική επίλυση του προβλήματος μειώνεται, μέχρι να επιτευχθεί η ζητούμενη ακρίβεια.

Το τελικό, επομένως μοντέλο είναι το ακόλουθο:

$$\min_{p,q,\bar{p},\beta,e,\lambda,\mu} \sum_{i,k} (\xi_{ik} - 0,5)^2 + \sum_k (e_k - \widetilde{e}_k)^2$$

$$\text{s.t} \quad q_{ik} - (p_k - (c_i - 2 * d_i * q_{ik}))(\sum_{j \neq i} b_{jk} - y) + l_{ik} - n_{ik} = 0$$

$$\sum_{j=1}^n q_{jk} = D(p_k) + e_k$$

$$q_{ik+1} - q_{ik} - b_{ik+1}p_{k+1} + b_{ik}p_k + (b_{ik+1} - b_{ik})pm_{ik} = 0, k = 1, \dots, K - 1$$

$$p_k \leq pm_{ik} \leq p_{k+1}$$

$$b_{ik} \geq 0$$

$$0 \leq p_k \leq p_{max}$$

$$0 \leq q_{ik} \leq q_{cap,i}$$

$$l_{ik} \geq 0$$

$$n_{jk} \geq 0$$

$$l_{ik} (q_{cap,i} - q_{ik}) \leq \rho$$

$$n_{ik}q_{ik} \leq \rho$$

$$\xi_{ik}(p_{k+1} - p_k) = p_{k+1} - pm_{ik} + \rho$$

$$0,25(3\widetilde{e}_k + \widetilde{e}_{k-1}) \leq e_k \leq 0,25(3\widetilde{e}_k + \widetilde{e}_{k+1}), \text{ for } 1 < k < K$$

$$e_1 = \widetilde{e}_K, e_K = \widetilde{e}_K$$

$$\rho \geq 0$$

$$0 \leq \xi_{ik} \leq 1$$

## 5.4 Έλεγχος Βέλτιστου

Τέλος, αναλύεται τη διαδικασία, μέσα από την οποία ελέγχεται αν η λύση που έχει βρεθεί είναι ολικά βέλτιστη. Έστω, λοιπόν, ότι  $p_k, q_{ik}, pm_{ik}, e_k, l_{ik}, m_{ik}, i = 1, \dots, n, k = 1, \dots, K$  η λύση της ακολουθίας των μη γραμμικών προβλημάτων. Είναι ήδη γνωστό από τη διατύπωση του αρχικού προβλήματος της κάθε Μονάδας (όπου θεωρήθηκαν δεδομένες οι Προσφορές Έγχυσης των υπόλοιπων Μονάδων) ότι οι τιμές  $p_k, k = 1, \dots, K$  αποτελούν τις τοπικά βέλτιστες λύσεις του προβλήματος για κάθε Μονάδα και για κάθε shock  $e_k, k = 1, \dots, K$ .

Για κάθε Μονάδα  $i$ , ταξινομούνται τα στοιχεία  $pm_{jk}, j = 1, \dots, n, j \neq i, k = 1, \dots, K$ . Αυτά είναι και τα σημεία, όπου η αθροιστική καμπύλη Προσφοράς των υπόλοιπων Μονάδων παρουσιάζει ασυνέχεια στην πρώτη της παράγωγο.

Υπολογίζεται η βέλτιστη λύση του αρχικού προβλήματος της κάθε Μονάδας  $i$  (θεωρούνται δεδομένες οι Προσφορές Έγχυσης των άλλων Μονάδων) όταν η τιμή  $p$  βρίσκεται ανάμεσα σε δύο γνωστά διαδοχικά κάθε φορά  $pm_{jk}$ : δεδομένου ενός shock ζήτησης  $e_l$  και των Προσφορών  $s_j, j \neq i$ , πρόκειται για ένα απλό μονοδιάστατο πρόβλημα μεγιστοποίησης της κυρτής συνάρτησης κέρδους της Μονάδας  $i$ . Επομένως, η επίλυσή του και η εύρεση της βέλτιστης λύσης είναι απλή. Συγκρίνοντας τα κέρδη της Μονάδας  $i$  για κάθε ένα από τα τμήματα αυτά  $(pm_{jk}, pm_{j(k+1)}), j = 1, \dots, n, j \neq i, k = 1, \dots, K$ , το πλήθος των οποίων είναι πεπερασμένο, μπορεί να βρεθεί η βέλτιστη λύση του προβλήματος  $p_{il}^*$  για το συγκεκριμένο shock ζήτησης  $e_l$ .

Αν  $p_{il}^* = p_{il}, \forall i = 1, \dots, n, l = 1, \dots, K$ , τότε έχει επιτευχθεί η επιθυμητή λύση, η οποία βελτιστοποιεί το πρόβλημα σε όλο το πεδίο ορισμού του. Σε αντίθετη περίπτωση, είναι πιθανό να χρειαστεί η αναδιαμόρφωση της ακολουθίας των προβλημάτων μη γραμμικού προγραμματισμού, με την αλλαγή της αντικειμενικής τους συνάρτησης. Η αντικειμενική συνάρτηση που χρησιμοποιείται στην παρούσα διπλωματική δεν αντιμετωπίζει κάποιο πρόβλημα στον προσδιορισμό της βέλτιστης λύσης και επιλύει το μη γραμμικό πρόβλημα NLP με ακρίβεια.

# 6

## Ανάλυση Ευαισθησίας

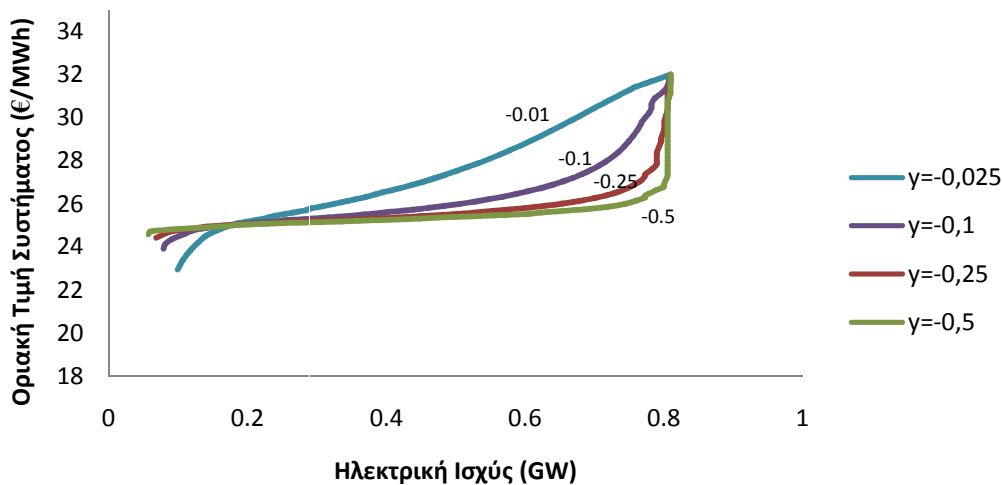
### 6.1 Ανάλυση Ευαισθησίας ως προς την κλίση της καμπύλης ζήτησης

Ένα σημαντικό πρόβλημα που προκύπτει κατά την εισαγωγή των δεδομένων στο μοντέλο είναι ο προσδιορισμός της κλίσης  $\gamma$  της καμπύλης ζήτησης. Η παράμετρος  $\gamma$  παίρνει πάντα αρνητικές τιμές, αφού η συνάρτηση ζήτησης ως προς την τιμή είναι φθίνουσα. Η καμπύλη ζήτησης θεωρείται πλήρως ανελαστική αν  $\gamma = 0$  ενώ η ελαστικότητά της αυξάνει καθώς η απόλυτη τιμή της κλίσης μεγαλώνει (υποθέτοντας ότι ο σταθερός όρος της συνάρτησης ζήτησης παραμένει ο ίδιος). Πρέπει να δοθεί ιδιαίτερη προσοχή στο γεγονός ότι η κλίση  $\gamma$ , παρά το ότι μπορούν να εξαχθούν κάποια συμπεράσματα για την ελαστικότητα της ζήτησης ως προς την τιμή από τις τιμές που αυτή λαμβάνει (υπό ορισμένες προϋποθέσεις), σε καμία περίπτωση δεν ταυτίζεται με την ελαστικότητα. Όπως έχει ήδη αναφερθεί στη διεθνή βιβλιογραφία έχουν χρησιμοποιηθεί τιμές που κυμαίνονται μεταξύ  $-0.01$  και  $-0.5 \text{ GWh}/\text{€}/\text{MWh}$ . Στην παρούσα διπλωματική, θεωρήθηκε κλίση με τιμές μεταξύ  $-0.01$  και  $-0.025 \text{ GWh}/\text{€}/\text{MWh}$ . Στο επόμενο διάγραμμα παρουσιάζεται η αθροιστική καμπύλη προσφοράς τριών Μονάδων για τιμές  $\gamma = -0.01, -0.1, -0.25, -0.5$ .

Τεχνικό- Οικονομικά Στοιχεία Μονάδων

	c	d	Qcap
Μονάδα 1	25.1	0.00064	0.267
Μονάδα 2	25	0.00064	0.267
Μονάδα 3	24.5	0.00061	0.275

## Ανάλυση Ευαισθησίας ως προς την κλίση της καμπύλης ζήτησης



Διάγραμμα 1. Ανάλυση Ευαισθησίας ως προς την κλίση της καμπύλης ζήτησης

Όπως ήταν αναμενόμενο, για μικρότερη (κατά απόλυτη τιμή) κλίση οι ποσότητες που προσφέρονται σε δεδομένη τιμή είναι μικρότερες, ή αντίστοιχα η τιμή στην οποία προσφέρεται δεδομένη ποσότητα αυξάνει. Αυτό συμβαίνει γιατί οι καταναλωτές είναι πρόθυμοι να διαθέσουν μεγαλύτερα ποσά για αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, κάτι που οι παραγωγοί εκμεταλλεύονται ανεβάζοντας τις τιμές. Καθώς η απόλυτη τιμή της κλίσης αυξάνει, η αθροιστική καμπύλη προσφοράς αντιστοιχεί σε χαμηλότερες τιμές.

Αξίζει, ωστόσο, να αναφερθεί ότι, από δοκιμές που έγιναν, παρατηρήθηκε ότι η μεταβολή της τιμής της κλίσης  $\gamma$ , δε διαφοροποιεί σημαντικά τα αποτελέσματα. Ειδικότερα, στο παράδειγμα έγινε μία επιπλέον προσομοίωση θεωρώντας  $\gamma=-0.025$  και η αθροιστική καμπύλη που προέκυψε από αυτή ταυτιζόταν πλήρως με την αντίστοιχη για  $\gamma=-0.01$ . Όπως έχει ήδη αναφερθεί, οι τιμές της κλίσης που συμπεριλαμβάνονται στο παράδειγμα έχουν όλες χρησιμοποιηθεί στη διεθνή βιβλιογραφία, ωστόσο οι πιο ευρέως χρησιμοποιούμενες τιμές κυμαίνονται στο διάστημα  $[-0.2, -0.01]$ , ενώ η τιμή  $\gamma=-0.5$  θεωρείται αρκετά μεγάλη και υποδηλώνει μικρότερη εξάρτηση του τελικού επιπέδου ζήτησης από την Οριακή Τιμή του Συστήματος. Η ευαισθησία αυτή του μοντέλου ως προς τις μεταβολές της κλίσης της καμπύλης ζήτησης μειώνεται ακόμη περισσότερο όσο αυξάνεται το πλήθος των Μονάδων που συμπεριλαμβάνονται στην προσομοίωση. Η μικρή αυτή ευαισθησία του μοντέλου ισορροπίας συναρτήσεων προσφοράς είναι ένα θετικό στοιχείο, αφού απαλλάσσει τα αποτελέσματά του από πιθανά σφάλματα λόγω λανθασμένης εκτίμησης της εξάρτησης της ζήτησης από την τιμή του Συστήματος.

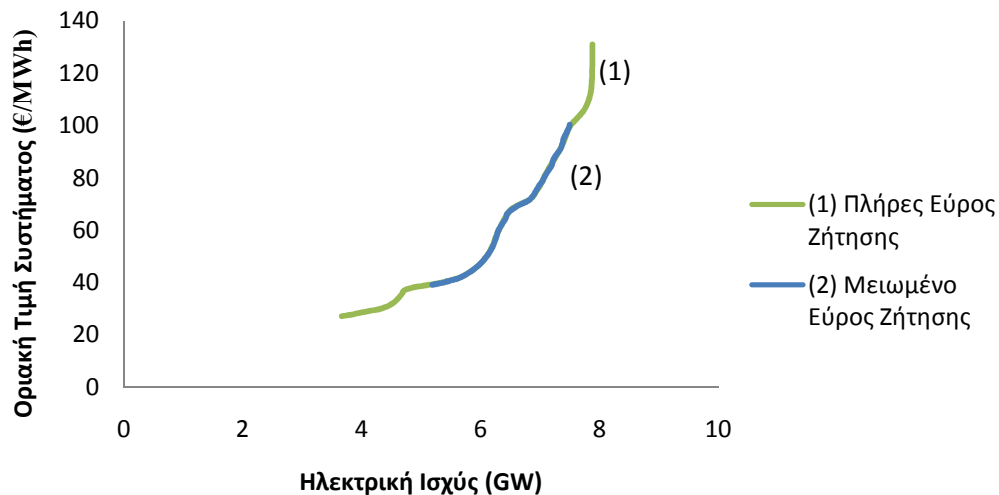


## 6.2 Ανάλυση Ευαισθησίας ως προς την τιμή των shocks ζήτησης

Ένας ακόμη πολύ σημαντικός παράγοντας κατά την εφαρμογή του μοντέλου είναι η επιλογή του εύρους των shocks ζήτησης. Τα shocks αυτά  $e_k$ ,  $k=1, \dots, K$  μοντελοποιούν τη μεταβλητότητα της ζήτησης. Μέχρι τώρα έχει υποθεθεί ότι η τελική ζήτηση μπορεί να πάρει τιμές από τη σχεδόν μηδενική ως και τη συνολική εγκατεστημένη ισχύ του Συστήματος. Στο σημείο αυτό τίθεται ένα σημαντικό ερώτημα σχετικά με το τι ακριβώς εκφράζει αυτή η μεταβλητότητα που έχει εισαχθεί στο μοντέλο. Κάθε σταθμός γνωρίζοντας καλά κάποια στατιστικά στοιχεία και συνεκτιμώντας τις καιρικές συνθήκες κι άλλες παραμέτρους, έχει τη δυνατότητα να προβλέψει ποια θα είναι η περιοχή στην οποία θα κυμανθεί η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας για κάθε Περίοδο Κατανομής (με ένα ποσοστό λάθους). Μπορεί, λοιπόν, ο καθορισμός των τιμών των shocks  $e_k$ ,  $k=1, \dots, K$ , και πιο συγκεκριμένα η επιλογή των ορίων  $e_{min}$  και  $e_{max}$  σύμφωνα με την αναμενόμενη πλέον ζήτηση (κι όχι οποιαδήποτε δυνατή ζήτηση) να διαμορφώσει αποτελέσματα διαφορετικά από αυτά που προκύπτουν για όλο το εύρος πιθανών τιμών της ζήτησής; Η απάντηση είναι αρνητική, αφού, όπως έχει αναλυθεί, το μοντέλο υπολογίζει τη βέλτιστη λύση για κάθε επίπεδο ζήτησης. Η λύση αυτή παραμένει η ίδια για κάθε επίπεδο όσο κι αν μεταβληθούν οι τιμές  $e_{min}$  και  $e_{max}$ .

Στη συνέχεια παρουσιάζεται η αθροιστική καμπύλη προσφοράς 34 Μονάδων (με σταθερά κόστη που ξεκινάει από τα 20€/MWh) θεωρώντας αρχικά ότι η ζήτηση μεταβάλλεται από τη σχεδόν μηδενική μέχρι το σύνολο της εγκατεστημένης ισχύος (1) και, έπειτα, θεωρώντας ότι μπορεί να πάρει τιμές μέσα σε προκαθορισμένα μόνο πλαίσια (2).

### Ανάλυση Ευαισθησίας ως προς τα όρια των Shocks Ζήτησης



Διάγραμμα 2. Ανάλυση Ευαισθησίας ως προς τα όρια των shocks Ζήτησης

Τα αποτελέσματα, λοιπόν, στις δύο περιπτώσεις προκύπτουν ίδια, οι δύο αθροιστικές συναρτήσεις προσφοράς ταυτίζονται πλήρως στο εύρος των τιμών της ζήτησης που προσδιορίζεται κάθε ώρα. Για το μοντέλο, το οποίο υπολογίζει μία συνεχή καμπύλη η οποία δεν

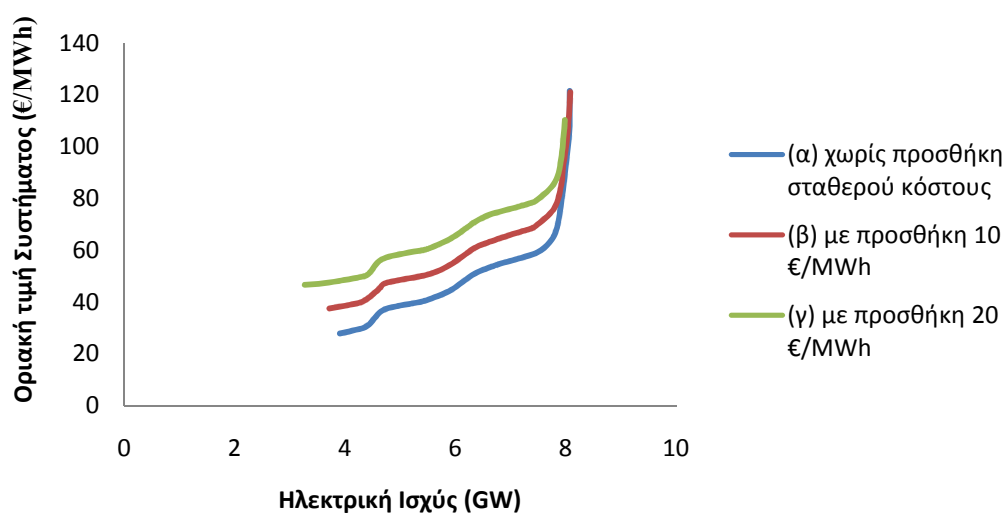
υπόκειται σε κάποιο περιορισμό βημάτων ή σημείων, δεν υπάρχει κάποια ουσιαστική διαφορά, ώστε να προτιμηθεί κάποια από τις δύο περιπτώσεις. Ωστόσο, στην πραγματικότητα, η κάθε Μονάδα οφείλει να υποβάλει στο Διαχειριστή του Συστήματος Προσφορά Έγχυσης, η οποία θα είναι κλιμακωτή συνάρτηση τιμής και ποσότητας ηλεκτρικής ενέργειας και θα περιλαμβάνει το πολύ ως δέκα βαθμίδες. Στην περίπτωση αυτή η κάθε Μονάδα λαμβάνει υπόψη της την αναμενόμενη τελική ζήτηση και προσπαθεί να προσαρμόσει τις δέκα αυτές βαθμίδες, ώστε να βελτιστοποιήσει την Προσφορά της σε καθορισμένο εύρος τιμών, το οποίο περιλαμβάνει μόνο τα επίπεδα ζήτησης που είναι πιθανό να πραγματοποιηθούν. Επιπλέον, αξίζει να αναφερθεί ότι ο περιορισμός της μεταβλητότητας σε στενότερα πλαίσια διευκολύνει υπολογιστικά την επίλυση του μοντέλου, απαλλάσσοντας το από τον υπολογισμό δεδομένων που δεν έχουν κάποια πρακτική χρησιμότητα.

### **6.3 Ανάλυση Ευαισθησίας ως προς το σταθερό όρο της καμπύλης οριακού κόστους**

Ένα από τα σημεία στα οποία έχει γίνει ήδη αναφορά και στα οποία δόθηκε ιδιαίτερη προσοχή κατά την εφαρμογή του μοντέλου είναι οι συναρτήσεις κόστους που η κάθε εταιρεία χρησιμοποιεί κατά τον υπολογισμό του οριακού της κέρδους. Σε βραχυχρόνια βάση, η συνάρτηση αυτή είναι η συνάρτηση οριακού κόστους. Ωστόσο, κατά την εξέταση του μοντέλου στη διάρκεια ενός έτους, πρέπει να διαπιστωθεί αν τα κέρδη της κάθε Μονάδας επαρκούν για την κάλυψη των διάφορων πάγιων δαπανών της και του κόστους απόσβεσης της αρχικής επένδυσης. Το πρόβλημα αυτό δεν είναι τόσο έντονο στις περιπτώσεις σταθμών με χαμηλό οριακό κόστος, ενώ γίνεται εντονότερο καθώς αυξάνει το οριακό κόστος του κάθε σταθμού. Σε περιπτώσεις που το επίπεδο ζήτησης είναι υψηλό, η Οριακή Τιμή Συστήματος διαμορφώνεται από τους πιο ακριβούς σταθμούς, ενώ οι σταθμοί με το χαμηλότερο κόστος ωφελούνται, αφού πωλούν την ενέργεια που παράγουν σε τιμές πολύ υψηλότερες του κόστους τους. Μέσω, λοιπόν, αυτής της διαδικασίας, οι σταθμοί με χαμηλό οριακό κόστος έχουν σε ετήσιο επίπεδο έσοδα αρκετά υψηλότερα από το κόστος τους, ενώ οι ακριβότεροι σταθμοί καταφέρνουν να καλύψουν μόνο τα μεταβλητά τους κόστη και έχουν αρκετά μικρό ετήσιο κέρδος, αν δε λάβουμε υπόψη τις πάγιες δαπάνες. Οι ακριβοί, λοιπόν, σταθμοί σε ετήσια βάση, εμφανίζονται ζημιωμένοι, αφού το τελικό τους κέρδος είναι αρνητικό.

Μία πρώτη δοκιμή αφορά την ομοιόμορφη προσθήκη ενός σταθερού όρου στην καμπύλη κόστους της κάθε Μονάδας. Μελετάμε μία αγορά στη οποία δραστηριοποιούνται 34 Μονάδες Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας με σταθερά κόστη που ξεκινάει από τα 20€/MWh. Στο διάγραμμα που ακολουθεί παρουσιάζεται η αθροιστική Καμπύλη που διαμορφώνεται σε αυτή την περίπτωση.

## Αθροιστική Καμπύλη Προσφοράς με Διαφοροποίηση του Σταθερού Όρου της Καμπύλης Οριακού Κόστους

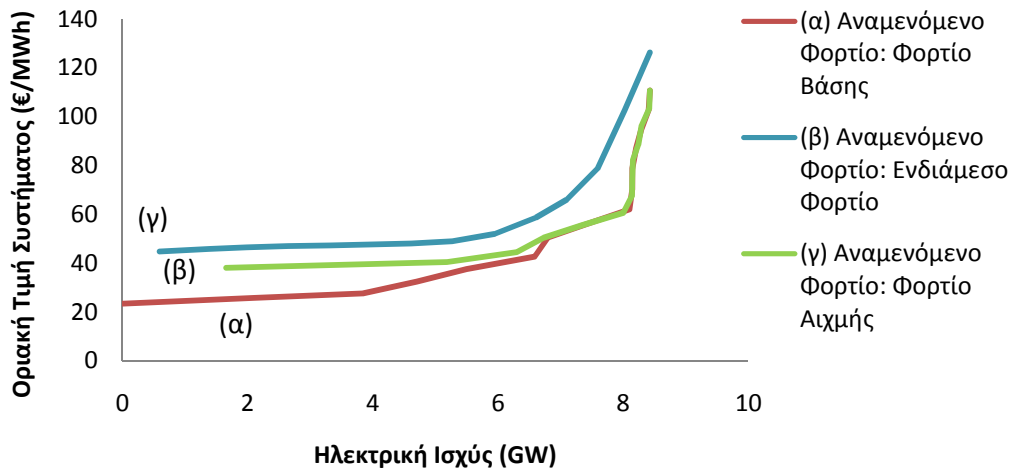


Διάγραμμα 3. Ανάλυση Ευαισθησίας ως προς το σταθερό όρο της καμπύλης οριακού κόστους (α)

Η καμπύλη μετατοπίζεται ομοιόμορφα προς τα επάνω στο άξονα των τιμών με την αύξηση του σταθερού όρου που προστίθεται. Ωστόσο, η περίπτωση που εξετάστηκε δεν είναι ρεαλιστική. Στην πραγματικότητα, η λειτουργία της κάθε Μονάδας επιβαρύνεται με διαφορετικό σταθερό κόστος, ενώ η ίδια η Μονάδα επιλέγει τον τρόπο με τον οποίο θα συμπεριλάβει την επιβάρυνση αυτή στην Προσφορά της.

Σε μία δεύτερη δοκιμή θεωρήθηκε ότι κάθε Μονάδα προσθέτει στην καμπύλη οριακού κόστους ένα παράγοντα, ο οποίος συσχετίζει την αναμενόμενη ζήτηση με το επιπρόσθετο σταθερό κόστος κατά γραμμικό τρόπο. Κάθε σταθμός επιλέγει ένα διαφορετικό τρόπο προσαύξησης του οριακού του κόστους, ενώ επιλέγει κι ένα διαφορετικό επίπεδο, από το οποίο και πάνω αρχίζει την προσαύξηση αυτή. Στο διάγραμμα βλέπουμε τις αθροιστικές καμπύλες προσφοράς, οι οποίες υπολογίστηκαν για τρία διαφορετικά αναμενόμενα επίπεδα ζήτησης.

## Αθροιστική Καμπύλη Προσφοράς με Προσθήκη Σταθερού Κόστους για Ενδεικτικά Φορτία



**Διάγραμμα 4. Ανάλυση Ευαισθησίας ως προς το σταθερό όρο της καμπύλης οριακού κόστους (β)**

Στο χαμηλότερο επίπεδο ζήτησης, κανένας σταθμός δεν έχει προσαυξήσει την καμπύλη κόστους κατά το γραμμικό όρο. Στο ενδιάμεσο επίπεδο ζήτησης οι σταθμοί με το χαμηλότερο οριακό κόστος έχουν προσαυξήσει το κόστος τους, ενώ οι πιο ακριβοί σταθμοί δεν το έχουν κάνει ακόμη, και για αυτό παρατηρείται μετατόπιση της καμπύλης στα χαμηλότερα φορτία, ενώ στα υψηλότερα φορτία, στα οποία η Οριακή Τιμή Συστήματος διαμορφώνεται από τις ακριβές Μονάδες η καμπύλη συμπίπτει με την προηγούμενη. Τέλος, για αρκετά υψηλή αναμενόμενη ζήτηση, η αθροιστική καμπύλη μετατοπίζεται προς τα πάνω στον άξονα των τιμών και η Οριακή Τιμή του Συστήματος προκύπτει υψηλότερη για κάθε επίπεδο ζήτησης.

Αρκετές δοκιμές ακόμη έγιναν για την εύρεση του καταλληλότερου τρόπου συνυπολογισμού του σταθερού κόστους στο πρόβλημα βελτιστοποίησης που αντιμετωπίζει η κάθε Μονάδα. Σε πολλές δοκιμάστηκε ο συνυπολογισμός του σταθερού κόστους μόνο των ακριβότερων Μονάδων, με την προοπτική ότι αυτές είναι που διαμορφώνουν την Οριακή Τιμή Συστήματος. Στην περίπτωση αυτή, ουσιαστικά, ωφελούνται και οι Μονάδες με χαμηλό Οριακό κόστος, οι οποίες εισπράττουν τιμή πολύ υψηλότερη από την προσφορά τους και μπορεί με τον τρόπο αυτό να καλύψουν τις πάγιες δαπάνες τους. Στις συγκεκριμένες δοκιμές, η τελική τιμή που διαμορφωνόταν έμενε ίδια για χαμηλά φορτία και αυξανόταν σημαντικά για υψηλότερα φορτία.

## 6.4 Ανάλυση Ευαισθησίας ως προς την Επιλογή της

### Αντικειμενικής Συνάρτησης

Όπως αναφέρθηκε και στην προηγούμενη ενότητα, η αντικειμενική συνάρτηση που έχει μέχρι τώρα συμπεριληφθεί στο μοντέλο μπορεί να αλλάξει στα διάφορα προβλήματα. Συγκεκριμένα, οι Anderson και Hu (17) προτείνουν την προσθήκη του όρου  $\sum_{i,k} b_{i,k}$  ο οποίος βοηθάει στο να βρεθεί μία εφικτή λύση στο πρόβλημα ευκολότερα ενώ σταθεροποιεί και τη διαδικασία επίλυσης. Η προσθήκη αυτού του όρου οδηγεί σε ισορροπία με χαμηλότερες προσφερόμενες ποσότητες. Άλλες συναρτήσεις που προτείνονται είναι οι ακόλουθες:

- (1)  $\sum_{i,k} (z_{i,k} - 0.5)^2 + \sum_{i,k} (e_{k+1} - em_k)^2$
- (2)  $\sum_{i,k} (z_{i,k} - 0.5)^2 + \sum_{i,k} (e_{k+1} - em_k)^2 + \sum_{i,k} b_{i,k}$
- (3)  $\sum_{i,k} (z_{i,k} - 0.5)^2 + \sum_{i,k} (e_{k+1} - em_k)^2 + \sum_{k \geq 30} \sum_i (b_{ik+1} - b_{ik})^2$

Σύμφωνα με τις προσομοιώσεις που έγιναν κατά τη διάρκεια της διπλωματικής, διαπιστώθηκε ότι τα αποτελέσματα του μοντέλου δε διαφοροποιούνται σημαντικά για τις τρεις αυτές περιπτώσεις. Συγκεκριμένα, για προσομοιώσεις στις οποίες θεωρήθηκε μεγάλος αριθμός Μονάδων και σταθερό οριακό κόστος κάθε Μονάδας ( $cost_i(q) = c_i * q + d_i * q^2, c \ll d$ ) τα αποτελέσματα που προέκυψαν από τη χρησιμοποίηση των τριών αυτών συναρτήσεων ήταν ακριβώς τα ίδια.



# 7

## *Αριθμητική Εφαρμογή Μοντέλου στην Αγορά*

### *Ηλεκτρικής Ενέργειας της Ελλάδας*

Στη συγκεκριμένη ενότητα, παρουσιάζεται μία αριθμητική εφαρμογή του μοντέλου ισορροπίας συναρτήσεων προσφοράς στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας της Ελλάδας. Τα δεδομένα, το κόστος, δηλαδή της κάθε Μονάδας, καθώς και η καμπύλη διάρκειας φορτίου, αναφέρονται σε συγκεκριμένο ενδεικτικό έτος. Θεωρώντας ότι όλες οι Μονάδες θα ενεργήσουν με κριτήριο τη μεγιστοποίηση του κέρδους τους και χωρίς μεταξύ τους συνεννόηση υπολογίζεται η αθροιστική καμπύλη προσφοράς και έπειτα βρίσκοντας το σημείο τομής αυτής με συγκεκριμένα ενδεικτικά φορτία προσδιορίζεται η Οριακή Τιμή του Συστήματος. Υπολογίζοντας το ετήσιο κέρδος κάθε Μονάδας, διαπιστώνεται ότι κάποιες Μονάδες δεν καταφέρνουν να καλύψουν το σύνολο των δαπανών παγίου χαρακτήρα που επιβαρύνουν τη λειτουργία τους. Η εφαρμογή επαναλαμβάνεται για την περίπτωση που κάποιες από τις Μονάδες τιμολογούν με βάση το άθροισμα του οριακού και ποσοστού του σταθερού τους κόστους.

## 7.1 Δεδομένα

### 7.1.1 Μονάδες Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας

Οι εν λειτουργία Μονάδες Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας για το έτος που μελετήσαμε είναι οι ακόλουθες:

	ΙΣΧΥΣ (MW)
ΑΓ. ΔΗΜΗΤΡΙΟΣ 1	274
ΑΓ. ΔΗΜΗΤΡΙΟΣ 2	274
ΑΓ. ΔΗΜΗΤΡΙΟΣ 3	283
ΑΓ. ΔΗΜΗΤΡΙΟΣ 4	283
ΑΓ. ΔΗΜΗΤΡΙΟΣ 5	342
ΑΜΥΝΤΑΙΟ 1	273
ΑΜΥΝΤΑΙΟ 2	273
ΚΑΡΔΙΑ 1	275
ΚΑΡΔΙΑ 2	275
ΚΑΡΔΙΑ 3	300
ΚΑΡΔΙΑ 4	300
ΛΙΠΤΟΛ	38
ΦΛΩΡΙΝΑ	292
ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗ 1	113
ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗ 2	113
ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗ 3	270
ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗ 4	260
ΠΤΟΛΕΜΑΙΔΑ 1	64
ΠΤΟΛΕΜΑΙΔΑ 2	116
ΠΤΟΛΕΜΑΙΔΑ 3	116
ΠΤΟΛΕΜΑΙΔΑ 4	274
ΑΗΣ ΛΑΥΡΙΟΥ ΜΟΝ1	143
ΑΗΣ ΛΑΥΡΙΟΥ ΜΟΝ2	287
ΑΛΙΒΕΡΙ 3	144
ΑΛΙΒΕΡΙ 4	144
ΑΗΣΑΓ 8	151
ΑΗΣΑΓ 9	188
ΛΑΥΡΙΟ 3	173
ΛΑΥΡΙΟ 4	550
ΛΑΥΡΙΟ ΜΟΝΑΔΑ V	378
ΑΗΣ ΚΟΜΟΤΗΝΗΣ	476
ΕΛΛΗΝΙΚΑ ΠΕΤΡΕΛΑΙΑ	389
ΗΡΩΝ ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ	140
ΑΛΟΥΜΙΝΙΟ Α.Ε.	312



Στον πίνακα αναγράφεται η μέγιστη δυνατή ισχύς που μπορεί να διαθέσει στο Σύστημα η κάθε Μονάδα, η οποία ισούται με την εγκατεστημένη ισχύ αυτής μειούμενη κατά τις ιδιοκαταναλώσεις αυτής. Το μεταβλητό κόστος λειτουργίας μεταβάλλεται από 20 €/MWh για τις οικονομικότερες Μονάδες και 80 €/MWh για τις ακριβότερες Μονάδες. Κατά την προσομοίωση, δε λήφθηκαν υπόψη τα χρονικά διαστήματα κατά τα οποία μία Μονάδα τίθεται εκτός λειτουργίας για εργασίες συντήρησης. Για το λόγο αυτό οι Μονάδες με το χαμηλότερο οριακό κόστος (λιγνιτικές Μονάδες) φαίνεται να λειτουργούν καθ' όλη τη διάρκεια του χρόνου. Για την ορθότερη αξιολόγηση του κέρδους της κάθε Μονάδας, το οποίο είναι συνάρτηση της ενέργειας που αυτή διαθέτει στο Σύστημα, κατά την προσομοίωση η ισχύς των λιγνιτικών Μονάδων μειώθηκε κατά ένα ποσοστό, ώστε τόσο αυτές, όσο και οι υπόλοιπες Μονάδες στο σύνολο του χρόνου να προσφέρουν στο Σύστημα ενέργεια αντίστοιχη με τα πραγματικά δεδομένα.

### **7.1.2 Καμπύλη Φορτίου- Αφαίρεση Παραγωγής Υδροηλεκτρικών Μονάδων**

Οι Καμπύλες Φορτίου χρησιμοποιούνται για τη μελέτη και την πρόβλεψη της ζήτησης της καταναλώσεως, η οποία είναι απαραίτητη για τον προγραμματισμό των εγκαταστάσεων του Συστήματος. Οι συνηθέστερες είναι η Χρονολογική Καμπύλη Φορτίου και η Καμπύλη Διάρκειας Φορτίου. Η Χρονολογική Καμπύλη Φορτίου έχει ως τεταγμένες τα φορτία και ως τετμημένες τους χρόνους (πχ. ώρες), κατά τους οποίους ζητήθηκαν και μπορεί να είναι ημερήσια, εβδομαδιαία ή ετήσια. Η Καμπύλη Διάρκειας Φορτίου παριστάνει τα φορτία κατά τη θεωρούμενη περίοδο, διατεταγμένα κατά σειρά μεγέθους.

Κατά την εφαρμογή του μοντέλου σε ένα έτος, προκύπτει κάποιο πρόβλημα σχετικά με την παρουσία των υδροηλεκτρικών Μονάδων στο Σύστημα και την ποσότητα ενέργειας και ισχύος που αυτά παρέχουν. Κι αυτό, γιατί, όπως έχει ήδη αναλυθεί το μοντέλο περιγράφει τη βέλτιστη συμπεριφορά μόνο των θερμικών Μονάδων για κάθε Περίοδο Κατανομής. Αυτό, συμβαίνει γιατί το μοντέλο επαναλαμβάνεται για κάθε Περίοδο Κατανομής χωρίς να έχει τη δυνατότητα συσχετισμού των αποτελεσμάτων κάθε Περιόδου με τα αποτελέσματα των υπόλοιπων Περιόδων Κατανομής. Έτσι, μπορεί να προβλέψει τη βέλτιστη συμπεριφορά των θερμικών σταθμών, αλλά όχι των υδροηλεκτρικών, η λειτουργία των οποίων έχει έναν ακόμη περιορισμό σχετικά με την ενέργεια στη διάρκεια του έτους και δεν μπορεί να εξετασθεί ανεξάρτητα σε κάθε Περίοδο Κατανομής. Για το λόγο αυτό και για να υπολογισθούν σωστά οι προσφορές των θερμικών σταθμών και τα αναμενόμενα ετήσια κέρδη τους, αφαιρέθηκε από τη Καμπύλη Διάρκειας Φορτίου η ενέργεια που προσφέρουν οι υδροηλεκτρικές Μονάδες.

Οι υδροηλεκτρικές Μονάδες έχουν, όπως και οι θερμικές Μονάδες, περιορισμό ισχύος για κάθε Περίοδο Κατανομής. Επιπρόσθετα, έχουν και ένα περιορισμό σχετικά με τη μέγιστη δυνατή ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας που μπορούν να εγχύσουν στο Σύστημα κατά τη διάρκεια ενός έτους. Έτσι το πρόβλημα που αντιμετωπίζουν έχει να κάνει με τη μεγιστοποίηση των κερδών τους στη χρονική διάρκεια ενός έτους. Αφού η ενέργεια που μπορούν να αποδώσουν είναι περιορισμένη, επιλέγουν να εγχύσουν ενέργεια στο Σύστημα κατά τις ώρες που η Οριακή Τιμή Συστήματος είναι αυξημένη, δηλαδή, κατά τις ώρες αιχμής.

Το πρόβλημα που ουσιαστικά επιλύουν είναι το ακόλουθο:

$$\max Profit = P(Load(h)) * HP(h)$$

$$\text{s.t} \quad \sum_{h=1}^{8760} HP(h) \leq Energy_{max}$$

$$HP(h) \leq Hydro_{cap}$$

Όπου  $h$ : η Περίοδος Κατανομής (που ισούται με μία ώρα)

$Load(h)$ : το Φορτίο σε κάθε Περίοδο Κατανομής

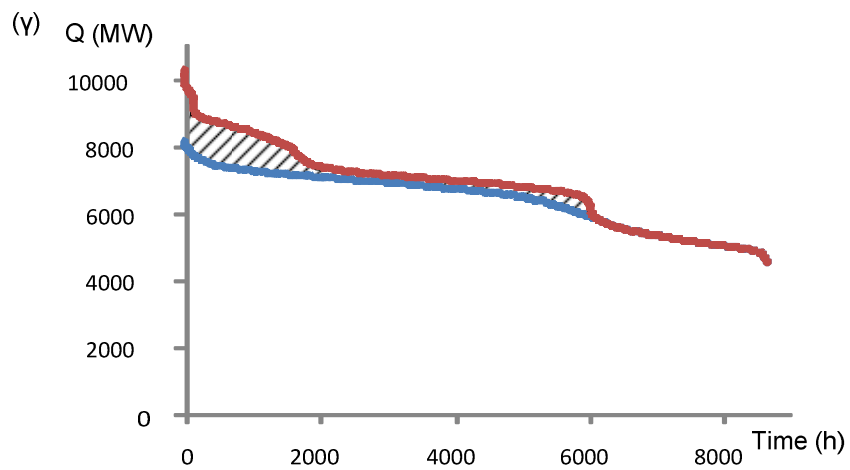
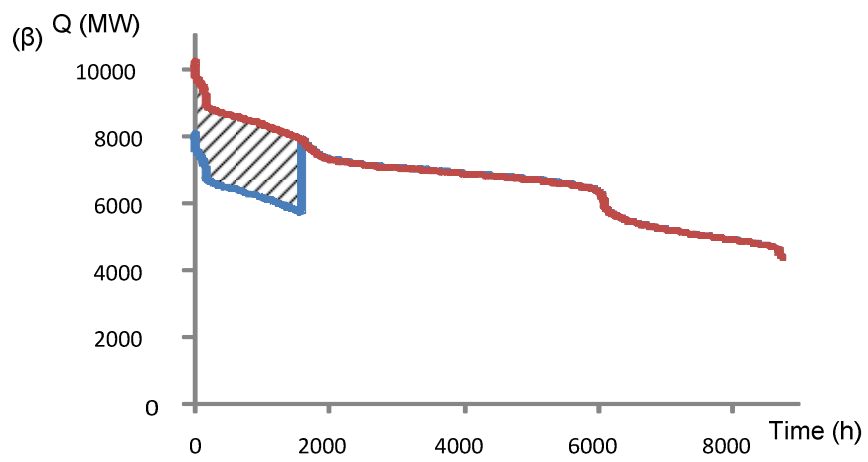
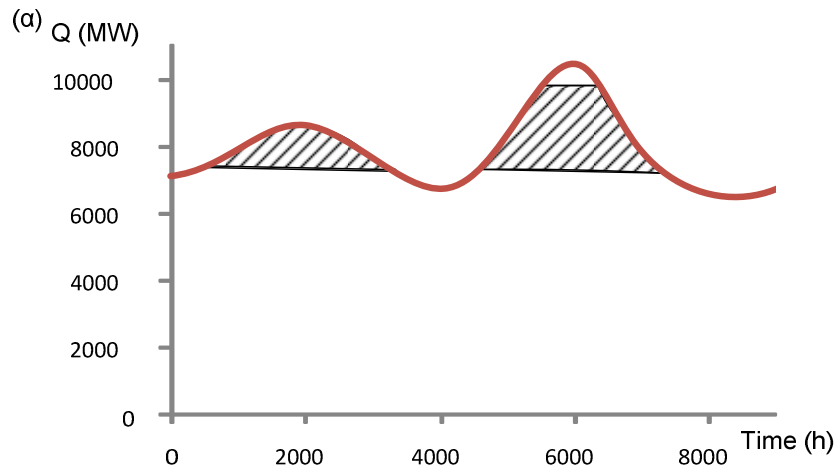
$P(Load(h))$ : η Οριακή Τιμή Συστήματος σε κάθε Περίοδο Κατανομή  
(Ουσιαστικά δεν είναι γνωστή η ακριβής ΟΤΣ που προκύπτει για κάθε Φορτίο, πρόκειται, όμως, για μία συνάρτηση αύξουσα)

$Hydro_{cap}$ : Περιορισμός Ισχύος για κάθε Περίοδο Κατανομής

$Energy_{max}$ : Περιορισμός Ενέργειας για όλη τη διάρκεια του έτους

Η επίλυση του προβλήματος αυτού, ουσιαστικά ισοδυναμεί με την εύρεση και αφαίρεση από την καμπύλη φορτίου μίας ζώνης με ύψος ίσο με την ισχύ των Υδροηλεκτρικών Μονάδων ( $Hydro_{cap}$ ) και εμβαδού ίσου με την εγγυόμενη ενέργεια ( $Energy_{max}$ ).

Στο Σχήμα 7.1. φαίνεται (α) η χρονολογική καμπύλη φορτίου από την οποία αφαιρείται εμβαδόν ίσο με την παραγόμενη ενέργεια από τις υδροηλεκτρικές Μονάδες ( $Energy_{max}$ ), (β) η αντίστοιχη καμπύλη διάρκειας φορτίου από την οποία αφαιρείται η ( $Energy_{max}$ ) και (γ) η καμπύλη διάρκειας φορτίου όπως προκύπτει μόνο για τους θερμικούς σταθμούς. Το γραμμοσκιασμένο εμβαδό ισούται με την ενέργεια που προσφέρουν στο Σύστημα οι υδροηλεκτρικές Μονάδες.



Σχήμα 13. Καμπύλες Φορτίου

### 7.1.3 Συνυπολογισμός Σταθερού Κόστους Μονάδων

Όπως έχει ήδη αναφερθεί, σε βραχυχρόνιο επίπεδο κάθε Μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μπορεί να προσδιορίσει τη βέλτιστη στρατηγική της συνυπολογίζοντας μόνο το οριακό της κόστος. Ωστόσο, εξετάζοντας το ίδιο πρόβλημα σε μακροπρόθεσμο επίπεδο ανακύπτουν ερωτήματα σχετικά με τη δυνατότητα που έχει κάθε Μονάδα ακολουθώντας την παραπάνω στρατηγική να ανακτήσει και το κεφαλαιουχικό της κόστος. Για να μπορέσει μία Μονάδα να έχει θετικό κέρδος στο σύνολο του χρόνου (αφαιρώντας το ετήσιο κεφαλαιουχικό κόστος) θα πρέπει κατά την επίλυση του προβλήματος βελτιστοποίησης του κέρδους της να συνεκτιμά και το σταθερό κόστος λειτουργίας. Ο τρόπος με τον οποίο η κάθε Μονάδα θα επιλέξει να συμπεριλάβει αυτόν τον επιπλέον παράγοντα μπορεί να προσδιοριστεί κάτω από ορισμένες υποθέσεις. Μία υπόθεση που έγινε στην παρούσα διπλωματική εργασία είναι ότι το ποσοστό που κάθε Μονάδα συμπεριλαμβάνει είναι συνάρτηση του αναμενόμενου φορτίου του Συστήματος. Καθώς, δηλαδή, το αναμενόμενο φορτίο αυξάνει και ο κίνδυνος που διατρέχει κάθε Μονάδα να μη συμπεριληφθεί στην Κατανομή μειώνεται, η Μονάδα επιλέγει να κοστολογήσει ακριβότερα την παραγωγή της.

Αρχικά, εφαρμόστηκε το μοντέλο στην ελληνική αγορά με την υπόθεση ότι καμία από τις Μονάδες δεν υπολογίζει το σταθερό της κόστος κατά τη λήψη της απόφασής της για την Προσφορά Έγχυσης που υποβάλει στο Διαχειριστή του Συστήματος. Τα αποτελέσματα της προσομοίωσης έδειξαν ότι κάποιες Μονάδες και συγκεκριμένα, η πλειοψηφία των Πετρελαϊκών Μονάδων και των Μονάδων Φυσικού Αερίου, βγαίνουν ζημιωμένες στο σύνολο του έτους, αφού δεν καταφέρνουν να καλύψουν το ετήσιο κεφαλαιουχικό τους κόστος. Στη δεύτερη εφαρμογή του μοντέλου θεωρήθηκε ότι οι Μονάδες αυτές και μόνο συμπεριλαμβάνουν στην Προσφορά τους και ένα ποσοστό του σταθερού τους κόστους. Συγκεκριμένα, θεωρήθηκε ότι κάθε Μονάδα επιδιώκει να αυξήσει τα έσοδά της κάθε ώρα του έτους (κάθε ώρα που η Μονάδα συγκαταλέγεται στην κατανομή του φορτίου) κατά τον όρο:

$$\frac{load(h)^2}{\sum_{h=1}^{8760} load(h)^2} * fc(i)$$

Όπου:  $load(h)$  το αναμενόμενο φορτίο του Συστήματος για κάθε ώρα του έτους

$fc(i)$  το σύνολο των ετήσιων δαπανών πάγιου χαρακτήρα της Μονάδας ( $i$ )

Επιμερίζοντας το πρόσθετο κόστος στην ισχύ που αναμένεται ότι θα διαθέσει η Μονάδα την κάθε ώρα, προκύπτει το επιπλέον κόστος με το οποίο επιβαρύνεται κάθε MW που προσφέρει.

## 7.2 Αποτελέσματα

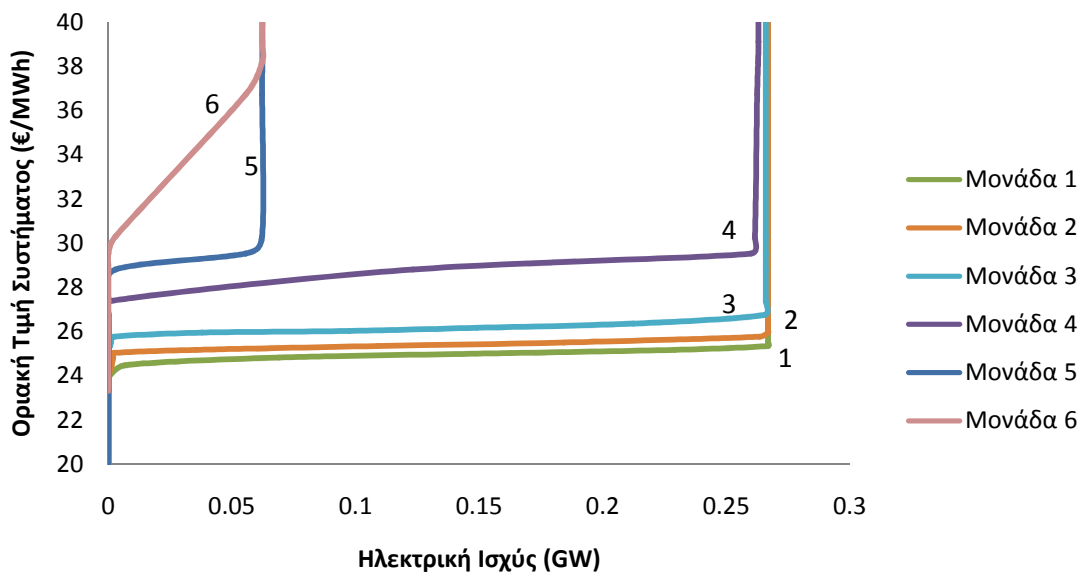
### 7.2.1 Συναρτήσεις Προσφοράς Μονάδων

Η εφαρμογή του μοντέλου στην ελληνική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας προσδιορίζει τη βέλτιστη συνάρτηση προσφοράς που κάθε Μονάδα μπορεί να υποβάλει στο Διαχειριστή του Συστήματος. Στα ακόλουθα διαγράμματα παρουσιάζονται οι συναρτήσεις προσφοράς κάποιων ενδεικτικών Μονάδων για τις δύο περιπτώσεις που μελετήθηκαν.

### 7.2.1.1 Περίπτωση (1): Όλες οι Μονάδες δεν υπολογίζουν το σταθερό τους κόστος

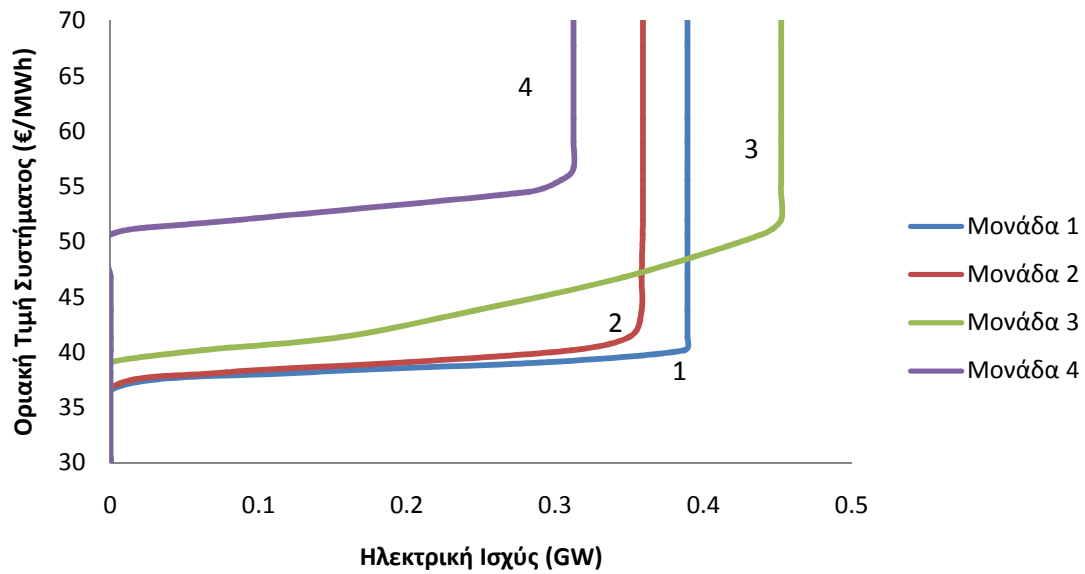
Αρχικά, παρουσιάζονται οι συναρτήσεις προσφοράς κάποιων λιγνιτικών Μονάδων, που χρησιμοποιούνται για την εξυπηρέτηση του φορτίου βάσης που είναι και οι Μονάδες με το χαμηλότερο οριακό κόστος. Το οριακό κόστος διαφέρει ελάχιστα ανάμεσα στις συγκεκριμένες Μονάδες με αποτέλεσμα να είναι πολύ ανταγωνιστικές η μία προς την άλλη και οι συναρτήσεις που προσφέρουν να είναι σχεδόν οριζόντιες (Μονάδες 1,2,3). Η υπόθεση που έχει γίνει ότι η καμπύλη οριακού κόστους είναι σχεδόν σταθερή  $\{cost'_i(q) = c_i + 2 * d_i * q, c \ll d\}$  κάνει ακόμη πιο έντονο αυτό το χαρακτηριστικό. Διαπιστώνεται ότι κάθε Μονάδα προσφέρει σε τιμές υψηλότερες του οριακού της κόστους, χαμηλότερες όμως από το οριακό κόστος της Μονάδας με το αμέσως υψηλότερο οριακό κόστος, αφού γνωρίζει ότι σε εκείνη την τιμή θα αρχίσει να παράγει η επόμενη Μονάδα. Η Μονάδα 5 έχει το υψηλότερο οριακό κόστος ανάμεσα στις λιγνιτικές και προσφέρει στην υψηλότερη τιμή. Η Μονάδα με το αμέσως υψηλότερο κόστος είναι Μονάδα συνδυασμένου κύκλου Φυσικού Αερίου και είναι αρκετά ακριβότερη, με αποτέλεσμα η συνάρτηση προσφοράς της Μονάδας 5 να εμφανίζει αρκετά μεγάλη κλίση. Οι λιγνιτικές Μονάδες που συμπεριλήφθηκαν στην προσομοίωση είναι περισσότερες, παρουσιάζονται, όμως μόνο κάποιες ενδεικτικές συναρτήσεις προσφοράς των Μονάδων. Στο δεύτερο διάγραμμα παρουσιάζονται οι συναρτήσεις προσφοράς τεσσάρων Μονάδων Συνδυασμένου Κύκλου. Στο τρίτο διάγραμμα παρουσιάζονται οι συναρτήσεις προσφοράς κάποιων ατμοστροβιλικών και αεριοστροβιλικών Μονάδων. Η μέγιστη επιτρεπτή τιμή είναι τα 150 €/MWh. Διαπιστώνεται, επομένως, ότι όσο περισσότερο ανταγωνιστική είναι μία Μονάδα προς την αμέσως ακριβότερη αυτής, τόσο μικρότερη είναι η κλίση της συνάρτησης προσφοράς που υποβάλλει στο Διαχειριστή του Συστήματος. Αντίθετα, σε περιπτώσεις που η επόμενη Μονάδα θα αρχίσει να παράγει σε σημαντικά υψηλότερη τιμή, η κλίση της συνάρτησης προσφοράς αυξάνει σημαντικά, χωρίς το φόβο ότι η μονάδα δε θα συμπεριληφθεί στην Κατανομή Φορτίου.

## Συναρτήσεις Προσφοράς Μονάδων Φορτίου Βάσης



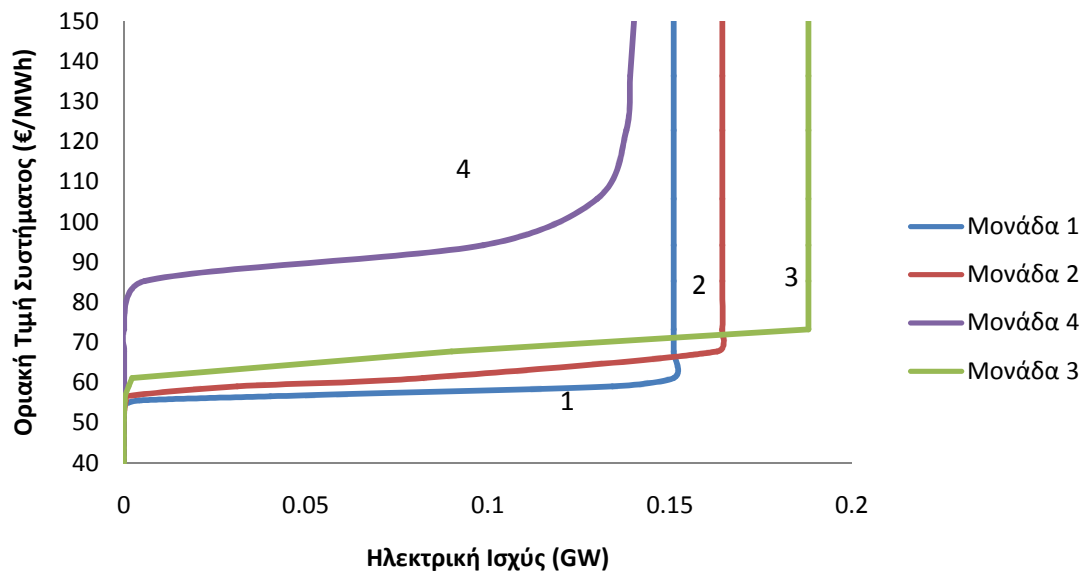
Διάγραμμα 5. Περίπτωση (1): Συναρτήσεις Προσφοράς Μονάδων Φορτίου Βάσης

## Συναρτήσεις Προσφοράς Μονάδων Συνδυασμένου Κύκλου Φ.Α.



Διάγραμμα 6. Περίπτωση (1): Συναρτήσεις Προσφοράς Μονάδων Συνδυασμένου Κύκλου Φυσικού Αερίου

## Συναρτήσεις Προσφοράς Μονάδων Αιχμής

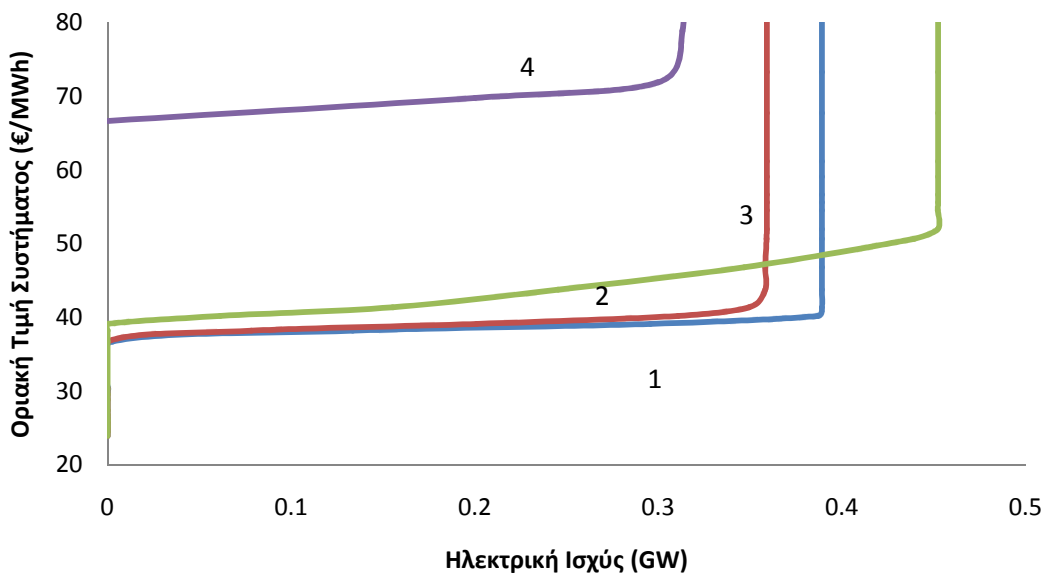


Διάγραμμα 7. Περίπτωση (1): Συναρτήσεις Προσφοράς Μονάδων Αιχμής

### 7.2.1.2 Υπόθεση 2: Οι ακριβότερες Μονάδες συνυπολογίζουν το σταθερό κόστος

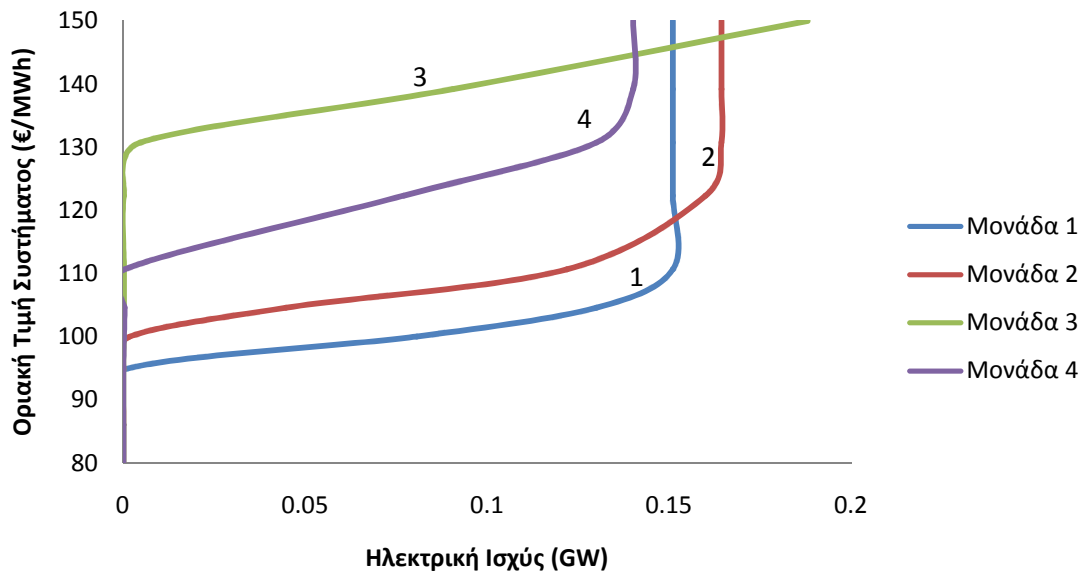
Σύμφωνα με τα αποτελέσματα της πρώτης προσομοίωσης υπάρχουν κάποιες Μονάδες, οι οποίες δεν έχουν τη δυνατότητα ανάκτησης του κεφαλαιουχικού τους κόστους αν ακολουθήσουν στρατηγική βελτιστοποίησης της συνάρτησης προσφοράς με βάση το οριακό κόστος. Για το λόγο αυτό, έγινε μία δεύτερη εφαρμογή στην οποία συμπεριλήφθηκε στην καμπύλη οριακού κόστους των συγκεκριμένων Μονάδων και ένα ποσοστό του σταθερού κόστους σύμφωνα με όσα αναφέρονται στην ενότητα 7.1.3.. Στη δεύτερη αυτή προσομοίωση οι συναρτήσεις προσφοράς των Μονάδων, για τις οποίες υποτέθηκε ότι δεν συνυπολογίζουν το οριακό κόστος, δε διαφοροποιούνται, ενώ οι συναρτήσεις προσφοράς των υπόλοιπων Μονάδων μεταβάλλονται. Συγκεκριμένα, ο σταθερός όρος της συνάρτησης προσφοράς κάθε Μονάδας αυξάνεται κατά το αντίστοιχο ποσοστό του σταθερού κόστους. Επιπλέον, μεταβάλλεται και η κλίση της συνάρτησης, αφού πλέον με τα νέα δεδομένα η κάθε Μονάδα έχει να ανταγωνιστεί με διαφορετικές από πριν Μονάδες. Αυτό συμβαίνει γιατί ο τρόπος που υπολογίστηκε η προσαύξηση για κάθε Μονάδα διαφέρει. Σε αντίθετη περίπτωση, κατά την οποία οι Μονάδες θα συνυπολόγισαν το σταθερό τους κόστος κατά τρόπο ομοιόμορφο (προσθέτοντας στην καμπύλη οριακού κόστους τον ίδιο σταθερό όρο), θα παρατηρούσαμε μετατόπιση των συναρτήσεων προσφοράς προς τα επάνω στον άξονα των τιμών, με σταθερή όμως κλίση (αφού ο ανταγωνισμός θα ήταν ο ίδιος). Παρατίθενται στη συνέχεια δύο διαγράμματα τα οποία απεικονίζουν τις νέες συναρτήσεις. Οι συναρτήσεις προσφοράς των λιγνιτικών Μονάδων δεν παρουσιάζονται, αφού δε μεταβάλλονται σε σχέση με την πρώτη προσομοίωση. Στο διάγραμμα 2 η μόνη Μονάδα που μεταβάλλει τη συνάρτηση προσφοράς της είναι η Μονάδα 4. Η Μονάδα 3 στο δεύτερο διάγραμμα μην έχοντας καμία άλλη Μονάδα να ανταγωνιστεί (είναι η ακριβότερη Μονάδα) διαθέτει τη μέγιστη ισχύ της στην ανώτερη επιτρεπτή τιμή.

## Συναρτήσεις Προσφοράς Μονάδων Ενδιάμεσου Φορτίου



Διάγραμμα 8. Περίπτωση (2): Συναρτήσεις Προσφοράς Μονάδων Συνδυασμένου Κύκλου Φυσικού Αερίου

## Συναρτήσεις Προσφοράς Μονάδων Αιχμής



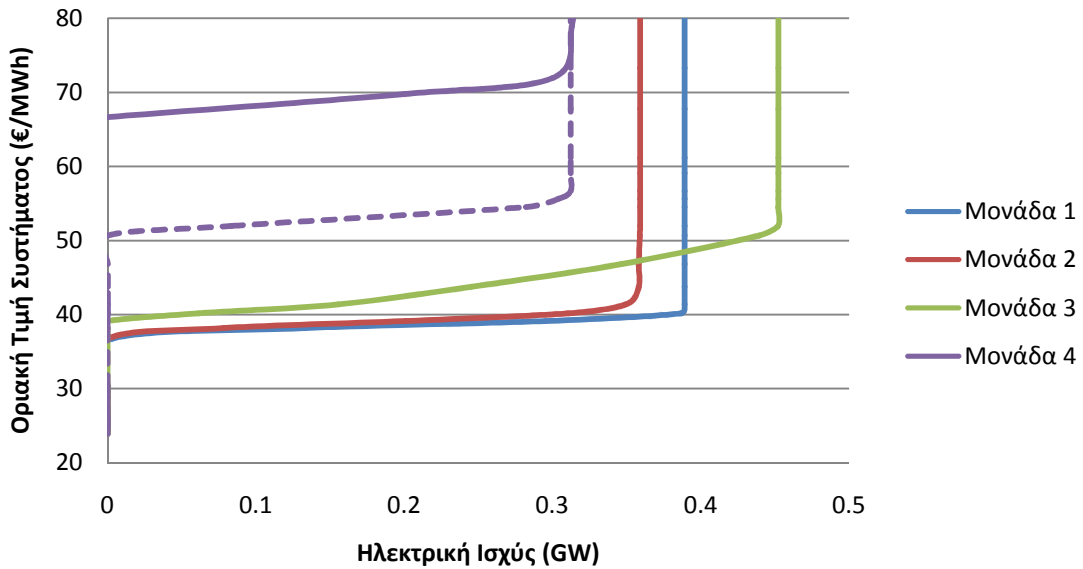
Διάγραμμα 9. Περίπτωση (2): Συναρτήσεις Προσφοράς Μονάδων Αιχμής

### 7.2.1.3 Σύγκριση Συναρτήσεων Προσφοράς Περίπτωσης (1) και Περίπτωσης (2)

Τέλος, ακολουθούν δύο διαγράμματα στα οποία παρουσιάζονται οι συναρτήσεις προσφοράς των Μονάδων για τις 2 περιπτώσεις που θεωρήθηκαν.

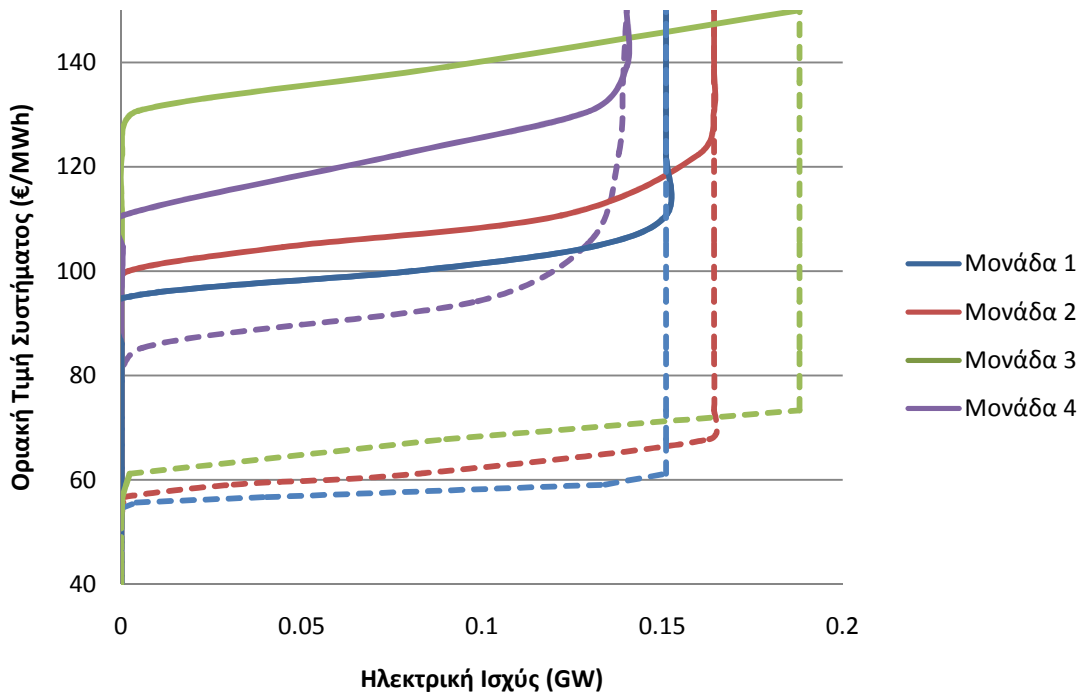


## Συναρτήσεις Προσφοράς Μονάδων Συνδυασμένου Κύκλου Φ.Α.



Διάγραμμα 10. Σύγκριση Συναρτήσεων Προσφοράς Μονάδων Συνδυασμένου Κύκλου Φυσικού Αερίου για τις Περιπτώσεις (1) και (2)

## Συναρτήσεις Προσφοράς Μονάδων Αιχμής



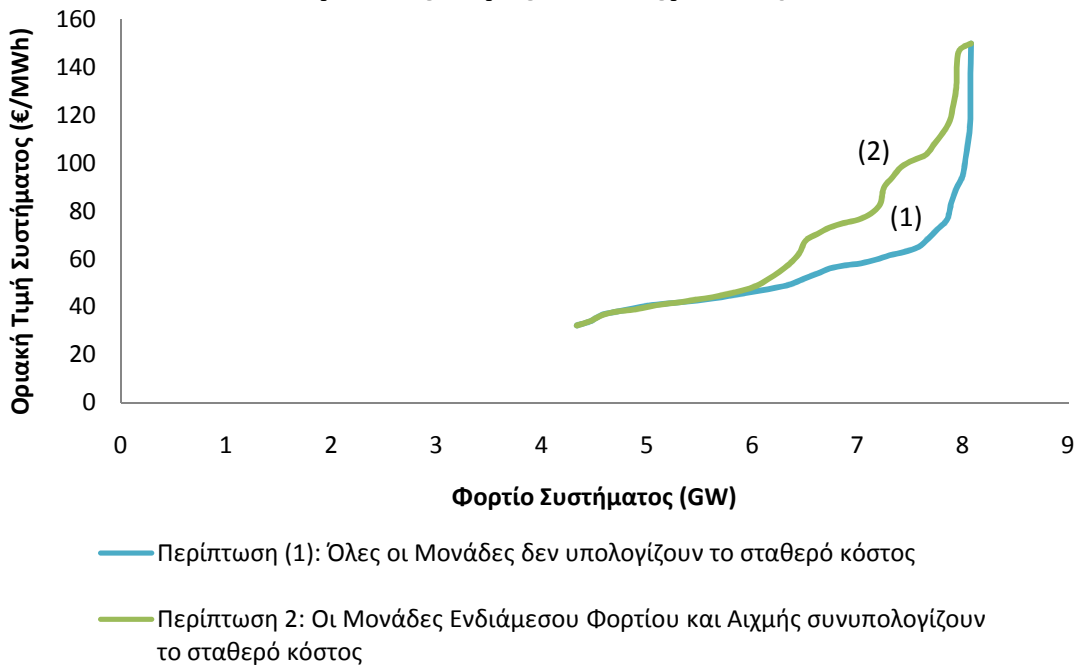
Διάγραμμα 11. Σύγκριση Συναρτήσεων Προσφοράς Μονάδων Φορτίου Αιχμής για τις Περιπτώσεις (1) και (2)

Στο πρώτο διάγραμμα φαίνεται ότι η Μονάδα (4) μεταβάλλει τη συνάρτηση προσφοράς της αυξάνοντας μόνο το σταθερό όρο (διατηρώντας σταθερή κλίση). Αυτό συμβαίνει γιατί ο ανταγωνισμός από τις υπόλοιπες Μονάδες παραμένει σταθερός. Στο δεύτερο διάγραμμα, διαπιστώνεται αλλαγή, τόσο του σταθερού όρου της κάθε συνάρτησης, όσο και της κλίσης.

### **7.2.2 Οριακή Τιμή Συστήματος**

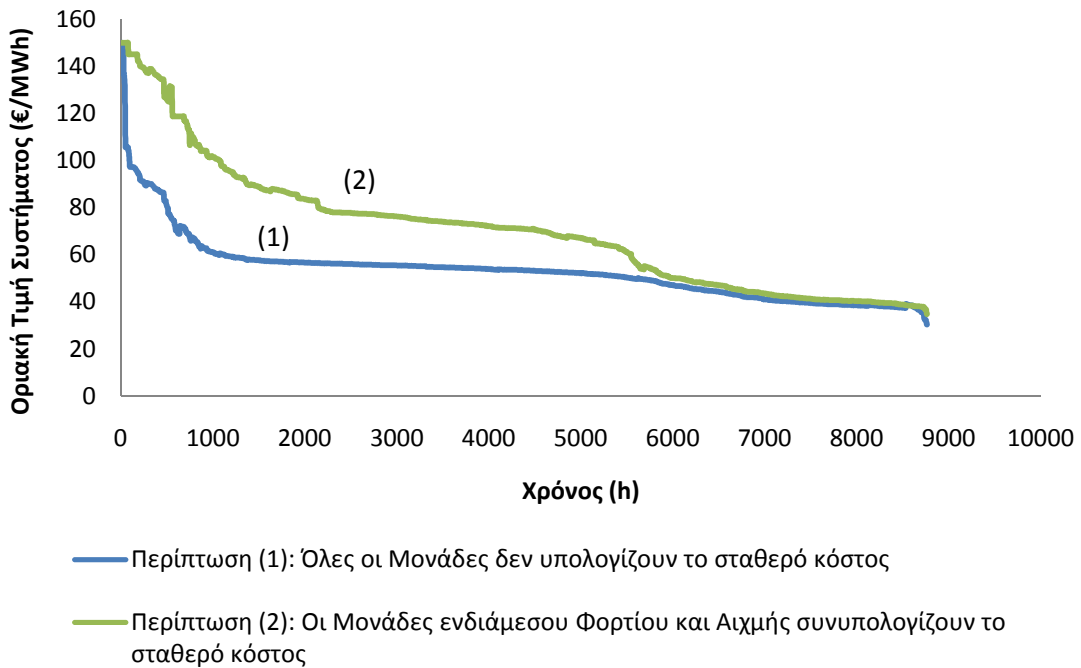
Σε χαμηλά φορτία η Οριακή Τιμή Συστήματος για τις δύο περιπτώσεις είναι η ίδια. Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι στα χαμηλά φορτία την Οριακή Τιμή Συστήματος την καθορίζουν οι λιγνιτικές Μονάδες, οι οποίες σύμφωνα με την υπόθεση δε συνυπολογίζουν το σταθερό τους κόστος κατά τον υπολογισμό της Προσφοράς Έγχυσης. Αντίθετα, σε υψηλότερα φορτία η Οριακή Τιμή Συστήματος, καθορίζεται από τις προσφορές των ακριβότερων Μονάδων και γι' αυτό παρατηρείται σημαντική αύξηση (αφού οι ακριβές Μονάδες υποβάλλουν προσφορές στις οποίες συνεκτιμούν και το σταθερό τους κόστος). Και στις δύο περιπτώσεις ως μέγιστη επιτρεπτή τιμή ορίστηκαν τα 150 €/MWh. Τα ενδεικτικά φορτία, η συχνότητα εμφάνισης αυτών μέσα στο έτος και η Οριακή Τιμή Συστήματος όπως, αυτή προέκυψε από την επίλυση του μοντέλου παρουσιάζονται στο Παράρτημα (κάποια μικρή διακύμανση που παρατηρείται τόσο στο διάγραμμα, όσο και στις τιμές του Παραρτήματος, οφείλεται στο ότι η Οριακή Τιμή Συστήματος προκύπτει με γραμμική παρεμβολή ανάμεσα στα σημεία που προκύπτουν ως αποτελέσματα του μοντέλου. Το μοντέλο υπολογίζει σημεία, η ένωση των οποίων είναι η Προσφορά Έγχυσης της κάθε Μονάδας, δεν υπολογίζει την ακριβή συνάρτηση προσφοράς). Ακολουθεί ένα διάγραμμα στο οποίο παρουσιάζεται το πώς μεταβάλλεται η οριακή Τιμή Συστήματος για τα διάφορα φορτία κατά τη διάρκεια ενός έτους για τις δύο περιπτώσεις που έχουν θεωρηθεί. Επίσης, ακολουθεί ένα διάγραμμα στο οποίο παρουσιάζεται η καμπύλη διάρκειας Οριακής Τιμής Συστήματος. Η καμπύλη διάρκειας Οριακής Τιμής Συστήματος είναι αντίστοιχη της καμπύλης διάρκειας φορτίου και δίνει πληροφορίες σχετικά με το πλήθος των Περιόδων Κατανομής κατά τις οποίες επικράτησε στην αγορά η συγκεκριμένη Οριακή Τιμή Συστήματος.

## Οριακή Τιμή Συστήματος



Διάγραμμα 12. Οριακή Τιμή Συστήματος

## Καμπύλη Διάρκειας Οριακής Τιμής Συστήματος



Διάγραμμα 13. Καμπύλη Διάρκειας Οριακής Τιμής Συστήματος

### 7.2.3 Λειτουργία και Κέρδος Μονάδων

Στην πρώτη περίπτωση, στην οποία η κάθε Μονάδα κοστολογεί με βάση το σταθερό της κόστος, κάποιες από τις Μονάδες βγαίνουν ζημιωμένες, έχουν, δηλαδή αρνητικό κέρδος στο σύνολο του έτους. Το ετήσιο κέρδος υπολογίζεται ως η διαφορά εσόδων από την πώληση ηλεκτρικής ενέργειας και των εξόδων που συμπεριλαμβάνουν τόσο το μεταβλητό κόστος λειτουργίας, όσο και το ετήσιο κεφαλαιουχικό κόστος. Συγκεκριμένα, κάποιες από τις Μονάδες φυσικού αερίου, καθώς και κάποιες από τις πετρελαϊκές, οι οποίες λειτουργούν σημαντικά λιγότερες ώρες από τις λιγνιτικές, δεν καλύπτουν τις πάγιες δαπάνες τους. Υποθέτοντας, ότι οι συγκεκριμένες Μονάδες προσαρμόζουν την προσφορά τους συνυπολογίζοντας και το σταθερό τους κόστος η εικόνα αλλάζει. Ειδικότερα, παρατηρείται μία σημαντική αύξηση των κερδών των Μονάδων με το χαμηλό οριακό κόστος (αφού κι αυτές επωφελούνται από την αύξηση της Οριακής Τιμής Συστήματος- όλες οι Μονάδες αμείβονται στην τιμή που ισορροπεί η αγορά), ενώ όσες στην πρώτη περίπτωση εμφάνιζαν αρνητικό ετήσιο κέρδος, στη δεύτερη θεώρηση εμφανίζουν θετικά κέρδη, εκτός από μία. Συγκεκριμένα, η Μονάδα ΑΗΣΑΓ 9, εξακολουθεί να παρουσιάζει αρνητικό ετήσιο κέρδος. Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι στο μοντέλο δεν έχουν υπολογιστεί οι ώρες κατά τις οποίες κάποιες Μονάδες δε λειτουργούν λόγω εργασιών συντήρησης. Τις ώρες αυτές, κάποιες πιο ακριβές Μονάδες, μπορούν να συμπεριληφθούν στην Κατανομή Φορτίου και να αυξήσουν τα κέρδη τους. Ένας ακόμη λόγος που παρατηρείται αρνητικό κέρδος στη συγκεκριμένη Μονάδα είναι το γεγονός ότι στο μοντέλο δε λαμβάνονται υπόψη οι τεχνικοί περιορισμοί του Συστήματος. Οι περιορισμοί αυτοί θα μπορούσαν να οδηγήσουν το Διαχειριστή τους Συστήματος σε μία διαφορετική Κατανομή του Φορτίου και να ωφελήσουν Μονάδες οι οποίες βρίσκονται σε ευνοϊκότερη, από πλευράς δικτύου, γεωγραφική θέση. Τέλος, στο μοντέλο δεν έχει συμπεριληφθεί και η δυνατότητα πώλησης επικουρικών υπηρεσιών. Εκτός από την πώληση της ενεργού ισχύος, μία Μονάδα μπορεί να διαθέσει στο Σύστημα κάποια από την ισχύ της ως εφεδρεία, με αποτέλεσμα να λαμβάνει έσοδα, ακόμη κι όταν δε συμπεριλαμβάνεται στην Κατανομή του Φορτίου. Επιπλέον, η λειτουργία της εν λόγω Μονάδας μπορεί να επιλεγεί για λόγους ευστάθειας τάσης.

# 8

## *Επίλογος*

### *8.1 Συμπεράσματα*

Η απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας θα επιτρέψει σε πελάτες να επιλέγουν τον προμηθευτή τους και σε νέους παραγωγούς να ανταγωνιστούν τη Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού, που μέχρι σήμερα ήταν ο μόνος παραγωγός. Πρόκειται, όπως έχει ήδη αναφερθεί για μία πολύ σημαντική αλλαγή στο χώρο της ηλεκτρικής ενέργειας, που παραδοσιακά κυριαρχούνταν διεθνώς από μονοπώλια, υπό ρυθμιστικό έλεγχο. Η αλλαγή αυτή και η βαθμιαία μετάβαση σε μία ολιγοπωλιακή αγορά εισάγει πολλές καινούριες έννοιες και διαδικασίες στο χώρο της παραγωγής και πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας. Ένα από τα βασικότερα ερωτήματα που προκύπτουν στην απελευθερωμένη αγορά αφορά τη βελτιστοποίηση της συμπεριφοράς των παραγωγών και ειδικότερα τον προσδιορισμό της συμπεριφοράς εκείνης που θα οδηγήσει την κάθε επιχείρηση στη μεγιστοποίηση του κέρδους της. Η εύρεση της βέλτιστης στρατηγικής περιπλέκεται ακόμη περισσότερο, αφού ο κάθε παραγωγός δε γνωρίζει το επίπεδο ζήτησης που θα κληθεί να εξυπηρετήσει. Το συγκεκριμένο μοντέλο έχει αρχίσει να εφαρμόζεται στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας με την ελπίδα να δώσει απάντηση στο ερώτημα του προσδιορισμού της βέλτιστης συνάρτησης προσφοράς που ο κάθε παραγωγός μπορεί να υποβάλει στο διαχειριστή του Συστήματος. Η εφαρμογή του, όμως, συνοδεύεται από πολλές δυσκολίες τόσο από πλευρά διατύπωσης του μοντέλου, όσο και από πλευρά επίλυσης. Η προσέγγιση που εξετάστηκε στην παρούσα διπλωματική είναι ιδιαίτερα ενδιαφέρουσα, αγνοεί όμως κάποια σημαντικά στοιχεία της λειτουργίας της αγοράς, όπως είναι οι τεχνικοί περιορισμοί. Πρέπει, επίσης, να σημειωθεί ότι καθώς αυξάνει το πλήθος των Μονάδων που συμπεριλαμβάνονται στις προσομοιώσεις, αυξάνει σημαντικά ο χρόνος επίλυσης, ενώ σε κάποιες περιπτώσεις για να μπορέσει το μοντέλο να βρει κάποια λύση απαιτείται σημαντική μείωση των shocks ζήτησης. Ωστόσο, τα αποτελέσματα που προκύπτουν από την εφαρμογή του στην αγορά της Ελλάδας, καθώς και τα αποτελέσματα που προέκυψαν σε διάφορες άλλες δοκιμές κατά τη διάρκεια της διπλωματικής έδειξαν ότι το μοντέλο

μπορεί να αποτελέσει ένα σημαντικό εργαλείο στη μελέτη της αναδιαρθρωμένης αγοράς. Το γεγονός ότι παρουσιάζει μικρή ευαισθησία ως προς την επιλογή της κλίσης της καμπύλης ζήτησης μπορεί να συμπεριληφθεί στα πλεονεκτήματά του έναντι άλλων μοντέλων ολιγοπωλίων.

## 8.2 Δυνατότητες Επέκτασης

Ένα από τα πιο ενδιαφέροντα ερωτήματα που προέκυψαν κατά τη διάρκεια της παρούσας διπλωματικής εργασίας σχετίζεται με το συνυπολογισμό των δαπανών παγίου χαρακτήρα στις καμπύλες κόστους της κάθε Μονάδας. Το ερώτημα αυτό περιπλέκεται ακόμη περισσότερο αν αναλογισθεί κανείς ότι τόσο σε παγκόσμιο, όσο και σε εθνικό επίπεδο, η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας ελεγχόταν μέχρι πρόσφατα από μονοπώλια. Αυτό σημαίνει ότι το σημαντικότερο ποσοστό της ηλεκτροπαραγωγής μιας χώρας ελέγχεται ακόμη από μία μόνο επιχείρηση, η οποία διατηρεί σημαντική δύναμη στη διαμόρφωση της Οριακής Τιμής Συστήματος. Η συμπεριφορά της επιχείρησης αυτής, με δεδομένη την αυξημένη επιρροή της στην αγορά, και ο τρόπος σύμφωνα με τον οποίο θα κοστολογήσει την παραγωγή της δεν μπορεί να μοντελοποιηθεί, αφού αποφασίζεται όχι μόνο με κριτήριο τη μεγιστοποίηση του κέρδους της, αλλά και τη διατήρηση της δύναμής της στην αγορά. Η στρατηγική της συγκεκριμένης επιχείρησης είναι και αυτή που θα καθορίσει σε σημαντικό βαθμό τη στρατηγική και των υπολοίπων παραγωγών.

Μία δεύτερη πολύ σημαντική επέκταση που θα μπορούσε να γίνει στο μοντέλο αφορά την εισαγωγή των διμερών συμβολαίων στη λειτουργία της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Κάθε Μονάδα έχει τη δυνατότητα παράλληλα με την υποβολή Προσφοράς Έγχυσης στο Διαχειριστή του Συστήματος και συμμετοχής στην Κατανομή Φορτίου, να συνάπτει συμβόλαια με καταναλωτές για την πώληση κάποιας από την παραγωγή της. Πρόκειται, ουσιαστικά για μία ανάλυση κινδύνου την οποία κάθε επιχείρηση εξετάζει ώστε να μεγιστοποιήσει τα κέρδη της διατηρώντας παράλληλα το επίπεδο κινδύνου στα επιθυμητά για εκείνη επίπεδα.

Μία ακόμη επέκταση του μοντέλου αφορά τη μείωση του ανταγωνισμού ανάμεσα σε συγκεκριμένες ομάδες Μονάδων. Η κάθε Μονάδα μπορεί να συμπεριλάβει στο πρόβλημα που επιλύει για να προσδιορίσει τη βέλτιστη στρατηγική της υποθετικές μεταβολές, υποθέσεις δηλαδή σχετικά με τη μεταβολή της προσφοράς μίας άλλης Μονάδας σαν αποτέλεσμα της μεταβολής της δικής της παραγωγής. Στόχος της συγκεκριμένης επέκτασης είναι κάποιες επιλεγμένες Μονάδες να μην είναι μεταξύ τους τόσο ανταγωνιστικές, όπως παρατηρήθηκε στην περίπτωση των λιγνιτικών Μονάδων οι οποίες προσφέρουν συναρτήσεις με τιμές ελάχιστα υψηλότερες του οριακού τους κόστους ανταγωνιζόμενες η μία την άλλη και περιορίζοντας με αυτόν τον τρόπο τις δυνατότητες κέρδους σε μεγάλο βαθμό.

Επίσης, ενδιαφέρον παρουσιάζει και η εισαγωγή των τεχνικών περιορισμών του Συστήματος στο μοντέλο. Η ενεργοποίηση κάποιου τεχνικού περιορισμού στο δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας μπορεί να οδηγήσει την αγορά σε αποτελέσματα πολύ διαφορετικά από αυτά που περιγράφονται στο παρόν μοντέλο. Θα πρέπει, επιπλέον, να συμπεριληφθεί και η δυνατότητα της κάθε Μονάδας να διαθέτει κάποια από την ισχύ της και για επικουρικές υπηρεσίες, όπως πχ, οι εφεδρείες και να εξεταστεί η δυνατότητα μεγιστοποίησης του κέρδους της μέσα από την πώληση αυτών των υπηρεσιών, εκτός από τη συμμετοχή της στην Κατανομή του Φορτίου.

Τέλος, ένα από τα πιο σημαντικά ερωτήματα που αντιμετωπίζει κανείς κατά την εξέταση του μοντέλου ισορροπίας συναρτήσεων προσφοράς αφορά τη σύγκριση του με άλλα μοντέλα

ατελούς ανταγωνισμού. Το παρόν μοντέλο αποδίδει μεν πολύ πιο ρεαλιστικά την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, είναι , όμως αρκετά πιο περίπλοκο. Από την άλλη πλευρά, αν υποθεθεί ότι Μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας χαρακτηρίζονται από σταθερό οριακό κόστος, διαπιστώνεται εύκολα ότι τα αποτελέσματα του μοντέλου πλησιάζουν τα αποτελέσματα της λύσης Bertrand, η κάθε Μονάδα, δηλαδή, επιλέγει μία σταθερή τιμή στην οποία προσφέρει την παραγωγή της. Αξίζει, λοιπόν, να εξετάσει κανείς αν η αυξημένη αυτή πολυπλοκότητα δικαιολογείται μέσα από την καλύτερη απόδοση του ή τελικά δίνει τα ίδια αποτελέσματα με την πολύ απλούστερες λύσεις Cournot ή Bertrand.





# 9

## *Βιβλιογραφία & Αναφορές*

1. **Klemperer, P. και Meyer, M.** Supply Function Equilibria in Oligopoly under Uncertainty. *Econometrica*. 1989, 57, σσ. 1243-1277.
2. **Green, R. J. και Newbery, D. M.** Competition in the British Electricity Spot Market. *Journal of political Economy*. 1992, 100, σσ. 929-953.
3. **Green, R. J.** Increasing Competition in the British Electricity Market. *Journal of Industrial Economics*. 1996, 44, σσ. 205-216.
4. **Newbery, D. M.** Competition, Contracts, and Entry in the Electricity Spot Market. *The RAND Journal of Economics*. 1998, 29, σσ. 726–749.
5. **Green, R. J.** The Electricity Contract Market in England and Wales. *Journal of Industrial Economics*. 1999, 47, σσ. 929–952.
6. **Hobbs, B. F., Metzler, C. B. και Pang, J. S.** Strategic Gaming Analysis for Electric Power Systems: An MPEC Approach. *IEEE Transactions on Power Systems*. May 2000, 17, 3, σσ. 638-645.
7. **Weber, J. D. και Overbye, T.** An Individual Welfare Maximization Algorithm for Electricity Markets. *Journal of Regulatory Economics*. August 2002, 25, 3, σσ. 590-596.
8. **Kahn, E. και Baldick, R.** Reactive Power is a Cheap Constraint. *Energy J.* 1994, 15, 4.
9. **Hogan, W. W.** Markets in Real Electric Networks Require Reactive Prices. *Energy J.* 1993, 14, 3, σσ. 191-201.

10. **Bautista, G., Anjos, M. F. και Vanelli, A.** Formulation of Oligopolistic Competition in AC Power Networks: An NLP Approach. *IEEE Transactions on Power Systems*. February 2007, 22, 1, σ. 105-115.
11. **Bautista, G., Anjos, M. F. και Vannelli, A.** Numerical Study of Affine Supply Function Equilibrium in AC Network- Constrained Markets. *IEEE Transactions on Power Systems*. August 2007, 22, 3, σσ. 1174-1184.
12. **Ramos, A., και συν.** An Iterative Algorithm for Profit Maximization by Market Equilibrium Constraints. June 2002.
13. **Bushnell, J.** *Water and Power: Hydroelectric Resources in the Era of Competition in the Western U.S., POWER Conference on Electricity Restructuring.* , Energy Institute, 1998. Energy Institute, University of California. 1998. POWER Conference on Electricity Restructuring.
14. **Borenstein, S. και Bushnell, R.** *An Empirical Analysis of the Market Power in California's Electricity Industry.* Energy Institute, University of California. POWER Conference on Electricity Restructuring, 1997.
15. **Willems, B., Rumiantseva, I. και Weigt, H.** *Cournot versus Supply Functions: What does the data tell us?*
16. **Sioshansi, R. and Oren, S.** How Good are Supply Function Equilibrium Models: An Empirical Analysis of the ERCOT Balancing Market. *Journal of Regulatory Economics*. 2007, 31, 1, σσ. 1-35.
17. **Anderson, E. J. και Hu, X.** *Finding Supply Function Equilibria with Asymmetric Firms.* Mimeo, Australian Graduate School of Management, 2005.
18. Νέος Κώδικας Διαχείρισης του Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας. *ΦΕΚ 655*. 17/5/2005.
19. **Holmberg, P.** *Asymmetric Supply Function Equilibrium with Constant Marginal Costs.* Department of Economics, Uppsala University, Sweden. 2005. Working paper 2005:16.
20. **Baldick, R. και Hogan, W.** *Capacity Constrained Supply Function Equilibrium Models of Electricity Markets: Stability, Non-decreasing Constraints, and Function Space Iterations.* University of California Energy Institute, Berkeley, CA. Working Paper PWP-089 (revised).
21. **Baldick, R., Grant, R. και Kahn, E.** Theory and Applications of Linear Supply Function Equilibrium in Electricity Markets. *Journal of Regulatory Economics*. 2004, σσ. 25, 143-167.
22. **Buhn, D. και Day, C.** Market Structure is Fundamental. *Strategic Price Risk in Wholesale Power markets*. Risk Books, 1999.
23. **Hart, O.** Imperfect Competition in General Equilibrium: An Overview of Recent Work. *Frontier of Economics*. 1985.
24. **Grossman, S.** Nash Equilibrium and the Industrial Organization of Markets with Large Fixed Costs. *Econometrica*. 1981, 49, σσ. 1149-1172.

25. **Klemperer, P. και Meyer, M.** Price Competition vs Quantity Competition: The Role of Uncertainty. *Rand Journal of Economics*. 1986, 17, σσ. 618-638.
26. **Anderson, E. J. και Philpott, A. B.** Using Supply Functions for Offering Generation into an Electricity Market. *Operations Research*. 2002, 50 σσ. 477–489.
27. **Anderson, E. J. και Philpott, A. B.** Optimal Offer Construction in Electricity Markets. *Mathematics of Operations Research* . 2002, 27, σσ. 82–100.
28. **Holmberg, P.** *Numerical Calculation of an Asymmetric Supply Function Equilibrium with Capacity Constraints*. Department of Economics, Uppsala University, Sweden. 2005. Working paper 2005:12.
29. **Rudkevich, A.** On the Supply Function Equilibrium and its Applications in Electricity Markets. *Decision Support Systems*. 2005, 40, σσ. 409-425.
30. **Baldick, R., Grant, R. και Kahn, E.** *Linear Supply Function Equilibrium: Generalizations, Application, and Limitation*. POWER Working paper, 2000. available from [www.ucei.berkeley.edu/ucei](http://www.ucei.berkeley.edu/ucei).
31. **Baldick, R.** *Computing the Electricity Market Equilibrium, Uses of market equilibrium models*.
32. **Ramos A., Ventosa M., Rivier M.** *Long Term Operation Models for Deregulated Electricity Markets*. April 2000.
33. **Ventosa, M., Trocoli, B. και Ortiz, S.** *Modeling Supply Function Equilibrium in Electricity Markets\_An MCP Approach*. Instituto de Investigación Tecnológica , Universidad Pontificia Comillas.
34. **Bushnell, J.** A Mixed Complementarity Model of Hydro-Thermal Electricity Competition in the Western U.S. *Operations Research*. 2002.
35. **Day, C. J. and Bunn, D. W.** Divestiture of Generation Assets in the Electricity Pool of England and Wales: A Computational Approach to Analyzing Market Power. *Journal of Regulatory Economics*. 2001, 19(2), σσ. 123-141.
36. **Day, C. J., Hobbs, B. F., and Pang, J. S.** Oligopolistic Competition in Power Networks: a Conjectured Supply Function Approach. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2002, 17, 3, σσ. 597–607.
37. **Baldick, R.** Restructured Electricity Markets, Locational Marginal Pricing.
38. **Baldick, R. και Hogan, W.** Stability of Supply function Equilibrium Implications for Daily versus Hourly Bids in a Poolco Market . May 2002.
39. **Ramos, A., M. Ventosa and M. Rivier.** Modelling Competition in Electric Energy Markets by Equilibrium Constraints. *Utilities Policy*. 1998, 7, 4, σσ. 223-242.
40. **Rudkevich, A.** *Supply Function Equilibrium in Power Markets: Learning all the way*. Tabors Caramanis and Associates. December 1999. TCA Technical Report Number 1299-1702.

41. **Κάπρος, Π. και Ντελκής, Κ.** *Οικονομική Ανάλυση Επιχειρήσεων*. Αθήνα : Εκδόσεις ΕΜΠ, 2007.
42. **Παπαδιάς, Β. και Κονταξής, Γ.** *Ηλεκτρική Οικονομία*. Αθήνα : Εκδόσεις ΕΜΠ, 2003.
43. **Anderson, E.J. and H.Xu.** Necessary and Sufficient Conditions for Optimal Offers in Electricity Markets. *SIAM Journal on Control and Optimization*. 2002, 41, σσ. 1212-1228.
44. **Anderson, E.J. και H.Xu.** Supply Function Equilibrium in Electricity Spot Markets with Contracts and Price Caps. *Journal of Optimization Theory and Applications*,. 124, σσ. 257-283.

# ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ

Hours per Year	Load (GW)	SMP (€/ MWh)	
		Case 1	Case 2
1	8.081	150.000	150.000
1	8.081	150.000	150.000
9	8.081	150.000	150.000
2	8.080	150.000	150.000
10	8.078	145.455	149.969
3	8.074	136.766	149.900
4	8.074	136.766	149.900
7	8.072	133.111	149.867
3	8.070	127.670	149.834
3	8.065	115.119	149.726
4	8.062	105.703	146.855
10	8.062	105.703	146.855
16	8.062	105.703	146.855
4	8.060	104.269	146.450
4	8.060	104.075	146.425
4	8.059	102.427	146.210
7	8.056	98.802	145.737
1	8.055	97.484	145.565
16	8.053	97.416	145.092
8	8.052	97.406	145.027
2	8.052	97.391	144.920
7	8.049	97.313	144.382
7	8.048	97.298	144.274
7	8.044	97.174	143.414
4	8.040	97.081	142.769
4	8.032	96.865	141.264
4	8.030	96.577	140.941
2	8.030	96.481	140.833
4	8.029	96.354	140.690
4	8.027	96.098	140.403
7	8.025	95.715	139.973
4	8.023	95.379	139.597
5	8.021	95.140	139.328
3	8.021	95.012	139.185
2	8.018	94.565	138.683
8	8.016	94.309	138.396
1	8.016	94.277	138.360
4	8.013	93.798	137.823
4	8.012	93.568	137.564
2	8.008	93.031	136.962
1	8.007	92.792	141.135
1	8.001	91.881	140.717
10	8.000	91.689	140.629
4	7.999	91.498	140.541

Hours per Year	Load (GW)	SMP (€/ MWh)	
		Case 1	Case 2
10	7.998	91.306	140.453
9	7.998	91.306	140.453
9	7.996	91.018	140.320
3	7.993	90.539	140.100
3	7.992	90.348	140.012
7	7.988	89.677	139.704
5	7.987	89.581	139.659
6	7.987	89.485	139.615
3	7.981	90.585	139.175
10	7.979	90.402	139.043
15	7.979	90.402	139.043
13	7.977	90.189	138.888
5	7.977	90.158	138.866
4	7.977	90.158	138.866
7	7.977	90.158	138.866
4	7.975	89.975	138.734
4	7.973	89.767	138.584
5	7.971	89.548	138.426
4	7.970	89.425	138.338
3	7.969	89.303	138.250
4	7.966	89.059	138.073
3	7.965	88.896	137.956
4	7.963	88.693	137.809
6	7.961	88.449	137.633
2	7.958	88.164	137.427
7	7.957	88.082	137.368
8	7.956	87.960	137.280
7	7.955	87.899	137.236
6	7.955	87.838	137.192
4	7.952	87.533	136.972
8	7.951	87.472	136.928
3	7.950	87.344	136.835
3	7.950	87.303	136.806
3	7.948	87.167	136.707
8	7.944	86.739	136.399
10	7.944	86.699	136.370
2	7.943	86.648	136.333
3	7.942	86.556	136.267
12	7.941	86.434	136.179
11	7.941	86.414	136.164
6	7.928	83.057	134.090
11	7.928	83.036	134.078
3	7.928	83.029	134.074
4	7.928	82.951	134.029

Hours per Year	Load (GW)	SMP (€/ MWh)	
		Case 1	Case 2
3	7.922	81.891	133.422
12	7.914	80.406	132.572
3	7.913	80.194	132.450
5	7.911	79.840	132.248
2	7.907	77.677	131.904
8	7.907	77.492	131.843
3	7.906	77.369	131.802
3	7.906	77.307	131.782
4	7.905	76.937	131.661
2	7.905	76.876	131.640
15	7.901	75.643	131.235
3	7.900	75.458	131.175
2	7.900	75.273	131.114
8	7.899	75.088	131.053
13	7.897	74.533	128.344
4	7.897	74.533	128.344
2	7.896	73.978	127.748
3	7.891	72.683	126.357
6	7.891	72.437	126.092
4	7.887	72.437	124.767
2	7.884	72.437	123.972
6	7.884	72.437	123.972
5	7.884	72.437	123.707
5	7.883	72.437	123.575
10	7.880	72.430	122.581
14	7.880	72.430	122.429
2	7.880	72.430	122.383
4	7.876	72.374	121.259
9	7.875	72.157	120.673
9	7.874	72.085	120.477
5	7.873	72.013	120.281
9	7.873	71.941	120.086
11	7.873	71.941	120.086
4	7.868	71.363	118.521
2	7.868	71.363	118.521
1	7.867	71.291	118.326
7	7.867	71.218	118.130
5	7.863	70.785	116.956
4	7.856	69.846	114.414
12	7.853	69.485	115.355
2	7.852	69.340	115.110
3	7.852	69.340	115.110
1	7.849	69.051	114.620
9	7.849	68.979	114.498
1	7.848	68.907	114.375

Hours per Year	Load (GW)	SMP (€/ MWh)	
		Case 1	Case 2
4	7.848	68.907	114.375
3	7.847	68.762	114.130
3	7.842	68.185	113.151
4	7.835	67.262	111.587
11	7.825	66.017	109.476
12	7.811	67.375	106.537
17	7.809	67.283	106.169
2	7.801	66.861	109.576
6	7.798	66.701	109.343
7	7.798	66.701	109.343
3	7.784	65.966	108.278
9	7.780	65.783	108.011
4	7.778	65.660	107.833
9	7.777	65.599	107.745
6	7.770	65.252	107.241
4	7.761	64.787	106.568
1	7.755	64.435	106.057
7	7.746	64.007	105.435
3	7.737	63.517	104.725
10	7.737	63.517	104.725
6	7.727	62.965	103.925
1	7.722	62.720	103.570
7	7.707	63.738	105.429
7	7.705	63.692	105.369
3	7.705	63.685	105.359
7	7.678	62.993	104.468
5	7.677	62.972	104.441
16	7.676	62.942	104.402
15	7.675	62.921	104.376
3	7.674	62.893	104.339
3	7.656	62.421	103.731
1	7.643	62.059	103.265
10	7.628	61.685	102.783
13	7.626	61.634	102.717
3	7.622	61.532	102.585
4	7.621	61.489	102.530
16	7.616	61.368	102.375
2	7.613	61.279	102.260
9	7.611	61.246	102.217
3	7.611	61.236	102.204
2	7.608	61.164	102.112
3	7.606	61.103	102.033
16	7.603	61.026	101.934
7	7.589	60.658	101.460
4	7.586	60.570	101.814

Hours per Year	Load (GW)	SMP (€/ MWh)	
		Case 1	Case 2
2	7.581	60.459	101.696
14	7.578	60.360	101.591
11	7.577	60.340	101.570
16	7.562	59.942	101.149
4	7.550	60.668	100.829
11	7.548	60.630	100.759
3	7.542	60.541	100.600
5	7.531	60.365	100.285
5	7.527	60.310	100.188
15	7.525	60.283	100.139
3	7.524	60.267	100.110
2	7.523	60.255	100.089
7	7.517	60.161	99.920
3	7.504	59.957	99.555
1	7.495	59.812	99.296
5	7.491	59.759	99.202
8	7.488	59.703	99.101
3	7.481	59.594	98.096
3	7.479	59.565	97.999
16	7.479	59.560	97.981
3	7.478	59.546	97.936
4	7.477	59.528	97.873
9	7.470	59.424	97.526
9	7.469	59.408	97.473
6	7.467	59.375	97.360
3	7.465	59.355	97.295
8	7.464	59.329	97.207
6	7.464	59.329	97.207
7	7.462	59.295	97.093
5	7.442	58.993	96.082
15	7.441	58.980	96.037
2	7.433	59.020	95.635
7	7.429	58.970	95.407
9	7.423	58.898	95.083
16	7.422	58.887	95.034
8	7.421	58.882	95.012
3	7.421	58.877	94.988
3	7.420	58.867	94.943
3	7.418	58.844	94.839
8	7.418	58.840	94.822
15	7.414	58.802	94.768
9	7.409	58.739	94.502
4	7.408	58.727	94.451
2	7.398	58.613	93.968
2	7.397	58.597	93.897

Hours per Year	Load (GW)	SMP (€/ MWh)	
		Case 1	Case 2
11	7.394	58.565	93.764
7	7.381	58.419	93.147
5	7.369	58.281	92.563
1	7.369	58.274	92.530
4	7.355	58.124	91.896
4	7.349	58.053	91.597
1	7.347	58.029	91.495
1	7.346	58.012	91.422
2	7.342	57.966	91.227
3	7.336	57.905	90.971
3	7.336	57.902	90.956
4	7.332	57.858	90.771
3	7.331	58.103	90.686
7	7.329	58.089	90.602
5	7.325	58.058	90.413
14	7.324	58.047	90.344
7	7.319	58.010	90.116
12	7.319	58.009	90.114
9	7.316	57.984	90.113
3	7.313	57.960	90.111
11	7.312	57.957	90.110
8	7.306	57.908	90.637
2	7.306	57.905	90.626
7	7.301	57.869	90.476
6	7.300	57.857	90.424
7	7.299	57.851	90.400
1	7.298	57.842	90.363
4	7.297	57.838	90.345
3	7.296	57.826	90.294
11	7.291	57.786	90.129
1	7.291	57.785	90.125
7	7.290	57.777	90.090
2	7.289	57.776	90.087
3	7.287	57.753	89.992
2	7.283	57.723	89.867
4	7.283	57.722	89.863
3	7.279	57.695	89.747
7	7.270	57.624	89.452
3	7.268	57.605	89.374
3	7.267	57.599	89.347
2	7.267	57.595	89.330
7	7.264	57.578	89.262
7	7.261	57.551	89.147
3	7.259	57.532	89.068
5	7.257	57.522	89.026



Hours per Year	Load (GW)	SMP (€/ MWh)	
		Case 1	Case 2
2	7.254	57.497	88.923
3	7.254	57.497	88.921
7	7.254	57.495	88.914
2	7.253	57.491	88.895
2	7.253	57.485	88.871
3	7.250	57.460	88.768
6	7.248	57.446	88.709
9	7.247	57.438	88.674
1	7.246	57.433	88.654
16	7.245	57.426	88.624
7	7.242	57.401	88.523
5	7.236	57.357	88.336
9	7.236	57.351	88.314
14	7.232	57.318	88.174
6	7.231	57.312	88.151
17	7.229	57.295	88.078
9	7.228	57.288	88.051
6	7.226	57.272	87.984
4	7.222	57.242	87.858
8	7.221	57.237	87.837
17	7.220	57.230	87.807
5	7.217	57.202	86.950
3	7.216	57.193	86.871
7	7.212	57.163	86.599
12	7.211	57.152	86.496
3	7.210	57.144	86.425
9	7.210	57.144	86.419
7	7.208	57.128	86.275
13	7.206	57.118	86.185
3	7.200	57.118	85.706
13	7.198	57.111	85.611
3	7.195	57.111	85.357
4	7.193	57.111	85.189
10	7.188	57.105	84.856
10	7.187	57.105	84.757
9	7.181	57.105	84.385
2	7.178	57.105	84.105
7	7.174	57.103	83.871
6	7.171	57.103	83.661
2	7.171	57.103	83.618
4	7.169	57.105	83.500
3	7.168	57.039	83.417
8	7.168	57.038	83.407
5	7.167	57.035	83.365
3	7.166	57.029	83.281

Hours per Year	Load (GW)	SMP (€/ MWh)	
		Case 1	Case 2
3	7.164	57.020	83.164
2	7.163	57.014	83.091
3	7.163	57.011	83.041
13	7.163	57.010	83.038
9	7.162	57.007	82.997
4	7.162	57.007	82.996
2	7.162	57.006	82.983
4	7.161	56.999	82.883
4	7.160	56.997	82.859
7	7.160	56.993	82.806
3	7.158	56.984	82.691
8	7.154	56.963	82.409
4	7.152	56.954	82.290
3	7.151	56.946	82.178
3	7.147	56.925	83.470
2	7.145	56.914	83.389
2	7.145	56.914	83.389
13	7.143	56.906	83.321
4	7.139	56.884	83.156
4	7.135	56.857	82.948
15	7.134	56.855	82.929
16	7.133	56.848	82.880
5	7.127	56.819	82.654
11	7.124	56.798	82.495
6	7.124	56.798	82.493
4	7.123	56.796	82.475
9	7.119	56.774	82.303
5	7.116	56.754	82.155
2	7.115	56.751	82.128
2	7.114	56.746	82.091
1	7.112	56.735	82.005
8	7.109	56.720	81.887
2	7.108	56.714	81.846
1	7.107	56.709	81.810
7	7.106	56.705	81.773
12	7.106	56.703	81.761
1	7.104	56.690	81.659
2	7.103	56.687	81.637
7	7.103	56.686	81.626
2	7.102	56.682	81.602
7	7.101	56.676	81.548
3	7.101	56.673	81.528
6	7.101	56.673	81.528
9	7.101	56.673	81.528
7	7.100	56.668	81.488

Hours per Year	Load (GW)	SMP (€/ MWh)	
		Case 1	Case 2
6	7.099	56.664	81.463
5	7.094	56.640	81.271
15	7.094	56.639	81.267
14	7.093	56.630	81.198
2	7.090	56.616	81.090
2	7.089	56.608	81.029
11	7.087	56.599	80.960
3	7.084	56.583	80.834
2	7.082	56.572	80.749
5	7.078	56.551	80.592
4	7.077	56.542	80.522
9	7.076	56.542	80.519
2	7.076	56.538	80.491
5	7.074	56.527	80.402
8	7.072	56.518	80.331
9	7.072	56.517	80.328
5	7.068	56.497	80.172
4	7.068	56.496	80.163
1	7.067	56.492	80.137
3	7.064	56.476	80.010
8	7.063	56.468	79.949
6	7.061	56.460	79.888
2	7.061	56.460	79.886
3	7.059	56.446	79.782
9	7.059	56.446	79.775
12	7.058	56.444	79.765
6	7.058	56.440	79.730
1	7.057	56.436	79.700
2	7.056	56.431	79.663
11	7.053	56.414	79.531
5	7.053	56.412	79.516
4	7.048	56.387	79.325
5	7.047	56.382	79.285
7	7.047	56.380	79.267
4	7.046	56.378	79.258
17	7.044	56.364	79.144
10	7.043	56.362	79.129
6	7.042	56.356	79.088
6	7.040	56.346	79.010
7	7.040	56.342	78.977
1	7.039	56.339	78.952
16	7.038	56.333	78.908
3	7.037	56.328	78.872
8	7.036	56.320	78.810
3	7.035	56.318	78.790

Hours per Year	Load (GW)	SMP (€/ MWh)	
		Case 1	Case 2
3	7.035	56.317	78.786
9	7.035	56.317	78.786
2	7.031	56.294	78.605
4	7.030	56.292	78.590
4	7.030	56.292	78.590
8	7.028	56.281	78.508
2	7.026	56.270	79.174
2	7.023	56.250	79.058
12	7.021	56.241	79.001
8	7.020	56.238	78.985
7	7.020	56.236	78.976
8	7.020	56.235	78.966
11	7.019	56.228	78.930
6	7.018	56.227	78.923
2	7.018	56.226	78.917
5	7.018	56.224	78.907
11	7.016	56.212	78.833
3	7.015	56.209	78.819
4	7.015	56.208	78.813
5	7.015	56.208	78.810
2	7.012	56.194	78.733
7	7.011	56.188	78.696
2	7.010	56.180	78.647
2	7.009	56.177	78.635
1	7.008	56.171	78.598
5	7.005	56.155	78.507
3	7.004	56.151	78.481
4	7.000	56.125	78.331
3	6.998	56.114	78.267
1	6.994	56.097	78.168
6	6.993	56.091	78.132
5	6.993	56.087	78.112
6	6.992	56.084	78.092
8	6.989	56.065	77.984
7	6.987	56.054	77.917
9	6.987	56.054	77.917
7	6.980	56.017	77.703
2	6.980	56.016	77.699
7	6.979	56.015	77.694
8	6.978	56.009	77.659
12	6.978	56.007	77.650
9	6.978	56.007	77.647
9	6.978	56.005	77.634
1	6.977	55.996	77.616
1	6.977	55.995	77.613

Hours per Year	Load (GW)	SMP (€/ MWh)	
		Case 1	Case 2
1	6.860	55.354	72.241
2	6.860	55.354	72.235
4	6.860	55.353	72.232
8	6.860	55.353	72.225
3	6.859	55.346	73.238
4	6.858	55.343	73.217
3	6.857	55.340	73.202
8	6.855	55.326	73.125
12	6.853	55.315	73.068
11	6.851	55.306	73.022
4	6.851	55.306	73.022
1	6.851	55.306	73.022
6	6.851	55.306	73.022
1	6.849	55.293	72.953
15	6.849	55.293	72.953
1	6.848	55.290	72.935
5	6.848	55.287	72.918
5	6.847	55.284	72.905
3	6.847	55.283	72.895
3	6.847	55.281	72.884
3	6.847	55.281	72.884
2	6.846	55.279	72.878
2	6.846	55.278	72.872
6	6.845	55.272	72.838
2	6.845	55.271	72.832
16	6.844	55.266	72.806
8	6.839	55.080	72.652
1	6.836	55.049	72.558
11	6.836	55.048	72.556
1	6.834	55.032	72.507
2	6.832	55.011	72.444
2	6.831	55.006	72.429
2	6.831	55.005	72.424
5	6.829	54.986	72.366
7	6.828	54.979	72.346
3	6.827	54.963	72.297
8	6.827	54.962	72.294
5	6.826	54.956	72.276
3	6.826	54.954	72.272
4	6.825	54.947	72.250
2	6.825	54.944	72.241
2	6.823	54.929	72.194
2	6.823	54.929	72.194
5	6.823	54.929	72.194
3	6.823	54.925	72.182

Hours per Year	Load (GW)	SMP (€/ MWh)	
		Case 1	Case 2
4	6.823	54.924	72.180
2	6.823	54.924	72.180
16	6.821	54.910	72.136
5	6.821	54.906	72.125
16	6.821	54.905	72.122
10	6.820	54.899	72.104
4	6.820	54.892	72.084
3	6.819	54.887	72.067
8	6.819	54.883	72.056
8	6.817	54.868	72.010
7	6.817	54.866	72.004
9	6.815	54.845	71.941
6	6.813	54.833	71.904
1	6.813	54.829	71.892
15	6.812	54.817	71.854
8	6.811	54.808	71.826
5	6.810	54.798	71.797
3	6.809	54.787	71.763
1	6.806	54.764	71.694
8	6.806	54.763	71.689
14	6.803	54.728	71.585
11	6.802	54.719	71.556
13	6.801	54.711	71.534
2	6.800	54.702	71.504
7	6.800	54.702	71.504
4	6.798	54.686	71.458
3	6.798	54.681	71.442
8	6.798	54.680	71.439
3	6.797	54.669	71.405
2	6.796	54.667	71.401
16	6.796	54.665	71.392
5	6.796	54.662	71.384
9	6.796	54.660	71.378
3	6.795	54.656	71.366
14	6.794	54.645	71.332
1	6.792	54.622	71.263
8	6.791	54.616	71.245
4	6.791	54.614	71.240
4	6.791	54.614	71.240
15	6.791	54.611	71.228
8	6.789	54.600	71.196
8	6.789	54.599	71.194
7	6.788	54.588	71.159
5	6.788	54.588	71.159
3	6.787	54.579	71.133

Hours per Year	Load (GW)	SMP (€/ MWh)	
		Case 1	Case 2
3	6.780	54.508	70.918
1	6.778	54.493	70.872
15	6.778	54.493	70.871
3	6.778	54.489	70.860
3	6.777	54.480	70.831
7	6.777	54.478	70.826
10	6.775	54.455	70.757
6	6.774	54.452	70.745
3	6.774	54.446	70.728
2	6.773	54.445	70.724
7	6.773	54.436	70.699
2	6.772	54.429	70.676
9	6.771	54.423	70.659
2	6.771	54.417	70.642
10	6.770	54.408	70.614
46	6.768	54.395	70.573
7	6.766	54.376	70.515
3	6.765	54.358	70.463
3	6.762	54.336	70.395
13	6.759	54.302	70.292
2	6.758	54.297	70.275
5	6.758	54.292	70.260
15	6.757	54.287	70.245
16	6.756	54.271	70.197
3	6.755	54.264	70.176
3	6.754	54.257	70.154
3	6.754	54.255	70.147
3	6.753	54.248	70.126
4	6.752	54.232	70.078
1	6.749	54.210	70.012
10	6.749	54.209	70.009
6	6.749	54.207	70.003
7	6.746	54.176	69.909
12	6.745	54.171	69.894
6	6.743	54.148	69.825
7	6.743	54.148	69.825
2	6.741	54.128	69.762
6	6.741	54.128	69.762
4	6.733	54.055	69.542
3	6.733	54.054	69.538
17	6.731	54.037	69.486
2	6.730	54.023	69.446
15	6.730	54.023	69.446
3	6.730	54.022	69.443
2	6.730	54.020	69.434

Hours per Year	Load (GW)	SMP (€/ MWh)	
		Case 1	Case 2
3	6.728	54.005	69.388
7	6.728	54.003	69.382
3	6.725	53.976	70.602
1	6.723	53.954	70.573
7	6.723	53.954	70.572
5	6.717	53.898	70.495
5	6.712	53.848	70.427
3	6.711	53.838	70.413
6	6.708	53.811	70.376
4	6.707	53.798	70.358
6	6.706	53.785	70.340
7	6.705	53.784	70.339
2	6.704	53.772	70.323
8	6.704	53.766	70.314
2	6.703	53.762	70.309
1	6.702	53.755	70.300
4	6.698	53.717	70.247
6	6.697	53.707	70.233
1	6.697	53.698	70.221
3	6.696	53.696	70.218
3	6.696	53.694	70.215
1	6.696	53.862	70.210
2	6.695	53.853	70.195
3	6.694	53.850	70.190
8	6.694	53.849	70.189
5	6.693	53.839	70.172
3	6.693	53.838	70.171
10	6.693	53.837	70.169
16	6.693	53.836	70.167
2	6.692	53.830	70.158
3	6.692	53.828	70.154
8	6.688	53.797	70.104
1	6.687	53.792	70.096
7	6.687	53.789	70.090
6	6.685	53.775	70.067
9	6.685	53.770	70.060
2	6.684	53.769	70.058
2	6.684	53.767	70.054
10	6.683	53.762	70.046
3	6.683	53.756	70.037
5	6.681	53.743	70.015
16	6.681	53.741	70.012
10	6.680	53.731	69.995
5	6.678	53.719	69.975
6	6.678	53.716	69.971

Hours per Year	Load (GW)	SMP (€/ MWh)	
		Case 1	Case 2
7	6.677	53.712	69.965
13	6.677	53.712	69.964
6	6.677	53.710	69.960
16	6.677	53.708	69.957
16	6.676	53.703	69.949
8	6.676	53.699	69.942
3	6.675	53.694	69.934
13	6.675	53.691	69.929
9	6.673	53.678	69.908
2	6.672	53.672	69.898
3	6.672	53.672	69.898
2	6.671	53.660	69.879
1	6.670	53.653	69.867
1	6.667	53.624	69.820
3	6.666	53.617	69.808
10	6.662	53.586	69.758
3	6.661	53.583	69.752
3	6.661	53.580	69.747
3	6.659	53.566	69.725
10	6.659	53.564	69.722
1	6.658	53.557	69.711
10	6.657	53.547	69.694
4	6.657	53.545	69.691
7	6.655	53.526	69.660
8	6.653	53.517	69.644
3	6.653	53.513	69.638
3	6.651	53.494	69.607
6	6.649	53.481	69.586
4	6.648	53.471	69.570
3	6.647	53.468	69.565
2	6.647	53.468	69.565
1	6.647	53.468	69.564
3	6.647	53.468	69.564
10	6.643	53.430	69.502
15	6.641	53.414	69.477
13	6.641	53.414	69.477
3	6.640	53.407	69.465
3	6.634	53.363	69.393
5	6.634	53.358	69.384
4	6.633	53.354	69.377
5	6.629	53.317	69.317
2	6.628	53.306	69.300
8	6.628	53.306	69.300
4	6.624	53.277	69.252
8	6.623	53.267	69.235

Hours per Year	Load (GW)	SMP (€/ MWh)	
		Case 1	Case 2
6	6.622	53.266	69.233
5	6.622	53.264	69.230
3	6.620	53.247	69.202
5	6.617	53.222	69.161
3	6.616	53.213	69.146
16	6.616	53.211	69.143
3	6.616	53.211	69.143
7	6.616	53.209	69.140
11	6.613	53.190	69.109
3	6.613	53.186	69.102
3	6.610	53.163	69.065
1	6.608	53.150	69.043
7	6.608	53.149	69.042
5	6.608	53.145	69.035
2	6.607	53.141	69.029
9	6.607	53.138	69.024
2	6.606	53.134	69.017
16	6.606	53.129	69.009
7	6.602	53.101	68.964
1	6.601	53.095	68.953
3	6.601	53.092	68.949
8	6.600	53.081	68.930
2	6.599	53.075	68.921
2	6.598	53.068	68.910
8	6.598	53.065	68.904
5	6.597	53.057	68.890
2	6.596	53.050	68.879
4	6.595	53.042	68.866
4	6.592	53.020	68.831
5	6.591	53.008	68.810
3	6.588	52.985	68.772
5	6.584	52.952	68.720
10	6.583	52.945	68.708
5	6.582	52.934	68.690
2	6.581	52.924	68.673
3	6.578	52.906	68.644
1	6.577	52.895	68.626
4	6.577	52.895	68.626
3	6.576	52.891	68.618
5	6.574	52.867	68.579
3	6.572	52.858	68.565
7	6.572	52.853	68.557
17	6.571	52.843	68.541
2	6.570	52.836	68.529
12	6.570	52.836	68.529

Hours per Year	Load (GW)	SMP (€/ MWh)	
		Case 1	Case 2
2	6.567	52.811	68.488
2	6.566	52.806	68.480
3	6.565	52.799	68.468
3	6.564	52.792	68.456
6	6.564	52.791	68.454
11	6.564	52.790	68.454
2	6.562	52.769	68.419
5	6.560	52.757	68.275
2	6.560	52.756	68.272
10	6.557	52.732	68.229
4	6.556	52.724	68.214
18	6.556	52.721	68.209
3	6.555	52.719	68.206
6	6.555	52.717	68.202
1	6.554	52.704	68.179
3	6.551	52.681	68.137
3	6.551	52.681	68.137
4	6.550	52.677	68.130
4	6.550	52.671	68.119
4	6.548	52.658	68.096
7	6.542	52.614	68.016
2	6.542	52.614	68.015
5	6.541	52.605	67.999
6	6.540	52.592	67.976
5	6.539	52.588	67.969
7	6.537	52.568	67.932
6	6.536	52.561	67.919
16	6.535	52.550	67.900
3	6.535	52.550	67.899
4	6.531	52.522	67.849
5	6.530	52.510	67.826
4	6.529	52.505	67.817
16	6.524	52.465	67.744
2	6.522	52.450	67.718
3	6.522	52.449	67.716
7	6.521	52.442	67.703
6	6.520	52.433	67.687
4	6.520	52.429	67.679
3	6.517	52.403	67.632
12	6.516	52.396	67.621
5	6.516	52.396	67.621
11	6.515	52.392	67.612
7	6.511	52.260	67.544
1	6.509	52.245	67.521
12	6.505	52.211	67.468

Hours per Year	Load (GW)	SMP (€/ MWh)	
		Case 1	Case 2
2	6.502	52.397	67.420
3	6.502	52.391	67.413
2	6.501	52.383	67.405
16	6.500	52.364	67.383
4	6.497	52.330	67.344
4	6.494	52.284	67.293
3	6.488	52.211	67.211
2	6.485	52.178	67.174
5	6.485	52.175	67.170
5	6.482	52.129	67.118
3	6.480	52.113	67.100
4	6.480	52.111	67.098
3	6.480	52.102	67.087
4	6.477	52.066	67.047
8	6.477	52.064	67.044
4	6.477	52.062	67.043
10	6.475	52.039	67.016
4	6.473	52.021	66.997
9	6.473	52.009	66.983
16	6.471	51.985	66.956
3	6.470	51.978	66.948
2	6.465	51.913	66.874
12	6.464	51.897	66.857
10	6.463	51.888	66.846
3	6.463	51.883	66.841
2	6.461	51.858	66.813
11	6.461	51.856	66.811
4	6.459	51.835	66.786
5	6.459	51.834	66.785
8	6.459	51.832	66.783
5	6.459	51.827	66.777
11	6.457	51.810	66.758
1	6.456	51.792	66.738
4	6.455	51.783	66.727
4	6.454	51.769	66.712
17	6.450	51.720	66.656
4	6.449	51.702	66.636
1	6.447	51.674	66.605
4	6.446	51.666	66.596
15	6.446	51.662	66.591
3	6.445	51.646	66.574
4	6.445	51.643	66.570
7	6.444	51.642	66.569
3	6.444	51.634	66.559
4	6.434	51.503	66.412

Hours per Year	Load (GW)	SMP (€/ MWh)	
		Case 1	Case 2
7	6.433	51.496	66.404
5	6.431	51.464	66.369
3	6.430	51.449	66.351
7	6.427	51.409	65.075
5	6.425	51.388	65.010
3	6.425	51.384	65.000
15	6.422	51.351	64.897
3	6.421	51.328	64.828
16	6.417	51.286	64.698
4	6.415	51.261	64.622
6	6.414	51.248	64.581
12	6.413	51.227	64.516
4	6.412	51.216	64.482
10	6.410	51.129	64.389
9	6.407	51.101	64.288
1	6.406	51.084	64.228
4	6.405	51.081	64.217
3	6.405	51.075	64.196
5	6.404	51.069	64.177
3	6.402	51.037	64.063
6	6.397	50.988	63.891
1	6.396	50.972	63.833
4	6.394	50.956	63.777
3	6.391	50.914	63.628
7	6.390	50.911	63.616
2	6.387	50.867	63.462
4	6.386	50.859	63.435
11	6.385	50.851	63.404
15	6.385	50.847	63.391
3	6.382	50.815	63.280
4	6.381	50.804	63.240
5	6.378	50.767	63.108
7	6.375	50.735	62.995
3	6.375	50.733	62.991
3	6.367	50.647	62.684
2	6.365	50.626	62.610
7	6.363	50.603	62.532
3	6.363	50.601	62.522
7	6.354	50.498	61.849
11	6.354	50.497	61.848
3	6.348	50.428	61.541
8	6.342	50.359	61.230
6	6.339	50.321	61.064
5	6.338	50.311	61.020
5	6.334	50.269	60.835

Hours per Year	Load (GW)	SMP (€/ MWh)	
		Case 1	Case 2
2	6.331	50.239	60.706
3	6.329	50.207	60.567
10	6.328	50.205	60.556
3	6.328	50.199	60.531
3	6.328	50.195	60.511
1	6.322	50.131	60.232
11	6.316	50.058	59.911
3	6.315	50.054	59.896
2	6.314	50.035	59.810
5	6.307	49.964	59.502
8	6.304	49.925	59.330
6	6.303	49.913	59.275
14	6.293	49.804	58.799
2	6.292	49.794	58.757
7	6.292	49.793	58.750
12	6.288	50.173	58.545
5	6.281	50.056	58.150
6	6.281	50.054	58.142
6	6.276	49.975	57.905
4	6.276	49.969	57.885
3	6.272	49.913	57.718
3	6.267	49.825	57.453
7	6.265	49.793	57.356
12	6.264	49.778	57.313
18	6.263	49.756	57.247
3	6.262	49.744	57.210
3	6.256	49.646	56.913
15	6.255	49.638	56.891
5	6.252	49.578	56.709
6	6.250	49.550	56.625
1	6.249	49.536	56.584
14	6.246	49.481	56.418
7	6.243	49.443	56.304
7	6.239	49.372	56.088
7	6.239	49.368	56.077
4	6.239	49.364	56.066
4	6.237	49.336	55.980
3	6.229	49.210	55.601
3	6.227	49.171	55.486
9	6.224	49.133	55.370
9	6.224	49.129	55.357
8	6.222	49.099	55.267
4	6.222	49.087	55.232
10	6.216	48.988	54.935
4	6.215	48.986	54.929

Hours per Year	Load (GW)	SMP (€/ MWh)	
		Case 1	Case 2
6	6.213	48.947	54.812
4	6.212	48.937	54.779
1	6.203	48.790	54.339
5	6.200	48.740	54.187
5	6.193	48.620	53.395
8	6.191	48.587	53.328
11	6.183	48.461	53.069
3	6.179	48.390	52.924
1	6.173	48.291	52.721
12	6.165	48.167	52.467
2	6.158	48.043	52.215
6	6.155	47.998	52.122
5	6.154	47.976	52.078
9	6.150	47.916	51.954
7	6.147	47.777	51.861
5	6.146	47.755	51.810
22	6.145	47.748	51.794
5	6.145	47.744	51.786
8	6.142	47.695	51.674
1	6.140	47.675	51.626
2	6.138	47.649	51.567
10	6.138	47.646	51.561
1	6.136	47.615	51.489
4	6.133	47.564	51.372
3	6.123	47.432	51.069
7	6.123	47.432	51.069
12	6.117	47.339	50.853
1	6.114	47.292	50.265
3	6.113	47.282	50.248
3	6.113	47.275	50.238
17	6.112	47.262	50.216
3	6.112	47.259	50.211
2	6.107	47.190	50.099
5	6.107	47.187	50.095
3	6.100	47.091	49.938
4	6.096	47.039	49.854
6	6.095	47.023	49.827
3	6.093	46.983	49.762
3	6.091	46.959	49.722
8	6.086	46.881	49.595
13	6.084	46.861	49.564
7	6.083	46.850	49.546
7	6.083	46.843	49.535
15	6.082	46.833	49.518
5	6.082	46.827	49.509

Hours per Year	Load (GW)	SMP (€/ MWh)	
		Case 1	Case 2
9	6.081	46.812	49.483
1	6.079	46.782	49.435
2	6.074	46.709	49.316
8	6.071	46.674	49.260
4	6.070	46.652	49.223
6	6.069	46.644	49.210
10	6.068	46.632	49.190
2	6.068	46.619	49.169
1	6.064	46.567	49.086
5	6.062	46.539	49.039
1	6.060	46.516	49.001
2	6.060	46.510	48.992
4	6.055	46.442	48.881
3	6.054	46.425	48.854
2	6.051	46.380	48.781
5	6.047	46.314	48.674
14	6.046	46.306	48.660
6	6.041	46.239	48.550
3	6.034	46.136	48.383
15	6.030	45.954	48.286
9	6.030	45.951	48.279
4	6.030	45.947	48.272
4	6.028	45.933	48.244
3	6.023	45.870	48.124
7	6.019	45.813	48.016
3	6.013	45.739	47.875
6	6.009	45.691	47.461
1	6.009	45.686	47.453
2	6.006	45.652	47.404
5	6.004	45.630	47.373
6	6.004	45.626	47.367
1	6.003	45.613	47.348
11	6.000	45.577	47.296
7	5.998	45.555	47.265
1	5.998	45.550	47.258
3	5.995	45.511	47.202
13	5.993	45.497	47.182
13	5.992	45.477	47.154
4	5.990	45.458	47.126
12	5.988	45.433	47.090
8	5.983	45.373	47.004
7	5.982	45.356	46.980
8	5.982	45.354	46.977
2	5.981	45.342	46.959
1	5.975	45.274	46.862



Hours per Year	Load (GW)	SMP (€/ MWh)	
		Case 1	Case 2
6	5.967	45.172	46.716
5	5.961	45.090	46.597
5	5.959	45.070	46.570
9	5.959	45.066	46.563
1	5.947	44.915	46.347
3	5.945	44.896	46.319
36	5.944	44.886	46.305
2	5.941	44.843	46.243
1	5.940	44.829	46.223
18	5.938	44.814	46.201
16	5.938	44.809	46.194
2	5.937	44.794	46.173
13	5.929	44.702	46.041
2	5.926	44.661	45.982
6	5.924	44.634	45.944
13	5.923	44.625	45.930
2	5.922	44.607	45.905
7	5.921	44.603	45.898
3	5.920	44.581	45.867
6	5.917	44.542	45.811
4	5.913	44.494	45.742
9	5.913	44.494	45.742
8	5.911	44.470	45.707
9	5.904	44.259	45.585
9	5.903	44.253	45.575
4	5.902	44.241	45.554
3	5.901	44.232	45.538
2	5.900	44.221	45.519
5	5.900	44.217	45.512
1	5.900	44.217	45.512
4	5.894	44.162	45.418
3	5.893	44.148	45.395
12	5.892	44.136	45.374
4	5.892	44.134	45.371
3	5.892	44.131	45.366
6	5.890	44.119	45.086
2	5.888	44.095	45.054
3	5.887	44.083	45.038
2	5.883	44.046	44.990
3	5.881	44.026	44.965
1	5.877	43.978	44.901
1	5.872	43.929	44.837
4	5.871	43.917	44.821
4	5.866	43.868	44.757
1	5.853	43.734	44.581

Hours per Year	Load (GW)	SMP (€/ MWh)	
		Case 1	Case 2
3	5.848	43.679	44.510
15	5.842	43.612	44.422
15	5.841	43.606	44.414
6	5.841	43.600	44.406
4	5.836	43.557	44.350
1	5.833	43.527	44.310
4	5.823	43.417	44.166
14	5.819	43.375	44.110
5	5.807	43.247	43.943
7	5.806	43.241	43.935
6	5.805	43.234	43.927
11	5.802	43.204	43.887
6	5.798	43.161	43.831
5	5.797	43.149	43.815
6	5.793	43.100	43.751
4	5.792	43.096	43.746
6	5.788	43.052	43.687
3	5.784	43.011	43.634
11	5.778	42.946	43.549
14	5.777	42.942	43.544
3	5.775	42.918	43.512
9	5.773	42.893	43.480
4	5.764	42.608	43.368
3	5.754	42.528	42.990
3	5.753	42.523	42.983
7	5.746	42.472	42.915
5	5.732	42.373	42.782
7	5.732	42.370	42.778
4	5.729	42.350	42.752
2	5.720	42.288	42.668
4	5.712	42.228	42.589
7	5.707	42.191	42.539
8	5.705	42.174	42.517
4	5.701	42.144	42.476
14	5.698	42.126	42.451
12	5.698	42.123	42.448
3	5.697	42.121	42.445
2	5.694	42.098	42.414
16	5.691	42.077	42.386
11	5.691	42.072	42.380
8	5.690	42.070	42.377
11	5.688	42.055	42.357
11	5.677	41.970	42.244
3	5.669	41.914	42.168
17	5.669	41.911	42.164

Hours per Year	Load (GW)	SMP (€/ MWh)	
		Case 1	Case 2
2	5.667	41.902	42.153
12	5.662	41.863	42.100
3	5.661	41.858	42.094
6	5.656	41.818	42.039
3	5.642	41.721	41.909
7	5.633	41.653	41.818
16	5.626	41.600	41.748
6	5.625	41.595	41.741
5	5.623	41.580	41.423
3	5.617	41.535	41.390
4	5.608	41.469	41.340
3	5.606	41.457	41.331
2	5.604	41.192	41.321
3	5.603	41.189	41.317
4	5.603	41.185	41.312
15	5.602	41.183	41.310
1	5.599	41.169	41.293
4	5.585	41.106	41.219
1	5.585	41.101	41.214
4	5.582	41.088	41.199
5	5.581	41.085	41.195
6	5.578	41.069	41.176
2	5.577	41.068	41.175
4	5.565	41.009	41.106
6	5.561	40.992	41.086
6	5.561	40.992	41.086
3	5.546	40.924	41.005
15	5.545	40.919	41.000
3	5.545	40.918	40.999
3	5.540	40.894	40.971
3	5.539	40.891	40.967
4	5.535	40.871	40.944
8	5.531	40.854	40.923
1	5.526	40.829	40.895
3	5.523	40.816	40.879
4	5.510	40.757	40.810
3	5.497	40.697	40.740
9	5.497	40.695	40.737
9	5.487	40.650	40.685
5	5.484	40.636	40.668
7	5.483	40.632	40.664
9	5.479	40.614	40.642
2	5.478	40.610	40.637
3	5.474	40.589	40.612
4	5.466	40.552	40.507

Hours per Year	Load (GW)	SMP (€/ MWh)	
		Case 1	Case 2
15	5.464	40.544	40.499
4	5.460	40.527	40.482
3	5.459	40.519	40.474
1	5.457	40.508	40.464
6	5.456	40.507	40.462
7	5.454	40.496	40.452
9	5.453	40.492	40.447
2	5.442	40.442	40.398
7	5.442	40.441	40.397
2	5.441	40.435	40.391
1	5.440	40.433	40.389
2	5.437	40.420	40.376
14	5.436	40.412	40.368
9	5.432	40.397	40.353
1	5.432	40.397	40.353
11	5.430	40.386	40.342
2	5.427	40.370	40.327
1	5.426	40.368	40.324
8	5.423	40.353	40.310
3	5.420	40.339	40.296
8	5.419	40.333	40.290
3	5.416	40.323	40.280
2	5.416	40.320	40.277
7	5.411	40.309	40.254
7	5.403	40.273	40.220
8	5.395	40.231	40.179
9	5.392	40.219	40.167
6	5.391	40.213	40.162
5	5.386	40.192	40.142
5	5.385	40.187	40.136
4	5.380	40.162	40.113
13	5.370	40.114	40.066
1	5.366	40.096	40.049
5	5.361	40.073	40.027
5	5.360	40.068	40.022
9	5.354	40.036	39.992
9	5.351	40.022	39.978
6	5.350	40.018	39.975
4	5.348	40.011	39.968
4	5.340	39.972	39.930
1	5.338	39.964	39.922
3	5.336	39.951	39.910
3	5.336	39.951	39.909
1	5.334	39.942	39.901
2	5.332	39.934	39.893

Hours per Year	Load (GW)	SMP (€/ MWh)	
		Case 1	Case 2
2	5.328	39.916	39.876
9	5.327	39.910	39.870
5	5.322	39.885	39.846
9	5.319	39.871	39.832
7	5.318	39.865	39.827
3	5.316	39.856	39.818
12	5.314	39.848	39.811
4	5.312	39.839	39.802
2	5.311	39.831	39.794
3	5.307	39.812	39.776
4	5.301	39.787	39.751
7	5.295	39.756	39.722
3	5.292	39.744	39.710
3	5.292	39.741	39.708
6	5.287	39.719	39.686
10	5.286	39.715	39.682
7	5.285	39.708	39.676
2	5.285	39.707	39.675
2	5.283	39.699	39.668
3	5.281	39.692	39.660
1	5.281	39.692	39.660
2	5.281	39.688	39.657
8	5.276	39.665	39.589
4	5.276	39.664	39.588
1	5.275	39.663	39.588
2	5.273	39.653	39.579
8	5.268	39.627	39.556
4	5.263	39.602	39.534
6	5.254	39.526	39.499
9	5.244	39.482	39.455
6	5.242	39.476	39.450
2	5.240	39.467	39.440
5	5.240	39.465	39.439
2	5.236	39.449	39.422
12	5.234	39.441	39.414
1	5.231	39.430	39.404
4	5.228	39.418	39.392
9	5.228	39.418	39.392
13	5.220	39.382	39.357
3	5.219	39.378	39.353
4	5.213	39.354	39.329
1	5.213	39.353	39.328
9	5.212	39.348	39.323
6	5.209	39.335	39.310
5	5.208	39.331	39.306

Hours per Year	Load (GW)	SMP (€/ MWh)	
		Case 1	Case 2
3	5.206	39.324	39.300
8	5.206	39.323	39.298
8	5.205	39.318	39.294
2	5.203	39.311	39.287
9	5.203	39.311	39.286
3	5.196	39.280	39.256
1	5.195	39.276	39.253
2	5.193	39.269	39.245
4	5.192	39.262	39.238
2	5.189	39.249	39.226
3	5.188	39.248	39.225
2	5.188	39.246	39.223
7	5.185	39.232	39.209
5	5.183	39.226	39.203
9	5.177	39.201	39.178
1	5.174	39.188	39.165
1	5.167	39.156	39.134
8	5.165	39.151	39.129
6	5.165	39.147	39.125
3	5.163	39.140	39.118
2	5.162	39.136	39.115
5	5.160	39.129	39.107
4	5.160	39.126	39.104
14	5.158	39.117	39.096
4	5.157	39.117	39.095
11	5.155	39.105	39.084
8	5.153	39.097	39.076
13	5.152	39.095	39.074
6	5.152	39.095	39.074
14	5.149	39.082	39.061
2	5.148	39.078	39.057
12	5.148	39.075	39.054
12	5.143	39.054	39.033
11	5.139	39.040	39.019
2	5.137	38.995	39.010
6	5.129	38.967	38.976
2	5.119	38.932	38.914
3	5.117	38.925	38.908
4	5.115	38.919	38.902
3	5.115	38.917	38.900
1	5.111	38.904	38.886
2	5.110	38.899	38.882
5	5.099	38.861	38.844
2	5.098	38.860	38.843
3	5.096	38.851	38.834

Hours per Year	Load (GW)	SMP (€/ MWh)	
		Case 1	Case 2
6	5.096	38.850	38.833
7	5.093	38.841	38.824
9	5.091	38.835	38.818
3	5.085	38.814	38.797
10	5.085	38.813	38.796
11	5.084	38.810	38.793
8	5.080	38.794	38.777
1	5.076	38.783	38.766
17	5.076	38.782	38.765
10	5.076	38.781	38.765
2	5.074	38.774	38.757
4	5.065	38.744	38.728
7	5.065	38.742	38.726
7	5.063	38.736	38.719
6	5.053	38.700	38.684
4	5.052	38.698	38.681
4	5.050	38.689	38.673
4	5.049	38.688	38.671
5	5.043	38.666	38.650
10	5.042	38.663	38.647
4	5.042	38.661	38.645
10	5.040	38.656	38.640
7	5.034	38.633	38.617
4	5.033	38.630	38.614
6	5.033	38.630	38.614
2	5.027	38.609	38.593
3	5.026	38.605	38.589
7	5.023	38.597	38.581
4	5.018	38.577	38.561
2	5.014	38.565	38.549
5	5.012	38.555	38.540
3	5.010	38.551	38.536
3	5.009	38.548	38.532
4	5.006	38.535	38.519
1	5.002	38.523	38.507
9	5.001	38.520	38.505
5	5.000	38.514	38.499
4	4.998	38.508	38.492
4	4.997	38.505	38.489
2	4.996	38.503	38.487
4	4.995	38.497	38.481
7	4.992	38.488	38.472
3	4.990	38.480	38.465
12	4.989	38.476	38.461
3	4.987	38.471	38.455

Hours per Year	Load (GW)	SMP (€/ MWh)	
		Case 1	Case 2
3	4.987	38.469	38.453
1	4.983	38.456	38.441
2	4.979	38.440	38.425
2	4.978	38.439	38.423
4	4.978	38.437	38.422
1	4.976	38.430	38.415
1	4.974	38.424	38.409
5	4.972	38.419	38.403
4	4.970	38.806	38.790
10	4.968	38.794	38.778
4	4.965	38.771	38.755
2	4.964	38.770	38.754
14	4.962	38.751	38.735
5	4.954	38.700	38.684
1	4.952	38.688	38.672
1	4.950	38.675	38.659
4	4.948	38.657	38.641
3	4.947	38.653	38.637
2	4.945	38.640	38.624
13	4.944	38.632	38.616
5	4.941	38.613	38.597
6	4.941	38.609	38.594
1	4.936	38.576	38.561
3	4.930	38.535	38.520
1	4.929	38.527	38.512
13	4.927	38.515	38.499
5	4.920	38.468	38.453
5	4.917	38.443	38.428
7	4.913	38.419	38.403
5	4.912	38.408	38.393
3	4.904	38.356	38.341
1	4.904	38.355	38.340
4	4.901	38.339	38.324
2	4.898	38.312	38.297
4	4.896	38.304	38.289
4	4.890	38.263	38.249
12	4.890	38.263	38.249
16	4.888	38.248	38.234
5	4.885	38.228	38.214
7	4.885	38.223	38.209
1	4.881	38.202	38.187
3	4.881	38.200	38.186
5	4.879	38.182	38.168
3	4.878	38.179	38.164
5	4.876	38.165	38.151

Hours per Year	Load (GW)	SMP (€/ MWh)	
		Case 1	Case 2
7	4.875	38.160	38.146
5	4.873	38.146	38.132
8	4.873	38.145	38.131
13	4.869	38.114	38.100
5	4.869	38.113	38.099
5	4.868	38.107	38.093
11	4.862	38.067	38.053
7	4.862	38.067	38.053
7	4.860	38.057	38.043
6	4.856	38.027	38.013
5	4.854	38.012	37.998
4	4.852	38.000	37.986
4	4.852	37.997	37.983
4	4.850	37.988	37.974
6	4.845	37.950	37.936
3	4.840	37.918	37.904
6	4.840	37.915	37.901
6	4.837	37.893	37.879
6	4.832	37.861	37.847
5	4.830	37.851	37.837
7	4.828	37.836	37.822
6	4.827	37.831	37.817
4	4.823	37.803	37.789
3	4.822	37.793	37.780
3	4.819	37.776	37.762
6	4.819	37.775	37.762
3	4.815	37.749	37.735
7	4.813	37.729	37.716
1	4.810	37.708	37.695
12	4.806	37.687	37.673
11	4.800	37.642	37.629
5	4.800	37.640	37.626
6	4.798	37.628	37.615
3	4.797	37.626	37.612
4	4.797	37.623	37.610
5	4.785	37.538	37.525
6	4.783	37.526	37.513
6	4.779	37.498	37.485
4	4.776	39.249	39.230
7	4.771	39.103	39.084
13	4.765	38.906	38.887
4	4.764	38.870	38.851
10	4.763	38.831	38.812
6	4.761	38.785	38.766
17	4.759	38.708	38.689

Hours per Year	Load (GW)	SMP (€/ MWh)	
		Case 1	Case 2
2	4.756	38.614	38.595
3	4.754	38.555	38.536
4	4.753	38.547	38.528
13	4.753	38.528	38.509
4	4.737	38.038	38.021
2	4.733	37.906	37.889
4	4.730	37.838	37.820
12	4.727	37.723	37.706
5	4.724	37.638	37.621
12	4.710	37.217	37.201
6	4.710	37.216	37.199
5	4.707	37.106	37.089
3	4.697	36.803	36.787
11	4.692	36.650	36.634
5	4.686	36.472	36.456
5	4.681	36.307	36.292
11	4.673	35.867	35.822
6	4.673	35.860	35.815
3	4.669	35.772	35.733
4	4.657	35.525	35.502
12	4.649	35.338	35.327
6	4.645	35.247	35.242
2	4.565	33.259	33.336
11	4.508	32.440	32.619
9	4.500	32.320	32.514
10	4.357	30.546	30.566

